



Tesis - TM185400

**ANALISA KERUSAKAN DAN PERHITUNGAN SISA  
UMUR *TUBE SUPERHEATER BOILER*  
PLTU SURALAYA UNIT 7**

**KHABIB ABDUL MUNIF, ST  
NRP. 02111750078005**

**DOSEN PEMBIMBING  
Dr. Eng Unggul Wasiwitono, ST., M.Eng.Sc**

Program Magister  
Bidang Keahlian Manajemen Energi  
Kerjasama Pt Indonesia Power  
Departemen Teknik Mesin  
Fakultas Teknologi Industri Dan Rekayasa Sistem  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2020

Halaman ini sengaja dikosongkan



Tesis - TM185400

**ANALISA KERUSAKAN DAN PERHITUNGAN SISA  
UMUR *TUBE SUPERHEATER BOILER*  
PLTU SURALAYA UNIT 7**

**KHABIB ABDUL MUNIF, ST  
NRP. 02111750078005**

**DOSEN PEMBIMBING  
Dr. Eng Unggul Wasiwitono, ST., M.Eng.Sc**

**Program Magister  
Bidang Keahlian Manajemen Energi  
Kerjasama Pt Indonesia Power  
Departemen Teknik Mesin  
Fakultas Teknologi Industri Dan Rekayasa Sistem  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya  
2020**

Halaman ini sengaja dikosongkan

# LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar  
**Magister Teknik (MT)**

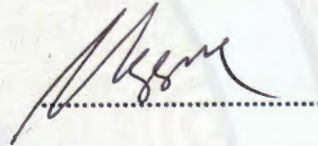
di  
**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh:  
**KHABIB ABDUL MUNIF**  
**02111750078005**

Tanggal Ujian: 18 Januari 2020  
Periode Wisuda: Maret 2020

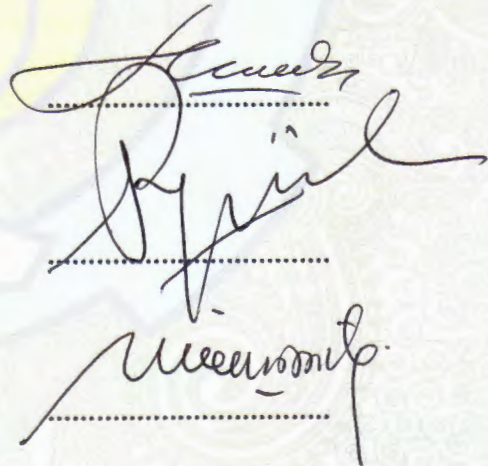
Disetujui oleh:  
**Pembimbing:**

1. Dr. Eng. Unggul Wasiwitono, S.T., M.Eng., Sc.  
NIP 197805102001121001



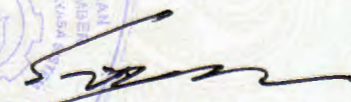
**Penguji:**

1. Prof. Dr. Ir. Abdullah Shahab, MSc.  
NIP 195204171979031002
2. Arif Wahjudi, S.T., M.T., Ph.D  
NIP 1973032220012210001
3. Dr. Ir. Heru Mirmanto, M.T.  
NIP 196202161995121001



**Kepala Departemen Teknik Mesin**  
**Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem**



  
**Dr. Ir. Atok Setiyawan, M.Eng., Sc.**  
NIP 196604021989031002



# STUDI ANALISA KERUSAKAN DAN PERHITUNGAN SISA UMUR TUBE SUPERHEATER BOILER PLTU SURALAYA UNIT 7

Mahasiswa Nama : Khabib Abdul Munif  
Mahasiswa ID : 02111750078005  
Pembimbing : Dr. Eng. Unggul Wasiwitono, ST., M.Eng.Sc

## ABSTRAK

PLTU masih menjadi pemasok utama sistem kelistrikan di Indonesia, salah satunya adalah PLTU Suralaya unit 7 yang sudah beroperasi sejak tahun 1995. Salah satu peralatan utama di PLTU adalah *boiler*. *Boiler* berfungsi untuk mengubah air (*feed water*) menjadi uap panas lanjut (*superheated steam*). Salah satu komponen utama di *boiler* adalah *superheater* yang berfungsi memaksimalkan penyerapan panas dan meningkatkan efisiensi *boiler*. Kerusakan pada *tube boiler* ini dapat berdampak besar dalam proses produksi dan menimbulkan kerugian. *Boiler* yang sudah lama beroperasi juga diperlukan *assessment* untuk mengetahui sisa umur yang mungkin dimiliki *boiler*.

Proses identifikasi diawali dengan mencari faktor-faktor penyebab terjadinya kerusakan. Pengujian dilakukan terhadap bagian sampel yang representatif yang dapat memberikan informasi tentang karakteristik material. Selain itu dilakukan juga pengujian creep untuk dapat menghitung sisa umur tube superheater boiler.

Dari proses analisis diperoleh kesimpulan bahwa kerusakan *tube* adalah *thick lip rupture* dan *thin lip fish mouth rupture*. *Thick lip rupture* disebabkan karena *creep* dimana *tube* terekspos pada temperatur tinggi dan *thin lip fish mouth rupture* disebabkan karena erosi dan *fly/coal ash corrosion*, yang mana *tube* terekspos pada temperatur tinggi dalam waktu singkat. Perhitungan untuk prediksi sisa umur *tube*, menunjukkan sisa umur terendah adalah 3,1 tahun.

**Kata kunci** : *Boiler, superheater, kerusakan tube, sisa umur tube.*

Halaman ini sengaja dikosongkan



# **FAILURE ANALYSIS AND CALCULATION OF THE REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER BOILER SURALAYA UNIT 7 STEAM POWER PLANT**

Name : Khabib Abdul Munif  
ID : 02111750078005  
Advisor : Dr. Eng. Unggul Wasiwitono, ST., M.Eng.Sc

## **ABSTRACT**

The steam power plant is still the main supplier of electrical systems in Indonesia, one of which is the Suralaya steam power plant unit 7 which has been operating since the year 1995. One of the main equipment in the steam power plant is a boiler. Boiler serves to convert water (feed water) into hot steam further (superheated steam). One of the main components in the boiler is the superheater that serves to maximize heat absorption and increase the efficiency of the boiler. The damage to this boiler tube can have a major impact on the production process and inflict losses. Long-running boilers are also required assessment to know the remaining lifespan that the boiler may have.

The identification process begins with finding the cause of damage. Testing is conducted against a representative portion of the sample that can provide information on material characteristics. Besides it is also done testing creep to be able to calculate the remaining life of the tube superheater boiler.

From the process of analysis obtained the conclusion that tube damage is thick lip rupture and thin lip fish mouth rupture. Thick lip rupture is caused by creep where the tube is exposed at high temperature and thin lip fish mouth rupture caused by erosion and flies/coal ash corrosion, which tube is exposed at high temperature in a short time. The calculation for the prediction of the remaining life tube, showing the lowest remaining lifespan is 3.1 years.

**Keywords:** Boiler, superheater, tube damage, remaining life tube.

Halaman ini sengaja dikosongkan

## KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan petunjuk dan rahmatnya sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis yang berjudul “*Analisa Kerusakan Dan Perhitungan Sisa Umur Tube Superheater Boiler PLTU Suralaya Unit 7*”.

Penyusunan tesis ini merupakan persyaratan kelulusan program studi Strata-2 Bidang keahlian Manajemen Energi Jurusan Teknik Mesin, Fakultas Teknik Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis menyadari keberhasilan penulisan tesis ini mendapat dukungan dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung dan membantu dalam penulisan tesis ini, antara lain kepada :

1. Istri saya tercinta Diah Purwanti yang telah menemani saya melewati ini semua, merawat saya saat sakit dan memberikan semangat saya ketika saya jatuh mentalnya. Sebenarnya fisik dan mental saya drop sangat dalam, tapi karena kesabaran dan semangat dari istri saya, saya mampu terus melanjutkan proses perkuliahan.
2. Bapak Dr. Eng. Unggul Wasiwitono, ST., M.Eng.Sc, selaku dosen pembimbing tesis. Terima kasih atas kesabarannya, kebaikannya sehingga saya bisa melaksanakan sidang yang pada kondisi saat itu seperti sudah tidak ada harapan, terima kasih atas kesempatan yang diberikan.
3. Seluruh jajaran direksi PT. Indonesia Power yang telah memberikan kesempatan studi S2 Jurusan Manajemen Energi di ITS.
4. Orang tua tercinta yang selalu mendoakan dan memberikan semangatnya. apalagi ketika tahu saya membutuhkan bantuan dorongan do'a dan semangat, mereka setiap hari mengkhawatirkan saya dan terima kasih juga kepada ibu mertua saya untuk doa beliau kepada saya.
5. Kepada Prof. Prabowo, beliau adalah pribadi yang pintar dan baik hati. Terima kasih atas ilmu dan pelajaran hidupnya. Selain mengajarkan mata

- kuliah professor juga mengajarkan nilai-nilai kehidupan dan itu dapat menambah pandangan hidup saya kedepannya.
6. Kepada dosen-dosen ITS yang yg pernah mengajar dan menjadi penguji yaitu: Profesor Djatmiko, Prof. Abdullah Sahab, pak Christiono Utomo, pak Agus Sigit Pramono, pak Suwarno, pak Arif Wahjudi, pak Falim Mubarak, pak Heru mirmanto, pak Budi Kukuh, pak Ari Bachtiar, pak Bambang Arif, pak Wawan Aries, pak Bambang Sudarmanta, pak Trijoko. Terima kasih sudah mengajarkan ilmu kepada saya semoga ilmu yang bapak bapak ajarkan kepada saya bermanfaat bagi saya dan saya dapat membanggakan ilmu dari bapak-bapak semuanya.
  7. Teman-teman satu angkatan program S2 kerjasama ITS - PT Indonesia Power, terima kasih atas bantuan do'a dan supportnya. Tanpa mengikuti program ini saya tidak akan mengenal teman-teman seangkatan seakrab ini, karena memang saya angkatan yang paling muda dari semua. Dapat bersama teman-teman semua adalah pengalaman berharga bagi saya, karena teman-teman lebih senior dari saya dan sudah banyak pengalaman, apalagi posisi teman-teman sudah ada yang menjadi manajer. Semoga silaturahmi dengan teman-teman ini tidak terputus sampai akhir.
  8. Kepada bapak-ibu staf TU Teknik mesin, yaitu ibu Celly dkk. Terima kasih atas bantuan selama ini karena sudah mau direpotkan untuk menjadi jembatan antara mahasiswa dan dosen, mau direpotkan untuk menyediakan keperluan teman-teman mahasiswa juga.
  9. Terima kasih kepada pak Parsono, pak Yuri, pak Kukuh, mas Vicky, mas Fredy, mas Ayres, dan rekan-rekan pengelola program kerjasama Indonesia Power dan ITS. Terima kasih atas kepercayaan dan semangatnya untuk saya. semoga keikhlasan bapak-bapak semua menjadi anugerah bagi bapak-bapak dan perusahaan.
  10. Kepada bapak Amlan selaku GM UP Suralaya, terima kasih kepada bapak Burlian Prasetyo selaku DGM OH UP Suralaya, kepada bapak Hadi Susanto selaku DGM Bidang Umum, terima kasih telah memberikan semangat dan bantuan dibidang Administrasi sehingga saya dapat melewati ini semua dengan baik.

11. Kepada ibu Rury Anugrah selaku atasan saya yang sudah sabar ketika saya mengikuti program pendidikan ini, sehingga banyak pekerjaan yang menumpuk.
12. Terima kasih kepada mas Krisloana Kendali, Bangun Wijayanto, Adji Budi Septiawan, Ahmad Mustofa dan teman-teman yang lainnya yang sudah memberikan support kepada saya ketika saya down, sampai detik-detik akhir mereka tetap mensupport saya.
13. Kepada teman-teman yang ada di perusahaan yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu, semoga support teman-teman semuanya mendapatkan pahala dan mendapat balasan kebaikan.
14. Kepada kedua putriku tercinta, Ladina Akselia Munif dan Hilya Kanishka Munif yang masih balita, terima kasih sudah memberikan kebahagiaan sehingga ayah dapat bersemangat. Semoga kelak kalian lebih baik lagi dari ayah.
15. Dan semua pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa tesis ini jauh dari sempurna, saran dan masukan yang bersifat membangun sangat penulis harapkan.

Surabaya, 18 Januari 2020

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

## DAFTAR ISI

	Hal
Cover	
LEMBAR PENGESAHAN TESIS	
ABSTRAK .....	i
ABSTRACT .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
DAFTAR TABEL .....	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	4
1.4 Tujuan Penelitian .....	4
1.5 Manfaat Penelitian .....	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA .....	7
2.1 <i>Boiler</i> .....	7
2.1.1 Fungsi <i>Boiler</i> .....	8
2.1.2 Komponen Utama <i>Boiler</i> .....	8
2.1.3 <i>Sootblower</i> .....	10
2.2 Perilaku Material Pada Temperatur Tinggi .....	12
2.2.1 Fenomena <i>Creep</i> Temperatur Tinggi .....	12

2.2.2	Korosi Temperatur Tinggi .....	14
2.2.3	Desain Komponen.....	18
2.3	Kegagalan Material <i>Boiler</i> .....	18
2.3.1	Mekanisme Kegagalan.....	20
2.3.2	Metode Investigasi.....	21
2.3.3	Pengujian Material.....	22
2.4	<i>Material Life Assessment</i> .....	26
2.5	<i>Slagging</i> dan <i>Fouling</i> .....	28
2.5.1	<i>Slagging</i> .....	28
2.5.2	<i>Fouling</i> .....	29
2.6	<i>Literature Review</i> .....	30
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN .....		37
3.1	Identifikasi Masalah.....	37
3.2	Studi Literatur dan Pengumpulan Data Operasi Pemeliharaan.....	38
3.3	Pengambilan <i>Sample Tube</i> .....	38
3.4	Pengujian <i>Sample Tube</i> .....	39
3.5	Analisa dan Pembahasan.....	41
BAB 4 ANALISA DAN PEMBAHASAN .....		43
4.1	<i>Boiler</i> PLTU Suralaya Unit 7 .....	43
4.2	Data Kebocoran PLTU Suralaya Unit 7 .....	43
4.3	Data Operasi dan Pemeliharaan .....	44
4.4	<i>Visual Inspection</i> .....	46
4.4.1	<i>Visual Inspection</i> Daerah Yang Mengalami Kerusakan .....	46
4.4.2	<i>Visual Inspection Tube</i> Yang Mengalami Kerusakan.....	47
4.5	Verifikasi Material <i>Tube</i> .....	54
4.5.1	Pengujian Komposisi Kimia.....	54



4.5.2	Pengujian Kekerasan .....	55
4.5.3	Pengujian Metalografi .....	57
4.6	Pengujian <i>Creep</i> .....	62
4.7	Analisa Kegagalan <i>Tube</i> dan Sisa Umur <i>Tube Superheater</i> .....	64
4.7.1	Analisa Data Operasi dan Pemeliharaan .....	64
4.7.2	Analisa Kegagalan <i>Tube Code 6</i> .....	66
4.7.3	Analisa Kegagalan <i>Tube Code 7</i> .....	68
4.7.4	Analisa Sisa Umur <i>Tube Superheater</i> .....	73
BAB 5	.....	75
5.1	Kesimpulan.....	75
5.2	Saran.....	75
	Daftar Pustaka.....	77
	Lampiran.....	81

Halaman ini sengaja dikosongkan

## DAFTAR GAMBAR

	Hal
Gambar 2.1. Boiler Tipe Carolina.....	7
Gambar 2.2 <i>Slagging</i> di <i>Boiler</i> .....	10
Gambar 2.3 Pola Pembersihan <i>Nozzle Soot Blower</i> .....	11
Gambar 2.4 Proses <i>Sootblowing</i> di Area <i>Superheater</i> .....	11
Gambar 2.5 Kurva Tipikal <i>Creep</i> .....	12
Gambar 2.6 Ilustrasi Skema Kurva <i>Creep</i> .....	13
Gambar 2.7 Kekuatan <i>Creep</i> pada Beberapa Jenis Baja yang Digunakan dan Dikembangkan .....	14
Gambar 2.8 Hubungan Konsentrasi Klorida Terhadap <i>Weight Loss</i> pada Baja ....	16
Gambar 2.9 Grafik Pengaruh Temperatur Terhadap <i>Allowable Stress</i> .....	18
Gambar 2.10 Perilaku <i>Creep</i> Material Baja Berdasarkan <i>Evolusi Cavity</i> .....	20
Gambar 2.11 Prediksi Kegagalan Material Melalui Distribusi LMP dan Tegangan .....	27
Gambar 2.12 <i>Failure Seamless Superheater Tube</i> .....	31
Gambar 2.13 SEM <i>Micrographs of Failed Region</i> .....	31
Gambar 2.14 <i>Tube</i> yang Mengalami Kerusakan; (a) <i>Cracking Tube A</i> , (b) <i>Cracking Tube B</i> .....	32
Gambar 2.15 <i>Optical Microstructure</i> Bagian Melintang <i>Tube</i> yang Rusak; (a) Sampel A1, (b) Sampel B2.....	32
Gambar 2.16 SEM Mikrograf Bagian Melintang dari Tabung yang Rusak Sampel A2.....	33
Gambar 2.17 <i>Reformer Tubes</i> yang Diinvestigasi .....	34
Gambar 2.18 Grafik LMP dengan S untuk <i>Tube AB49-2</i> dan <i>CD123-2</i> Disertai <i>Plot LMP</i> untuk Kelas <i>HP40Nb-microalloyed</i> .....	35
Gambar 3.1 Diagram Alir penelitian.....	37
Gambar 3.2 <i>Tube boiler SSH Outlet Bank 11 Row 8</i> yang Rusak.....	38
Gambar 3.3 Sampel Potongan <i>Tube</i> .....	39
Gambar 4.1 Grafik Kesiapan <i>Soot-blower</i> Unit 7 PLTU Suralaya.....	46
Gambar 4.2 Abu yang Menempel pada Dinding <i>Tube</i> .....	46

Gambar 4.3 Abu yang Menempel pada <i>Superheater Tube</i> .....	47
Gambar 4.4 Potongan <i>Tube Code 3</i> .....	48
Gambar 4.5 Grafik Ketebalan Dinding <i>Tube Code 3</i> .....	48
Gambar 4.6 Potongan <i>Tube Code 5</i> .....	49
Gambar 4.7 Grafik Ketebalan Dinding <i>Tube Code 5</i> .....	49
Gambar 4.8 <i>Tube Code 6</i> yang Mengalami <i>Rupture</i> .....	50
Gambar 4.9 <i>Opening Burst</i> dan Lokasi Pengukuran Ketebalan <i>Rupture Area Tube Code 6</i> .....	50
Gambar 4.10 Grafik Ketebalan Dinding <i>Rupture Area Tube Code 6</i> .....	50
Gambar 4.11 Lokasi Pengukuran Ketebalan <i>Tube Code 6</i> .....	51
Gambar 4.12 Grafik Ketebalan Dinding <i>Tube Code 6</i> .....	51
Gambar 4.13 Lapisan Oksida Bagian Dinding Dalam <i>Tube Code 6</i> .....	52
Gambar 4.14 Inspeksi Visual <i>Tube Code 7</i> .....	52
Gambar 4.15 Lokasi Pengukuran Ketebalan <i>Tube Code 7</i> .....	53
Gambar 4.16 Grafik Ketebalan Dinding <i>Tube Code 7</i> .....	53
Gambar 4.17 <i>Opening Burst</i> dan Lokasi Pengukuran Ketebalan <i>Rupture Area Tube Code 7</i> .....	53
Gambar 4.18 Grafik Ketebalan Dinding <i>Rupture Area Tube Code 7</i> .....	54
Gambar 4.19 Lapisan Oksida pada Bagian Dinding Dalam <i>Tube</i> yang Berhadapan Dengan Area <i>Rupture</i> .....	54
Gambar 4.20 Lokasi Sampel Pengujian Kekerasan <i>Tube Code 5</i> .....	55
Gambar 4.21 Lokasi Sampel Struktur Mikro dan Uji Kekerasan <i>Tube Code 6</i> ....	56
Gambar 4.22 Lokasi Sampel Struktur Mikro Dan Uji Kekerasan <i>Tube Code 7</i> ...	57
Gambar 4.23 Struktur Mikro <i>Tube Code 3</i> .....	58
Gambar 4.24 Struktur Mikro <i>Tube Code 5</i> .....	58
Gambar 4.25 Gambar Struktur Mikro SEM <i>Tube Code 6</i> .....	59
Gambar 4.26 Struktur Mikro <i>Tube Code 7</i> .....	60
Gambar 4.27 Hasil Kualitatif SEM-EDS <i>Tube Code 7</i> .....	61
Gambar 4.28 Karakteristik Spektrum X-ray dari Deposit Oksidasi Korosi yang Menunjukkan Kehadiran $\text{CaSO}_4$ .....	61
Gambar 4.29 Karakteristik <i>Spectrum X-Ray</i> Deposit Oksidasi Korosi.....	62
Gambar 4.30 Grafik PLM dengan Log $\sigma$ untuk <i>Tube Code 1</i> .....	63

Gambar 4.31 Grafik PLM dengan Log $\sigma$ untuk <i>Tube Code 3</i> .....	63
Gambar 4.32 Grafik PLM dengan Log $\sigma$ untuk <i>Tube Code 5</i> .....	64
Gambar 4.33 Prediksi Temperatur <i>Tube Code 6</i> .....	68
Gambar 4.34 Prediksi Temperatur <i>Tube Code 7</i> .....	69
Gambar 4.35 Skema Terjadinya <i>Fly/Coal Ash Corrosion</i> .....	72

Halaman ini sengaja dikosongkan

## DAFTAR TABEL

	Hal
Tabel 2.1 Nilai Koefisien Y .....	28
Tabel 3.1 Data Spesifikasi <i>Tube</i> yang Diuji <i>Creep</i> .....	41
Tabel 4.1 Desain <i>Boiler</i> Unit 5-7.....	43
Tabel 4.2 Desain SSH <i>Outlet</i> .....	43
Tabel 4.3 Data Kebocoran Unit 7 dari Tahun 2014 – 2018.....	44
Tabel 4.4 Data Hasil Pengujian Sampel Batubara .....	44
Tabel 4.5 Hasil Uji <i>Unburned Carbon</i> pada <i>Fly-ash</i> .....	45
Tabel 4.6 Hasil Uji <i>Unburned Carbon</i> pada <i>Bottom-ash</i> .....	45
Tabel 4.7 Komposisi Kimia <i>Tube</i> dan Standar .....	55
Tabel 4.8 Hasil Pengujian Kekerasan pada <i>Tube Code 5</i> .....	56
Tabel 4.9 Nilai Uji Kekerasan <i>Tube Code 6</i> .....	57
Tabel 4.10 Nilai Uji Kekerasan <i>Tube Code 7</i> .....	57
Tabel 4.11 Nilai <i>Slagging Index</i> (SI) dan Potensi <i>Slagging</i> .....	64
Tabel 4.12 Nilai <i>Fouling Index</i> .....	65
Tabel 4.13 Perhitungan Prediksi Sisa Umur <i>Tube Code 1, 3 dan 5</i> .....	73

Halaman ini sengaja dikosongkan



# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) masih menjadi pemasok listrik utama di Indonesia saat ini, dengan bahan bakar batu bara yang paling banyak digunakan (PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), 2019). Salah satu pembangkit listrik tenaga uap yang ada di Indonesia adalah PLTU Suralaya, dengan kapasitas terpasang 3400 MW. PLTU Suralaya mempunyai 7 (tujuh) unit pembangkit listrik, dimana unit 1-4 mempunyai kapasitas masing-masing 400MW dan unit 5-7 mempunyai kapasitas masing-masing 600MW. PLTU Suralaya menggunakan batu bara sebagai bahan bakar utamanya.

PLTU Suralaya mempunyai beberapa peralatan utama untuk menghasilkan listrik. Salah satu peralatan utama PLTU adalah *boiler*. *Boiler* berfungsi untuk mengubah air (*feed water*) menjadi uap panas lanjut (*superheated steam*) dengan memanfaatkan panas yang diperoleh dari hasil pembakaran bahan bakar. Uap dari *boiler* ini digunakan untuk memutar turbin uap yang tersambung dengan generator untuk menghasilkan listrik.

*Boiler* mempunyai beberapa bagian pemanas seperti *economizer*, *superheater* dan *reheater*. *Superheater* adalah bagian utama dari *boiler* yang berfungsi untuk memanaskan uap jenuh dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. *Superheater* digunakan untuk memanaskan uap jenuh yang keluar dari *steam drum* sehingga mencapai tingkat keadaan uap panas lanjut atau sering disebut uap kering (*superheated steam*).

Sisa hasil pembakaran batubara di dalam *boiler* dapat menyebabkan terbentuknya *slagging* dan *fouling* pada permukaan *tube boiler*. *Slagging* dan *fouling* tersebut mengurangi penyerapan panas pada *tube boiler* dan dapat menaikkan temperatur *flue gas boiler* (Romero *et al.*, 2005). *Slagging* dan *fouling* menyebabkan berkurangnya efisiensi *boiler*, serta menaikkan konsumsi bahan bakar, dan menimbulkan emisi berlebih (Ilamathi *et al.*, 2013). *Slagging* pada ruang

bakar mengurangi transfer panas ke ruang bakar, dan meningkatkan jumlah panas gas buang yang melalui zona konveksi, sehingga mengakibatkan pemanasan berlebih di area konveksi. Begitu juga *slagging* dan *fouling* di zona konveksi, menyebabkan perpindahan panas menurun, mengakibatkan penurunan temperatur uap dan peningkatan aliran *desuperheating spray*, dan peningkatan temperatur buang gas di keluaran *boiler* (Zhu *et al.*, 2008).

Untuk menjaga performa *boiler* selama operasi, di dalam *boiler* terdapat peralatan yang disebut dengan *soot blower*. *Soot blower* adalah alat yang digunakan untuk mengontrol *deposit slagging* dan *fouling* di permukaan pipa *boiler* (Pophali *et al.*, 2013). Pembersihan *slagging* dan *fouling* saat unit pembangkit beroperasi dapat dilakukan oleh *soot blower* dengan menggunakan media *steam*, udara atau air (Sarunac, Romero and Bilirgen, 2002). Sebagian besar media yang digunakan untuk proses *soot blower* adalah *steam* yang diambil dari produksi *boiler*. Dalam sistem *boiler* PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap), *soot blower* memegang peranan penting dalam menjaga kebersihan permukaan pipa-pipa *boiler* agar penyerapan panas di pipa-pipa *boiler* lebih efektif.

Kebersihan permukaan pipa-pipa *boiler* dapat mempengaruhi kondisi *boiler*. Salah satu kondisi tersebut adalah menumpuknya *slagging* dan *fouling* yang akan memberikan efek negatif terhadap *boiler*. Efek negatif tersebut dapat berupa terjadinya kerusakan atau kebocoran *boiler* karena menumpuknya *slagging* dan *fouling* di permukaan *tube boiler*. Ketika terjadi kerusakan atau kegagalan *tube boiler*, akan menyebabkan suplai uap yang dihasilkan terganggu, sehingga dapat menyebabkan unit berhenti beroperasi. Jika ini terjadi selain kerugian akibat hilangnya kesempatan unit operasi juga terdapat kerugian dari biaya perbaikan dan kerugian material pengganti.

Salah satu komponen utama di *boiler* adalah *superheater*. *Superheater* umumnya terletak pada zona terpanas dari *boiler*. Uap yang memiliki temperatur tinggi dan tekanan tinggi melewati tabung *superheater* yang mendapatkan temperatur panas yang sangat tinggi dari pembakaran batu bara. Karena itu, tabung *superheater* rentan akan kegagalan korosi dan patah pada temperatur tinggi. Material dari *superheater* pada umumnya didesain memiliki sifat yang lebih baik daripada material lainnya pada *boiler*, tetapi kegagalan pada tabung *superheater*

masih sering terjadi. Untuk mencegah terjadinya kegagalan, yang mengakibatkan terhentinya produksi, harus dilakukan beberapa assessment untuk menghindarinya.

Kerusakan pada pipa *boiler* ini dapat berdampak besar dalam proses produksi dan menimbulkan kerugian. Ketika terjadi kegagalan harus dicari dengan benar apakah akar permasalahan yang tepat untuk menghilangkan maupun mengurangi kegagalan yang mungkin terjadi lagi di masa depan. *Boiler* yang sudah lama beroperasi juga diperlukan *assessment* untuk mengetahui sisa umur yang mungkin dimiliki *boiler* tersebut. Sehingga anggaran untuk pemeliharaan dan persiapan dokumen pengadaan untuk mengganti *tube* yang sudah lama beroperasi dapat dipersiapkan. Maka dari itu dilakukan sebuah analisa yang dapat mengetahui penyebab dari kegagalan yang ditimbulkan dan mengetahui sisa umurnya.

PLTU Suralaya unit 7 telah beroperasi sejak tahun 1995. Kebocoran *boiler* di PLTU Suralaya unit 7 terjadi berturut-turut pada *secondary superheater outlet bank* sebanyak 2 kali dengan lokasi *bank* yang sama hanya berbeda *row*. Kebocoran terakhir PLTU Suralaya unit 7 terjadi pada bulan Mei 2018 di area *secondary superheater outlet* hanya beberapa bulan setelah beroperasi setelah *overhaul* pada bulan Desember 2017. Untuk itu perlu dilakukan penelitian mengenai kegagalan *tube* pada area *superheater boiler* dan perhitungan sisa umur *tube boiler* tersebut.

## 1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah diuraikan sebelumnya, dapat dirumuskan permasalahan yang ada pada *tube boiler* PLTU Suralaya unit 7 sebagai berikut:

1. Bagaimana mekanisme kegagalan *tube* pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7?
2. Bagaimana melakukan identifikasi dan pengujian kerusakan *tube* pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7?
3. Bagaimana memprediksi sisa umur pakai dari *tube-tube* area *superheater* unit 7 PLTU Suralaya?
4. Bagaimana memberikan rekomendasi terkait kerusakan *tube* pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7?

### **1.3 Batasan Masalah**

Agar tesis ini sesuai dengan tujuan maka diperlukan batasan-batasan masalah sebagai berikut :

1. *Tube sample* yang dilakukan penelitian adalah *tube superheater boiler* yang terpasang pada *boiler* PLTU Suralaya Unit 7.
2. Pemotongan *tube sample area superheater boiler* dilakukan pada saat kondisi *off line (boiler stop)*.
3. Data yang digunakan adalah data yang berasal dari PLTU Suralaya Unit 7

### **1.4 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian yang ingin didapatkan adalah:

1. Mengetahui mekanisme kegagalan tube pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7
2. Melakukan identifikasi kerusakan dan pengujian *tube* pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7.
3. Memprediksi sisa umur pakai dari *tube-tube area superheater* unit 7 PLTU Suralaya.
4. Memberikan rekomendasi terkait kerusakan *tube* pada area *superheater boiler* pada PLTU Suralaya unit 7.

### **1.5 Manfaat Penelitian**

Manfaat yang akan diperoleh dari penelitian ini adalah:

1. Sisi Ekonomi  
Dengan penelitian yang dilakukan diharapkan mampu meningkatkan kinerja PLTU Suralaya unit 7, sehingga dapat mencapai target produksi.
2. Sisi Iptek  
Dengan penelitian yang dilakukan diharapkan mampu meningkatkan pemahaman pegawai, meningkatkan analisa dan memberikan rekomendasi terkait *tube boiler* yang mengalami yang kerusakan.

3. Sisi Manfaat Masyarakat

Penelitian ini dapat mengurangi *losses* produksi dari kebocoran *boiler*, sehingga *supply* kebutuhan listrik kepada masyarakat dapat terus terjaga.

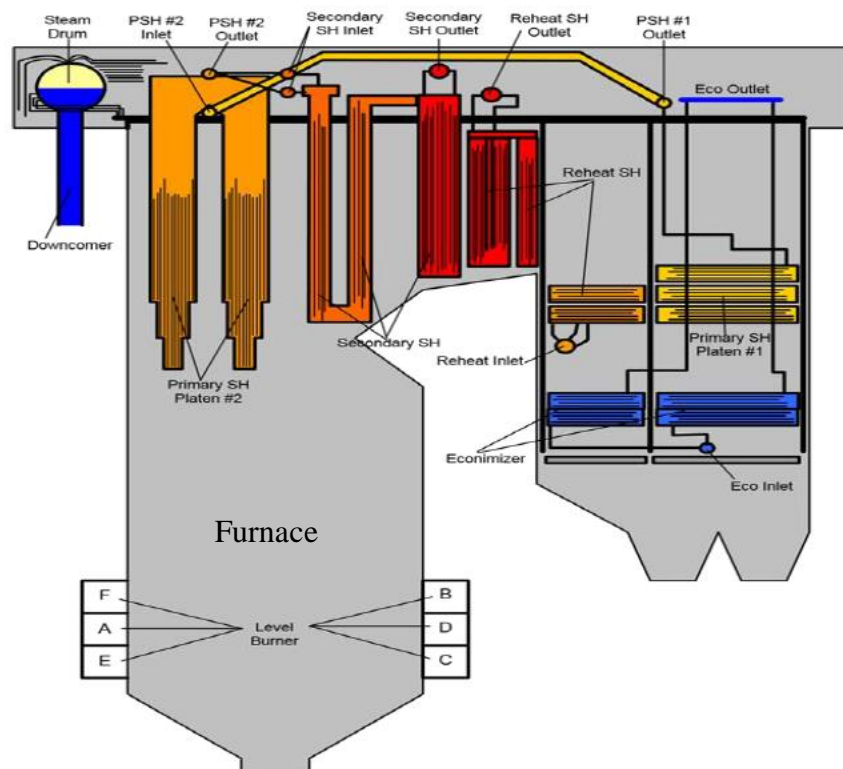
Halaman ini sengaja dikosongkan

## BAB 2

### KAJIAN PUSTAKA

#### 2.1 Boiler

Salah satu peralatan utama di PLTU adalah *boiler* atau biasa disebut ketel uap. Alat ini merupakan alat penukar kalor yang menghasilkan uap pada tekanan dan temperatur tinggi (*superheated vapour*). Perubahan dari fase cair menjadi uap dilakukan dengan memanfaatkan energi panas yang didapatkan dari pembakaran bahan bakar. *Boiler* terdiri dari 2 (dua) komponen utama, yaitu ruang bakar (*furnace*) yang berfungsi sebagai alat untuk mengubah energi kimia menjadi energi panas dan alat penguapan yang terdiri dari pipa-pipa penguap yang mengubah energi pembakaran batubara menjadi energi potensial uap (energi panas). Gambar 2.1 menunjukkan skema *boiler tipe carolina radian boiler*.



Gambar 2.1. Boiler Tipe Carolina (Suralaya, 2016)

### 2.1.1 Fungsi Boiler

*Boiler* merupakan suatu alat dengan prinsip kerja seperti ketel, yang digunakan sebagai tempat pemanasan air (*feedwater*) menjadi uap kerja (*steam*). Di dalam *boiler* terdapat *burner* yang merupakan tempat pembakaran batu bara sebagai bahan bakar utama yang digunakan sehingga mampu menghasilkan energi panas berupa api. Api hasil pembakaran batubara tersebut digunakan untuk memanaskan air yang dialirkan melalui pipa-pipa, pemanasan air terjadi pada dinding pipa *boiler*. Hal ini dimaksudkan supaya terjadi perpindahan panas yang baik karena bidang sentuhnya lebih luas. Uap yang telah terbentuk kemudian dikumpulkan, kemudian uap akan dipisahkan dari kandungan air atau dipanaskan terus hingga menjadi uap kering. *Boiler* memiliki fungsi utama sebagai berikut :

1. Untuk memproduksi uap sesuai yang dibutuhkan, baik kuantitas maupun kualitas.
2. Sebagai alat penukar panas, tempat terjadinya perpindahan panas dari proses pembakaran bahan bakar dan udara, perpindahan secara radiasi ke walltube, perpindahan panas konveksi melalui *flue gas* ke *tube* dan perpindahan panas konduksi melalui *tube* ke air/uap.
3. Memanaskan uap hingga panas lanjut yang dihasilkan sebelum digunakan untuk memutar turbin.
4. Memanaskan kembali uap yang telah digunakan untuk memutar turbin tekanan tinggi (*HP Turbine*) sebelum digunakan untuk memutar turbin tekanan menengah (*LP Turbine*) dan selanjutnya digunakan untuk memutar turbin tekanan rendah (*LP Turbine*).

### 2.1.2 Komponen Utama Boiler

*Boiler* pada PLTU Suralaya menggunakan batubara sebagai bahan bakar utamanya. Sedangkan bahan bakar pendukung adalah minyak, dimana minyak digunakan sebagai pematik awal (*ignition*) untuk membakar batubara dan telah dilengkapi dengan *low NOx burner*, *flue-gas desulphurization* (FGD) dan *tube* dengan material *tube* yang tahan temperatur dan tekanan tinggi. Bagian pemindah panas dari *boiler* terdiri dari pemanas awal (*economizer*, *walltube*), pemanas lanjut (*superheater*) dan pemanas ulang (*reheater*). Untuk memaksimalkan penyerapan panas dan meningkatkan efisiensi didalam *boiler*, dilengkapi dengan komponen



seperti: pemanas lanjut (*superheater*), pemanas ulang (*reheater*) dan pemanas air pengisi boiler (*economizer*). Jumlah produksi uap tergantung pada luas permukaan pemindah panas, laju aliran dan panas pembakaran yang diberikan. Berikut ini adalah bagian-bagian dari sistem air dan uap di *boiler*:

#### 1. *Superheater*

*Superheater* adalah suatu bagian dari *boiler* yang digunakan untuk memanaskan uap jenuh yang keluar dari *boiler steam drum*. Uap yang dipanaskan di *superheater* ini menjadi uap panas lanjut (*superheated vapor*). Tujuan menjadi uap panas lanjut agar tidak terjadi pengembunan saat melakukan kerja ekspansi di dalam turbin uap. Uap yang mengembun di turbin uap akan mengakibatkan kerusakan di sudu-sudu turbin. *Superheater* mempunyai keuntungan lain yaitu memperbaiki efisiensi pemanfaatan uap. Kerja yang dihasilkan akan lebih besar sehingga dapat meningkatkan efisiensi dari sistem.

#### 2. *Reheater*

Pada pemanas ulang atau *reheater*, uap yang telah digunakan untuk memutar turbin uap sisi tekanan tinggi (*high pressure turbine*) dipanaskan kembali sampai tingkat temperatur tertentu, sebelum digunakan kembali pada turbin uap tingkat selanjutnya.

#### 3. *Economizer*

*Economizer* adalah alat yang berfungsi untuk memanaskan air setelah melewati *high pressure heater (HPH)*. Pemanasan dilakukan dengan memanfaatkan panas dari *flue gas* yang merupakan sisa dari pembakaran dalam furnace. Temperatur air yang keluar dari *economizer* harus dibawah temperatur jenuhnya untuk mencegah terjadinya boiling dalam *economizer*.

#### 4. *Boiler steam drum*

*Boiler steam drum* adalah suatu alat yang digunakan untuk menampung air pengisi *boiler* yang berasal dari *economizer* untuk dipanaskan dengan metode siklus air natural yaitu air akan bersirkulasi akibat adanya perbedaan berat jenis (sirkulasi alamiah) dimana air yang temperaturnya lebih rendah akan turun dan air yang temperaturnya tinggi akan naik ke *drum* sambil melepaskan uapnya untuk dipisahkan antara uap dan airnya pada peralatan *separator* dan *dryer*.

### 2.1.3 Sootblower

*Sootblower* adalah alat yang digunakan untuk mengontrol *deposit slagging* dan *fouling* di permukaan *tube boiler* (Pophali *et al.*, 2013). Pembersihan *slagging* dan *fouling* saat unit pembangkit beroperasi dapat dilakukan oleh *sootblower* dengan menggunakan media uap, udara atau air (Sarunac, Romero and Bilirgen, 2002). Dalam sistem *boiler* PLTU (Pembangkit Listrik Tenaga Uap), *sootblower* memegang peranan penting dalam menjaga kebersihan permukaan *tube-tube boiler* agar penyerapan panasnya lebih efektif.

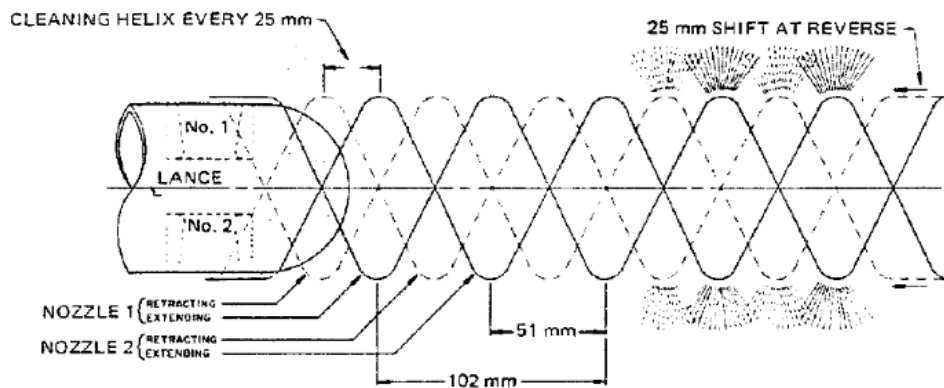
*Sootblower* merupakan alat pembersih *slagging* dan *fouling* yang menempel pada *tube-tube boiler*. *Slagging* dan *fouling* terbentuk akibat pembakaran batubara di boiler. Hasil pembakaran batubara selain menghasilkan *slagging* dan *fouling* juga akan menghasilkan *bottom ash* dan *fly ash*. Gambar 2.2 menunjukkan *slagging* yang menempel di permukaan pipa-pipa boiler didalam boiler.



Gambar 2.2 *Slagging* di *Boiler* (Suralaya, 2018)

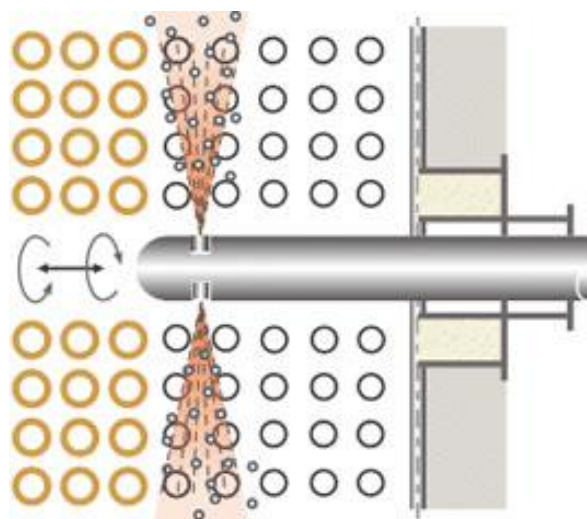
Proses *sootblowing* adalah proses pembersihan permukaan perpindahan panas pada pipa-pipa boiler dengan menggunakan media uap yang didapat dari uap *primary superheater*, tujuan utamanya adalah menghilangkan pengotor seperti

*slagging* dan *fouling* pada saat unit beroperasi. Uap *sootblower* dikeluarkan melalui *nozzle* yang berada di ujung pipa *sootblower* yang berputar *helical* dan bergerak maju mundur, sehingga *slagging* dan *fouling* yang menempel pada pipa-pipa boiler akan terlepas. Gambar 2.3 menunjukkan proses *sootblowing* di *furnace* yang menggunakan tipe *short retractable sootblower*.



Gambar 2.3 Pola Pembersihan *Nozzle Soot Blower* (Babcock & wilcox, 1985)

Gas panas yang tidak mampu diserap secara optimal di area *furnace* atau *wall blower* akan mengakibatkan pemanasan berlebih di area konveksi atau *superheater*. Hal tersebut dapat dilihat dari naiknya pemakaian *desuperheter water spray* (untuk menurunkan temperatur *main steam*) dan tingginya temperatur gas buang *boiler* yang keluar melalui cerobong. Gambar 2.4 menunjukkan proses *soot blowing* di area *superheater* dan *economizer* yang menggunakan tipe *long retractable sootblower*.



Gambar 2.4 Proses *Sootblowing* di Area *Superheater* (Clyde Bergemann, 2017)

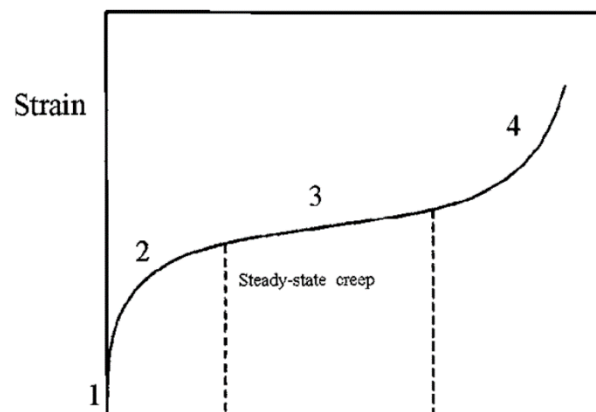
## 2.2 Perilaku Material Pada Temperatur Tinggi

### 2.2.1 Fenomena Creep Temperatur Tinggi

Salah satu faktor penting dalam menentukan integritas komponen dalam suatu sistem dengan aplikasi *temperature* tinggi adalah perilaku *creep*. Pada proses termal, suatu material yang mengalami deformasi secara lambat dan kontinyu dalam fungsi waktu dengan beban atau tegangan konstan sampai patah, maka perilaku tersebut dinamakan *creep*. Pengaruh temperatur pada material logam didasarkan pada *temperature melting* ( $T_m$ ), yaitu temperatur lebur absolut, dimana ketika diekspos pada rentang  $0,3 - 0,6 T_m$  tersebut atau di atasnya, proses *creep* akan terjadi. Sehingga, material yang dioperasikan dalam jangka waktu yang lama dan mendekati temperatur leburnya cenderung mengalami *creep*.

Akibat deformasi tersebut, suatu material dapat mengalami perubahan bentuk atau perpatahan yang tidak diinginkan. *Creep* dapat terjadi pada suatu cacat/retak yang telah ada, dan dengan adanya konsentrasi tegangan mempercepat perambatan retak yang berakhir pada kegagalan.

Perilaku *creep* suatu material dapat diketahui melalui pengujian terhadap suatu spesimen yang diberikan pembebanan atau tegangan konstan yang menghasilkan besaran regangan dalam fungsi waktu. Bentuk kurva yang dihasilkan memiliki karakteristik seperti ditunjukkan pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Kurva Tipikal *Creep* (Levitin, 2006)

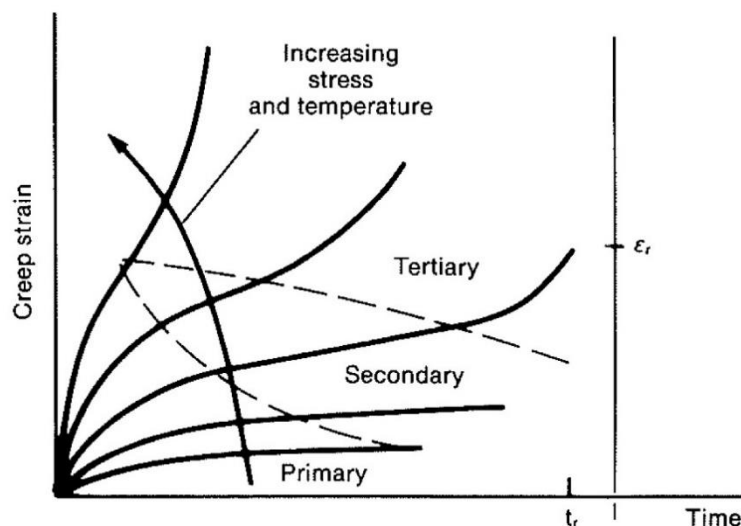
Kurva *creep* terdiri dari fase-fase yang menunjukkan perilaku material pada kondisi temperatur tinggi, yaitu:

- Fase *primary*, dimana regangan meningkat dengan laju yang lambat,

- Fase *secondary* (*steady state*), dimana regangan bergerak dengan laju konstan,
- Fase *tertiary*, regangan bergerak dengan laju dipercepat hingga akhirnya patah,
- Regangan saat patah disebut juga *rupture ductility*.

*Creep* merupakan fenomena mekanis material yang umumnya terjadi apabila diberikan pembebanan. Untuk penjelasannya, dimana terjadi pengerasan regang pada fase *primary*, dilanjutkan dengan *softening* pada fase *secondary* (*steady-state*), seperti proses *recovery*, rekristalisasi, *strain softening*, penuaan presipitasi (*precipitation overaging*), dan mulai timbulnya cacat pada fase *tertiary*, seperti *cavity*, *cracking*, dan juga *necking*. Dalam hal ini, faktor pada fase *primary* cenderung untuk menurunkan laju *creep*, sementara fase lain cenderung menaikkan. Interaksi kesetimbangan diantara fase-fase tersebut akan menentukan bentuk kurva *creep*, dan demikian dapat diketahui karakteristik material pada temperatur tinggi.

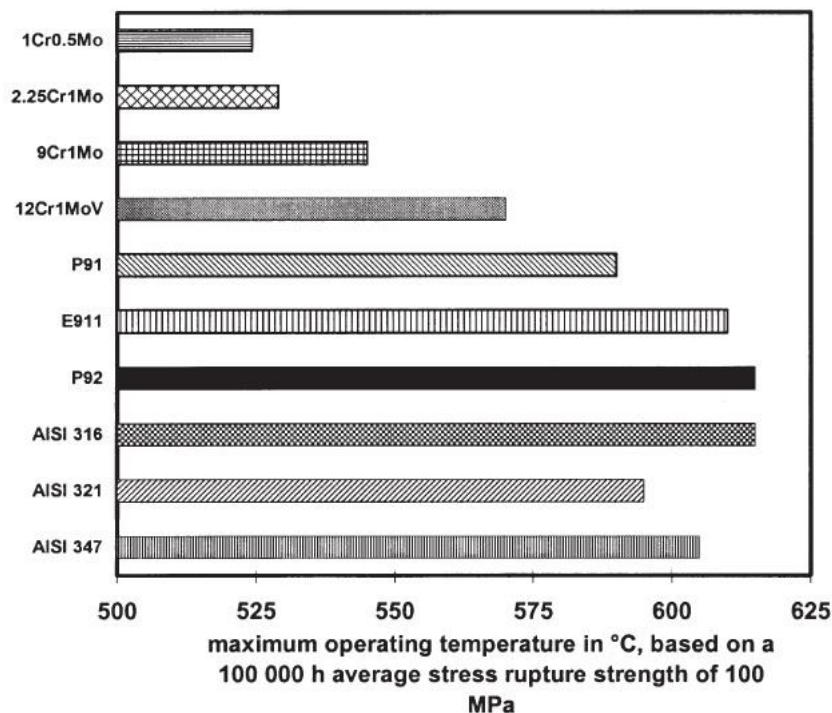
Pada prinsipnya semakin tinggi kekuatan *creep* suatu material, maka semakin rendah keuletannya. Material yang ulet atau *ductile* memiliki daerah *secondary* yang lebih lebar pada kurva *creep*, dan waktu perpatahan lebih pendek. Sementara material getas atau *brittle* yang didefinisikan dengan kekuatan *creep* tinggi, laju *creep* pada daerah *secondary* yang lebih sempit, dan perpatahan yang terjadi seketika dengan keuletan rendah. Gambar 2.6 memperlihatkan bentuk kurva *creep* yang dipengaruhi temperatur dan tegangan.



Gambar 2.6 Ilustrasi Skema Kurva *Creep* (Viswanathan, 1989)

Dari Gambar 2.6 diperlihatkan juga pengaruh perubahan temperatur dan tegangan. Kenaikan temperatur dan tegangan memperpendek fase *primary* dari kurva *creep*, serta menghilangkan fase *secondary*, yang berarti laju *creep* terus meningkat sejak awal hingga patah. Sebaliknya, penurunan temperatur dan tegangan menghasilkan kurva dengan semua fase yang ada, dan total elongasi yang terjadi menjadi lebih kecil.

Perkembangan material dengan ketahanan *creep* umumnya dilihat pada efisiensi termal yang terjadi pada proses, dimana efisiensi tinggi dapat dicapai dengan menaikkan temperatur dan tekanan operasi, sehingga diperlukan material yang memiliki ketahanan *creep* pada temperatur yang lebih tinggi (Ennis and Czyrska-Filemonowicz, 2003). Pemakaian material dengan *grade* lebih tinggi dapat memiliki ketahanan *creep* yang lebih baik pada temperatur yang lebih tinggi. Dalam Gambar 2.7 ditunjukkan kekuatan *creep* (*rupture*) dari beberapa *grade* material baja terhadap temperatur.



Gambar 2.7 Kekuatan *Creep* pada Beberapa Jenis Baja yang Digunakan dan Dikembangkan (Ennis, 2003)

## 2.2.2 Korosi Temperatur Tinggi

Korosi adalah salah satu faktor yang menjadi penyebab terjadinya penghentian atau *shutdown* suatu operasi dalam suatu fasilitas industri, yang juga

dapat terjadi dalam sistem uap pembangkit listrik. Pemeliharaan terhadap material akibat korosi membutuhkan biaya besar yang dapat menjadi permasalahan utama, dimana kerusakan oleh korosi dapat berakibat pada penggantian komponen yang mempengaruhi keberlangsungan operasi. Pemahaman teori korosi sangat diperlukan untuk mengurangi dampaknya terhadap material. Perolehan data empiris dalam memperhitungkan tingkat korosi dapat mencegah terhentinya operasi. Proses identifikasi dilakukan melalui pemeriksaan terhadap lingkungan yang mempengaruhi korosi.

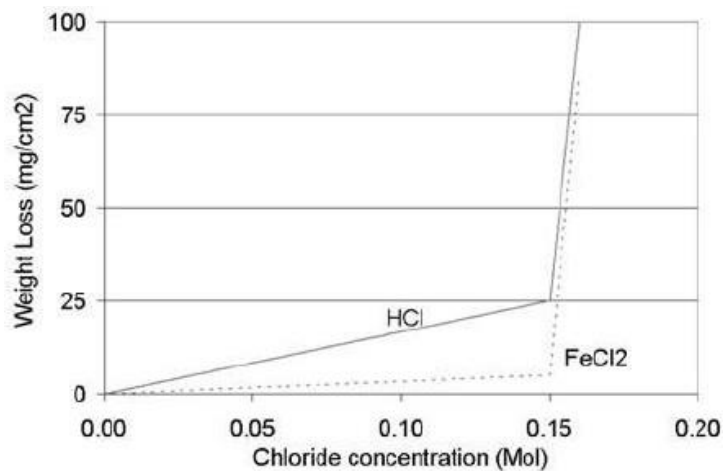
Secara spesifik, Huijbregts dan Leferink (Huijbregts and Leferink, 2006) mendefinisikan beberapa jenis korosi yang terjadi pada temperature tinggi berupa:

1. *SICC (Strain Induced Corrosion Cracking)*

Proses korosi pada *SICC* dipengaruhi oleh regangan oleh deformasi *creep* akibat rendahnya ketahanan material terhadap *temperature* tinggi. Perubahan struktur mikro terutama akibat proses *creep* menjadi penyebab utama jenis korosi ini. Model dalam menjelaskan proses yang terjadi yaitu: *anodic dissolution* dan *hydrogen embrittlement*, yang dapat terjadi secara berkesinambungan. Umumnya proses korosi ini terjadi secara *local* pada daerah-daerah tertentu, seperti pit, retakan kecil, atau daerah lasan.

2. Korosi akibat kondisi *heat-flux*

Proses korosi akibat kondisi *heat-flux* dipengaruhi oleh pembentukan deposit karena proses oksidasi (metaloxide), dimana air yang melewati lapisan porous oksida tersebut akan terjebak, dan membuat pemanasan *local (local boiling)*. Proses *boiling* ini mengakibatkan pembentukan deposit sulfat atau silikat yang menaikkan temperature permukaan logam. Dengan kehadiran klorida yang bisa berasal dari bocornya *condenser* atau lainnya, akan membentuk lapisan korosi akibat reaksi dengan logam. Peningkatan konsentrasi klorida dapat meningkatkan terjadinya *weight loss* secara signifikan, dimana akan berpengaruh pada terjadinya kegagalan akibat korosi. Gambar 2.8 memperlihatkan hubungan konsentrasi klorida dan pengaruhnya terhadap *weight loss*, konsentrasi di atas titik kritis meningkatkan *weight loss* secara tajam.



Gambar 2.8 Hubungan Konsentrasi Klorida Terhadap *Weight Loss* pada Baja (Huijbregts and Leferink, 2006)

3. Korosi erosi akibat *wet steam* (uap basah)

Korosi erosi terjadi akibat kondisi tekanan seperti pada *wet steam* dimana aliran fluida mengakibatkan *weight loss*. Ketahanan material menjadi faktor penting dalam mencegah terjadinya korosi erosi ini. Penambahan elemen seperti Cr dapat meningkatkan kemampuan material terhadap proses korosi erosi.

4. SCC (*Stress Corrosion Cracking*)

SCC adalah korosi intergranular yang terjadi dalam kondisi lingkungan tertentu, seperti nitrat. Definisi serangan korosi pada batas butir dapat dilihat melalui kedalaman penetrasinya, yaitu hingga kedalaman tiga butir. Terjadinya retak akibat korosi yang terjadi pada batas butir tersebut juga dapat dipengaruhi oleh regangan.

Pada *boiler*, berbagai jenis korosi dapat terjadi akibat pengaruh kondisi operasi dan pemilihan material. Kandungan fluida gas dan kondisi lingkungan lain juga menjadi bahan pertimbangan dalam menentukan penyebab terjadinya korosi, dan faktor-faktor tersebut disimpulkan oleh Lee (Lee, Themelis and Castaldi, 2006) dalam beberapa hal yaitu:

1. Kontaminasi klorida dari gas ataupun air

Munculnya klorida dapat disebabkan air atau fluida gas yang terkontaminasi, dimana reaksi kimia terjadi terhadap material pada dinding permukaan.



## 2. Temperatur permukaan

Tingginya temperatur permukaan yang disebabkan oleh radiasi akibat pembentukan deposit metal klorida dapat meningkatkan laju korosi.

## 3. Temperatur gas

Perbedaan temperatur antara gas dan permukaan logam dapat menyebabkan terjadinya kondensasi dari kontaminan seperti metal klorida yang mengendap di dinding *tube*. Semakin besar perbedaan temperatur maka laju pengendapan semakin tinggi, dan konsentrasi klorida meningkat sementara titik lebur deposit menurun.

## 4. Fluktuasi *temperature*

Komposisi bahan bakar sisa yang tidak homogen dan tidak meratanya profil temperatur gas pembakaran dapat menyebabkan fluktuasi temperatur, dimana meningkatkan laju korosi.

## 5. *Scaling deposition*

Semakin tebal deposit, laju korosi semakin tinggi. Dengan hadirnya gas korosif, mempengaruhi karakteristik sifat mekanis dari deposit seperti permeabilitasnya.

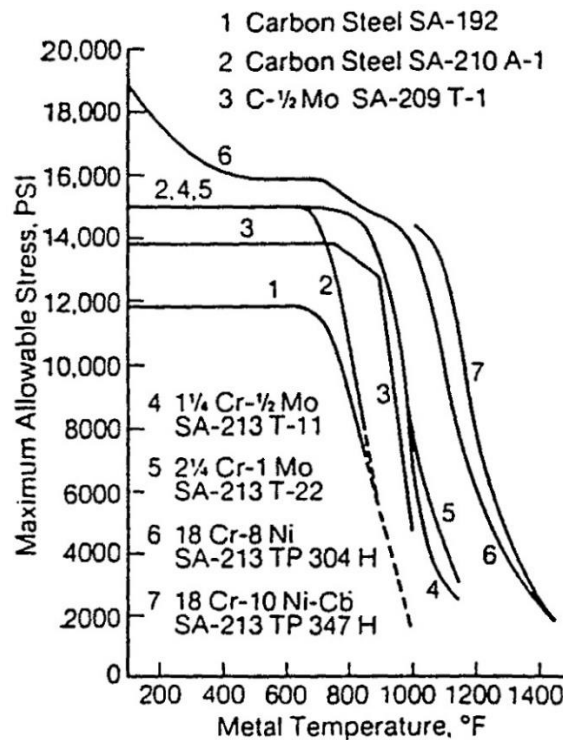
Komposisi material terutama baja seringkali menjadi faktor yang menentukan ketahanan korosi suatu material, terutama pada baja. Pada komponen *boiler*, kegagalan yang terjadi yang disebabkan ketahanan korosi yang buruk, umumnya akibat pemilihan material yang tidak tepat. Sehingga adanya kebocoran (*leakage*) atau ledakan (*explosion*) pada suatu *boiler* biasa terjadi (Huijbregts and Leferink, 2006). Huijbregts dan Leferink menyebutkan bahwa beberapa elemen dalam komposisi baja memberikan efek menguntungkan dan juga merugikan terhadap ketahanan beberapa jenis korosi pada *temperature* tinggi, seperti didefinisikan sebelumnya. Secara prinsip penambahan Cr dapat meningkatkan ketahanan korosi pada material baja baik pada temperatur ruang maupun temperatur tinggi.

Penggunaan material dengan *grade* yang lebih tinggi juga dapat membantu dalam mengurangi pengaruh korosi. Dalam hal ini, material dengan kandungan elemen penguat lebih tinggi, memperbaiki ketahanan material pada operasi

temperature tinggi. Sehingga umur pakai material dapat menjadi lebih lama. Selain itu, pengendalian korosi juga dapat dilakukan dengan perlindungan *coating* terhadap material.

### 2.2.3 Desain Komponen

Proses desain komponen menggunakan acuan mengenai *allowable stress* pada temperatur tinggi yang biasanya dipakai dalam analisis pengaruh temperatur terhadap sifat-sifat material yang aktual. Dalam hal ini perlu diketahui pengaruh kondisi operasi berupa tekanan (*internal pressure*) terhadap komponen dimana pada *steam pipe*, dinding material dapat mengalami tekanan yang berbeda-beda yang menimbulkan tegangan – *hoop stress*. Batasan-batasan parameter dalam menentukan *allowable stress* mengacu pada *standard ASME Bolier and Pressure Vessel Code, Section-1*, dimana grafik mengenai hubungan antara temperatur dengan *allowable stress* diperlihatkan pada Gambar 2.9.



Gambar 2.9 Grafik Pengaruh Temperatur Terhadap *Allowable Stress* (Viswanathan, 1989).

### 2.3 Kegagalan Material *Boiler*

Dalam mempelajari penyebab kegagalan suatu material, diperlukan pemahaman tentang proses hingga terjadinya perpatahan. Secara umum proses

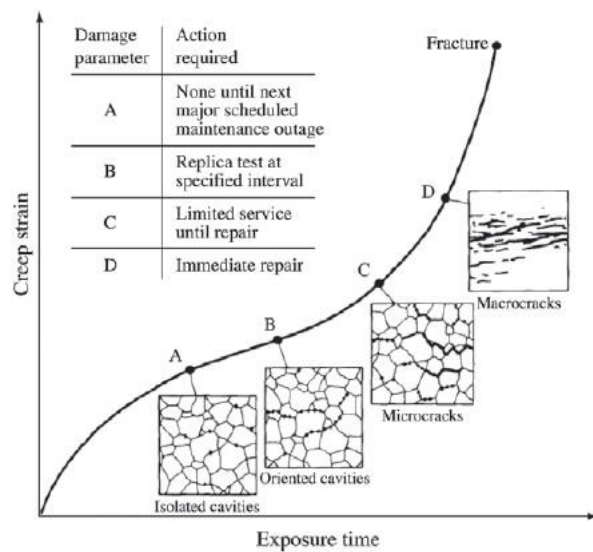
terjadinya perpatahan diakibatkan oleh adanya aplikasi tegangan yang tinggi. Namun, perpatahan *intergranular* juga dapat terjadi akibat tegangan rendah pada temperatur tinggi.

Permasalahan yang sering terjadi pada *boiler* adalah *creep*, dan juga oksidasi pada temperatur tinggi, disamping permasalahan lainnya. Pada *steam pipe*, dimana mempunyai bentuk berupa pipa dengan panjang tertentu, dapat memiliki konsentrasi tegangan pada daerah seperti siku (*elbow*) ataupun lekukan (*bent*) yang dapat menyebabkan *creep*. Walaupun tidak memiliki sambungan (*joint* ataupun *weld*), konsentrasi tegangan juga dapat terjadi pada daerah sepanjang *seam weld* (untuk jenis *seam weld-roll pipe*). Sehingga, kriteria desain suatu *steam pipe* untuk ketahanan *creep* selalu ditentukan pada saat produksi (Viswanathan, 1989).

*Rupture ductility* dapat menjadi ukuran kekuatan *creep* suatu material, yang disebut *rupture life*. *Rupture life* juga dipengaruhi oleh kemampuan material dalam menjaga efisiensi termal, dalam arti proses perpindahan panas tidak mengalami hambatan akibat pengaruh lingkungan ataupun kondisi operasi. Terhambatnya perpindahan panas yang diakibatkan proses oksidasi pada material logam, dapat menaikkan *temperature* permukaan yang melebihi batas kemampuan *creep* dimana menyebabkan perpatahan (Neves *et al.*, 2004).

Pada prinsipnya, logam paduan akan kehilangan keuletan selama dipergunakan pada temperatur tinggi. Hal ini ditunjukkan dari fungsi temperatur dan laju regangan dimana adanya daerah kritis untuk terjadinya penggetasan. Pada laju regangan tetap, nilai keuletan akan menurun dengan meningkatnya temperatur, yang dapat disebabkan oleh pengaruh nukleasi retak pada batas butir (*intergranular crack*) selama proses deformasi.

Cacat berupa *cavity* yang terdapat pada material sering menjadi indikator dalam menentukan perilaku *creep* suatu material, terutama baja. Menurut Neubauer dan Wedel (Neves *et al.*, 2004) proses evolusi *cavity* dalam perilaku *creep* terjadi dalam empat tahap seperti ditunjukkan pada Gambar 2.10. Tahapannya adalah *isolated cavities*, *oriented cavities*, *linked cavities (microcracks)* and *microcracks*. Berdasarkan kurva tersebut, dapat diprediksi waktu terjadinya perpatahan serta tindakan yang harus dilakukan sebelum terjadinya perpatahan.



Gambar 2.10 Perilaku *Creep* Material Baja Berdasarkan *Evolusi Cavity* (Neves et al., 2004)

### 2.3.1 Mekanisme Kegagalan

Sebuah komponen disebut mengalami kegagalan apabila terjadi kebocoran atau perpatahan pada material, dan/atau terdapat penipisan dinding material yang cenderung untuk menjadi kegagalan material, sehingga memerlukan penggantian. Kegagalan material *boiler* dapat berupa perpatahan *creep* dan juga korosi. Dan secara garis besar, Rogers (Rogers, 2006) mengklasifikasikan mekanisme kegagalan material *boiler* sebagai berikut:

#### 1. *Stress Rupture*

*Stress rupture* adalah mekanisme kegagalan akibat tegangan yang dapat dipengaruhi oleh faktor internal dan eksternal. Kegagalan ini terjadi akibat:

- a. Adanya *overheating*,
- b. *Creep* pada *temperature* tinggi,
- c. Cacat pada sambungan las karena material yang berbeda.

*Overheating* terjadi dalam waktu yang singkat (*short-term*), dimana dipengaruhi oleh terhambatnya aliran proses karena pembentukan lapisan oksida *internal* di dalam *boiler*, tidak adanya sirkulasi pendinginan *boiler*, dan terjadinya *overfiring* oleh gas pembakaran (Neves et al., 2004). Terjadinya *creep* juga, dipengaruhi faktor eksternal maupun *internal*, seperti adanya deposit (abu, debu, atau *scale*), radiasi panas, imbas dari pemanasan gas yang

terlalu tinggi, adanya tegangan sisa pada sambungan las, dan terakhir adalah pemilihan material yang salah.

2. *Water/gas-side corrosion*

*Water / gas-side corrosion*, yaitu proses korosi yang terjadi pada dinding *tube* bagian dalam. Jenis korosi yang terjadi dapat berupa:

- a. *Caustic corrosion*, disebabkan oleh deposit akibat *heat flux*,
- b. Kerusakan akibat *hydrogen*,
- c. *Pitting*, disebabkan konsentrasi oksigen dan kontak dengan air,
- d. SCC (*Stress Corrosion Cracking*).

3. *Fire-side corrosion*

*Fire-side corrosion*, yaitu proses korosi yang terjadi pada dinding luar *tube*. Masalah yang timbul dipengaruhi:

- a. Rendahnya *temperature* permukaan,
- b. Dinding *waterwall*,
- c. Kehadiran abu dari bahan bakar.

4. *Erosion*

*Erosion* adalah proses pengikisan yang disebabkan oleh aliran debu atau abu, jatuhnya *slag*, *soot blower* dan partikel sisa pembakaran.

5. *Fatigue*

*Fatigue*, didefinisikan sebagai kegagalan akibat tegangan *cyclic*, yang dipengaruhi oleh:

- a. Vibrasi,
- b. Panas (termal),
- c. Proses korosi.

Kurangnya perhatian terhadap perawatan atau pemeliharaan kondisi komponen dari aspek: *cleaning*, *chemical*, *material*, dan kondisi sambungan las dapat menjadi penyebab utama terjadinya kegagalan dengan mekanisme seperti di atas.

### 2.3.2 Metode Investigasi

Kegagalan suatu material pada komponen *boiler* dapat menyebabkan penghentian operasi. Pendeteksian secara dini terhadap cacat ataupun retak pada

komponen *boiler* dilakukan untuk mencegah kerusakan yang lebih parah. Metode investigasi yang dapat dilakukan, menurut Smith (Smith, 2004) adalah melalui *monitoring (acoustic)* dan juga *non-destructive test (NDT)*. Dalam hal ini perlu ditentukan metodologi pengambilan data hingga analisis terhadap permasalahan yang terjadi. Rogers (Rogers, 2006) membagi tahapan-tahapan dalam investigasi, yaitu:

1. Mempersempit lingkup permasalahan pada lokasi dan posisi dimana material mengalami kegagalan.
2. Menentukan mekanisme kegagalan dengan melihat hubungan dengan kerusakan lain yang mungkin terjadi.
3. Menentukan akar permasalahan atau penyebab kegagalan berdasarkan pengamatan yang ada.
4. Melakukan pengujian dalam memverifikasi penyebab kegagalan.
5. Menyusun suatu metodologi dalam membuat kesimpulan dan tindakan selanjutnya.
6. Membuat program preventif untuk mencegah terjadinya kegagalan serupa di masa yang akan datang.

### **2.3.3 Pengujian Material**

Pengujian material merupakan salah satu cara mengetahui kualitas material. Pengujian di sini untuk mengetahui sifat-sifat mekanik material. Sifat mekanik material tidak hanya tergantung pada struktur mikronya. Cara pengujian material dapat digolongkan menjadi 2 macam yaitu pengujian dengan merusak (*Destructive test*) dan tanpa merusak (*Non-Destructive test*).

#### **1. Pengujian *destructive***

Pengujian *destructive* merupakan pengujian yang dilakukan terhadap suatu material atau spesimen sampai performa material tersebut mengalami kerusakan. Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui performa material tersebut. Macam-macam pengujian *destructive* antara lain :

##### **a. Uji kekerasan**

Secara umum semua sifat mekanik dapat terwakili oleh sifat kekerasan bahan. Proses pengujian kekerasan harus sesuai dengan metode serta prosedur

pengujian yang telah dilakukan sehingga hasil pengujian dapat diterima dan digunakan sebagai acuan dalam pemilihan bahan teknik sebagai bahan baku, *hypereutectoid* atau menjadi petunjuk perubahan sebelum atau sesudah proses perlakuan panas. Pengujian kekerasan ada beberapa macam yaitu :

1) Pengujian kekerasan dengan cara penekanan (*indentation test*)

Pengujian ini merupakan pengujian kekerasan terhadap bahan (logam) dimana dalam menentukan kekerasannya dilakukan dengan cara indentasi atau bekas penekanan pada benda uji akibat reaksi dari pembebanan tekan. Beberapa jenis pengujian kekerasan dengan penekanan, yaitu :

- Metode *Brinell*

Pengujian ini dilakukan dengan cara pengindentasian sejumlah beban dengan atau pada permukaan spesimen dengan penetrator bola baja dengan diameter 10 mm, dengan standar pembebanan 0,97-3000 kgf. Skala yang digunakan pada metode ini adalah *Brinell Hardness Number* (BHN).

- Metode *Vickers*

Metode ini sama dengan metode *Brinell*, yang berbeda adalah penetratornya berasal dari intan dengan bentuk prisma piramida, beban yang digunakan antara 1-120 kg. Dapat digunakan untuk pengukuran mikro dengan skala *Hardness Knop* (HK) dan pengukuran makro dengan skala *Hardness Vickers* (HV). Temperatur yang dialami *tube* pada saat terjadi kegagalan, dapat dilakukan perhitungan dengan merujuk pada hasil pengujian kekerasan *vickers*. Hubungan antara kekerasan dengan PLM untuk 9Cr-1Mo-1V (SA 213 T91), ditunjukkan pada persamaan sebagai berikut (Ahmad *et al.*, 2010):

$$\text{Kekerasan (HV)} = 993 - (0.01825 \times P) \quad ( 2.1 )$$

dimana:

P = Parameter Larsen-Miller, yang didefinisikan sebagai berikut:

$$P = \left(\frac{9}{5} T_c + 492 - (C \times \log t_r)\right) \quad ( 2.2 )$$

dimana:

$T_c$  = Temperatur ( $^{\circ}\text{C}$ )

$C$  = Konstanta

$t_r$  = Waktu putus (jam)

- Metode *Rockwell*

Metode pengujian dengan menggunakan variasi indenter dan bahan yang berbeda-beda.

2) Pengujian kekerasan dengan goresan (*scratch test*)

Merupakan pengujian kekerasan terhadap benda (logam) dimana dalam menentukan kekerasannya dilakukan dengan mencari kesebandingan dari bahan yang dijadikan standart.

3) Pengujian kekerasan dengan cara dinamik (*dynamic test*)

Merupakan pengujian kekerasan dengan mengukur tinggi pantulan dari bola baja atau intan yang dijatuhkan dari ketinggian tertentu.

b. Uji struktur

Uji struktur mempelajari struktur material logam. Untuk keperluan pengujian, material logam dipotong-potong, kemudian potongan diletakkan di bawah dan dikikis dengan material alat penggores yang sesuai. Uji struktur ini dilaksanakan secara makroskopik atau mikroskopik. Dalam uji makroskopik, permukaan spesimen dengan mata telanjang atau melalui *loupe* untuk mengetahui status penetrasi, jangkauan yang terkena panas dari keausannya. Dalam pemeriksaan mikroskopik, permukaan spesimen diperiksa melalui mikroskopik metalurgi untuk mengetahui jenis struktur dan rasio komponennya untuk menentukan sifat material.

c. Uji *fatigue*

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui sifat mekanik material yaitu kelelahan dimana pengujian dilakukan dengan cara memberikan pembebanan secara berulang-ulang (dinamis) pada spesimen sehingga material akan patah sebelum titik luluhnya.

2. Pengujian *non-destructive*

Pengujian *non-destructive* (NDT) adalah proses pengujian suatu material untuk mengetahui cacat, retak, atau *discontinuity* lain pada material tanpa merusak benda yang kita tes. Pada dasarnya, tes ini dilakukan untuk menjamin bahwa material yang kita gunakan masih aman dan tidak melewati *damage tolerance*.



NDT dilakukan di awal dan di akhir proses fabrikasi untuk menentukan suatu komponen dapat diterima setelah melalui tahap fabrikasi kedua. NDT dilakukan dalam jangka waktu tertentu. Tujuannya menentukan cacat parsial sebelum *damage tolerance*. Pengujian Non-Destructive dibagi menjadi beberapa macam, yaitu :

a. Uji visual (*visual inspection*)

Biasanya metode ini menjadi langkah yang pertama kali diambil dalam NDT. Metode ini bertujuan untuk menemukan cacat atau retak permukaan dan korosi. Dengan bantuan *visual optical*, sehingga *crack* yang berada di permukaan material diketahui.

b. Uji cairan penetran (*Liquid penetrant*)

Metode ini sangat sederhana, dimana cairan warna terang disemprot kepada benda uji untuk mengetahui cacatnya. Tujuannya adalah mengetahui keretakan atau kerusakan pada *material solid*.

c. *Eddy Current Test*

Pengujian ini memanfaatkan prinsip elektromagnet. Prinsipnya elektromagnet dialirkan pada komponen untuk membangkitkan medan magnet pada komponen. Jika medan magnet dikenai pada logam, yang akan diinspeksi maka akan membangkitkan arus *eddy*. Arus *eddy* kemudian akan membangkitkan medan magnet pada kumparan yang mengindikasikan ada cacat.

d. *Ultrasonic Inspection*

Prinsip yang digunakan adalah gelombang suara yang dirambatkan pada spesimen uji dari sinyal yang dihasilkan diamati atau diinterpretasi.

e. *Radiographic Test*

*Radiographic test* adalah suatu pengujian dengan menggunakan emisi spektografik dari radiasi sinar X yang memanfaatkan sinar X yang mampu menembus logam dan merefleksikannya dengan menghasilkan emisi radiasi dalam bentuk spektografi yang dapat menunjukkan cacat pada logam. Prosesnya dengan meradiasikan sinar X ke sebuah spesimen dan melihat hasilnya dalam gambaran emisi spektografi dibalik spesimen.

## 2.4 *Material Life Assessment*

Pengujian *creep* merupakan basis pengambilan data dalam menentukan kekuatan *creep* dan juga perpatahannya. Seperti diketahui perilaku *creep* pada material, terutama baja, sangat bergantung pada temperature operasi dan tegangan. Kegagalan suatu material disebut sebagai kegagalan akibat *creep*, jika memang tidak ada faktor lain yang menyebabkan kegagalan prematur material tersebut. Dengan mengasumsikan temperatur dan tegangan yang diaplikasikan pada material, seperti pada steam pipe, maka kita dapat memperkirakan batas atau umur pakai *creep material* berdasarkan waktu yang diberikan (Wardle, 2000).

Suatu komponen dalam aplikasi temperatur tinggi seperti *steam boiler*, dan peralatan industri lain pada umumnya didesain untuk waktu operasi lebih dari 100000 jam. Karena itu diperlukan teknik dalam merencanakan karakteristik *creep material*, terutama logam, melalui teknik ekstrapolasi terhadap kondisi aktual. Data yang diperoleh dalam pengujian *creep* diperlukan untuk membuat estimasi perilaku *creep material* untuk jangka waktu yang lama dengan variasi temperatur. Teknik ekstrapolasi digunakan untuk memprediksi kekuatan *creep* hingga patah untuk jangka waktu yang lama berdasarkan data pengujian dalam waktu yang lebih singkat (Viswanathan, 1989). Dasar dari ekstrapolasi adalah dengan membuat *plot* data tentang waktu, tegangan dan temperatur dalam suatu persamaan, dimana dijadikan acuan dalam menentukan umur material berdasarkan kondisi *creep*. Salah satu konsep parameter yang telah dikembangkan adalah Larson-Miller Parameter:

$$PLM = (T + 273) \times (C + \log t_r) \times 10^{-3} \quad ( 2.3 )$$

dengan:

*PLM* = Parameter Larson-Miller

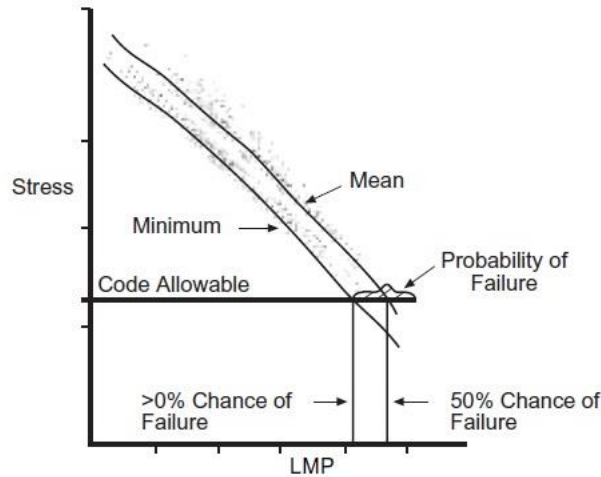
T = Temperatur (°C)

C = Konstanta (20 untuk baja dan sebagian besar material)

$t_r$  = Waktu putus (jam)

Hasil plot dari parameter menghasilkan grafik antara waktu dan temperatur dengan *variable* tegangan. Teknik parameter Larson-Miller Parameter atau dikenal dengan LMP, dapat digunakan untuk memprediksi kegagalan suatu material melalui perilaku *creep*, dengan mendefinisikan tegangan yang diaplikasikan. Oleh

Wardle (Wardle, 2000), hubungan antara tegangan dan LMP, ditunjukkan pada Gambar 2.11.



Gambar 2.11 Prediksi Kegagalan Material Melalui Distribusi LMP dan Tegangan (Wardle, 2000)

Tebal pipa dapat dijadikan acuan untuk menghitung umur material dengan memanfaatkan persamaan grafik dari hasil pengujian *creep*. Untuk dapat menghitung umur material dari sampel pengujian *creep* yang telah dilakukan, maka perlu dihitung terlebih dahulu tegangan yang terjadi pada material pipa. Tebal minimum *tube* yang digunakan menggunakan persamaan (ASME, 2012):

$$t_m = \frac{PD_o}{2(SE + Py)} + A \quad ( 2.4 )$$

dengan:

$t_m$  = Tebal minimum (mm)

P = Tekanan desain operasi pipa (MPa)

$D_o$  = Diameter luar pipa (mm)

S = Tegangan yang terjadi (MPa)

E = Konstanta sambungan (ASME B31.3, *normally 1.0 for seamless pipe*)

A = *Allowance*, penambahan tebal untuk melengkapi pengurangan material dikarenakan penguliran, korosi, erosi; *manufacturing tolerance* (MT) juga diperhitungkan.

y = Koefisien yang diambil dari material *properties* dan temperatur desain untuk  $t < d/6$ , hasil dari Y tertera pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Nilai Koefisien Y

Material	Temperature, °F (°C)							
	900 (482) and Below	950 (510)	1,000 (538)	1,050 (566)	1,100 (593)	1,150 (621)	1,200 (649)	1,250 (677) and Above
Ferritic Steels	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Austenitic Steels	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7
Nickel alloys UNS Nos. N06617, N08800, N08810, N08825	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
GENERAL NOTES: (a) The value of y may be interpolated between the 50°F (27.8°C) values shown in the table. For cast iron and nonferrous materials, y equals 0. (b) For pipe with a Do/tm ratio less than 6, the value of y for ferritic and austenitic steels designed for temperatures of 900°F (480°C) and below shall be taken as:								
$y = \frac{d}{d + D_o}$								

Sumber: ASME B31.1, 2012

## 2.5 Slagging dan Fouling

*Slagging* dan *fouling* adalah fenomena menempel dan menumpuknya abu batu bara yang melebur pada pipa penghantar panas (*heat exchanger tube*) ataupun dinding *boiler*. Kedua hal ini sangat serius karena dapat memberikan dampak yang besar pada operasional *boiler*, seperti masalah penghantaran panas, penurunan efisiensi *boiler*, tersumbatnya pipa, serta kerusakan pipa akibat terlepasnya *clinker*. Keseluruhan masalah yang timbul tadi sering pula disebut dengan *clinker trouble*. Fenomena menempelnya abu ini terutama dipengaruhi oleh suhu melebur abu (*ash fusion temperature, AFT*) dan unsur – unsur dalam abu. Selain kedua faktor tadi, evaluasi terhadap masalah ini juga dapat diketahui melalui perhitungan rasio terhadap beberapa unsur tertentu dalam abu.

### 2.5.1 Slagging

*Slagging* terjadi pada bagian terdingin *boiler*. Pada permukaan tersebut, inorganik volatil kondensat akan menempel dan membentuk deposit. Selain itu, partikel-partikel yang meleleh, akan mengalami pendinginan dan juga membentuk deposit pada permukaan terdingin *boiler*. Seiring berjalannya waktu, deposit ini

akan semakin tebal dan akan mengisolasi proses perpindahan panas dari *flue gas* ke air atau steam di dalam *tube*.

Untuk *slagging* ini, karakteristiknya dapat dinilai dari suhu lebur abu (AFT) dan kondisi abu itu sendiri. Suhu lebur abu yang rendah akan memudahkan terjadinya *slagging*. Kemudian, diketahui pula bahwa bila rasio unsur alkali ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ) terhadap unsur asam ( $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{TiO}_2$ ) meninggi maka potensi *slagging* meningkat.

Pada *slagging*, yang banyak berpengaruh adalah  $\text{CaO}$  yang merupakan unsur yang mudah menempel di dinding penghantar panas, dan  $\text{Na}_2\text{O}$  yang merupakan unsur yang menentukan kekuatan ikatan abu yang menempel. Tipe lignit banyak mengandung kedua unsur tersebut. Dan parameter untuk penilaian *slagging* pada tipe ini adalah suhu melebur abu saja.

Untuk mengetahui apakah abu yang dihasilkan masuk kedalam batubara jenis lignit atau bituminus, dapat ditentukan dari perbandingan kandungan  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$  dan  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Abu lignit jika  $(\text{CaO} + \text{MgO})/\text{Fe}_2\text{O}_3 > 1,0$  dan abu bituminus jika  $(\text{CaO} + \text{MgO})/\text{Fe}_2\text{O}_3 < 1,0$ . Persamaan untuk mengetahui *slagging index* adalah:

$$R_s = \frac{4x(\text{min IT}) + (\text{max HT})}{5} \quad ( 2.5 )$$

dimana:

$R_s$  = *Slagging index* ( $^{\circ}\text{C}$ );  $R_s > 1340$  (Potensi *slagging* rendah);  $R_s = 1340 \sim 1230$  (Potensi *slagging* sedang);  $R_s = 1230 \sim 1150$  (Potensi *slagging* tinggi);  $R_s < 1150$  (Potensi *slagging* berbahaya);

IT = *Deformation ash fusion temperature* ( $^{\circ}\text{C}$ )

HT = *Hemisphere ash fusion temperature* ( $^{\circ}\text{C}$ )

### 2.5.2 *Fouling*

Sedangkan *fouling* adalah akumulasi partikel pada permukaan aliran keluar *flue gas*, yaitu aliran *flue gas* yang melewati permukaan *superheater*, *reheater* dan aliran pipa penguapan. Unsur yang paling berpengaruh pada penempelan abu ini adalah material basa terutama Na, yang dalam hal ini adalah kadar  $\text{Na}_2\text{O}$ . Bila kadar abu batubara banyak, kemudian unsur basa dalam abu juga banyak, ditambah kadar  $\text{Na}_2\text{O}$  yang tinggi, maka *fouling* akan mudah terjadi.

Evaluasi karakteristik *fouling* sama dengan untuk *slagging*, yaitu dinilai berdasarkan rasio unsur basa dan asam, serta kadar Na<sub>2</sub>O di dalam abu. Jika nilai – nilai tadi tinggi, maka secara umum kecenderungan *fouling* juga meningkat. Selanjutnya, kadar sulfur yang tinggi juga cenderung mendorong timbulnya *fouling* melalui pembentukan senyawa bersuhu lebur rendah, melalui persenyawaan dengan unsur basa ataupun besi.

*Fouling* yang berkembang akan dapat menyebabkan bermacam – macam masalah seperti penurunan suhu uap pada keluaran (*outlet*) super heater dan *re-heater*, serta menyempit dan tersumbatnya jalur aliran gas. Untuk menghilangkan abu ini dapat digunakan *soot blower*, sama seperti penanganan pada *slagging*.

Potensi *fouling* untuk abu lignit dapat didasarkan pada kandungan Na<sub>2</sub>O dengan ketentuan sebagai berikut :

$$R_f = \% \text{ Na}_2\text{O in the ash} \quad ( 2.6 )$$

dimana:

$R_f$  = *Fouling index* ;  $R_f < 1,2$  (Potensi *fouling* rendah);  $R_f = 1,2 \sim 3$  (Potensi *fouling* sedang);  $R_f = 3 \sim 6$  (Potensi *fouling* tinggi);  $R_f > 6$  (Potensi *fouling* berbahaya);

## 2.6 Literature Review

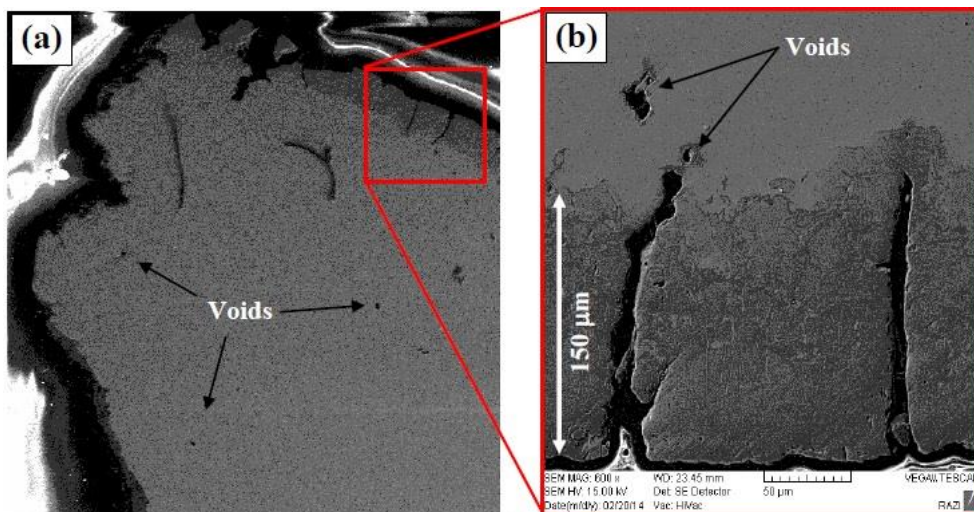
Movahedi dkk. melakukan penelitian analisa kegagalan dari *seamless superheater tube* dalam *boiler* pembangkit listrik berbahan bakar minyak (Movahedi-Rad, Plasseyed and Attarian, 2014). *Boiler* beroperasi pada *temperature steam* 538°C. *Tube superheater* tersebut mempunyai ketebalan 5,7 mm dan mendapatkan tekanan kerja sebesar 18 Mpa. Analisa kegagalan dilakukan terhadap *tube superheater* yang mengalami kegagalan atau kerusakan dengan melakukan pengamatan visual, mengukur ketebalan, studi mikrostruktural, dan tes *microhardness*.

Dari pengamatan visual, hasil *tube* yang pecah menunjukkan deformasi plastis dan pembengkakan di lokasi kegagalan. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 2.12. Pada daerah yang rusak ketebalan tabung berkurang secara tidak seragam. Dalam daerah rusak, *thin-lipped rupture* terbentuk karena pembengkakan tabung dan secara signifikan mengurangi ketebalan dinding.



Gambar 2.12 *Failure Seamless Superheater Tube* (Movahedi, 2014)

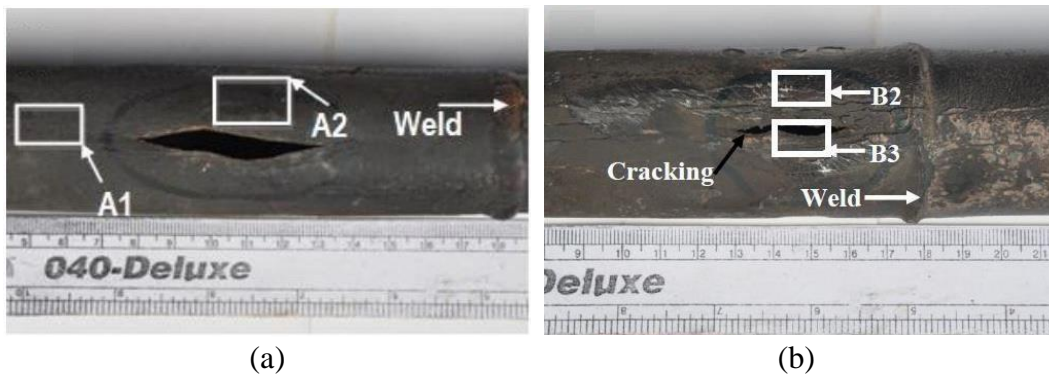
Dari hasil pengujian komposisi kimia, material *tube* yang mengalami kegagalan merupakan jenis material ASTM A213 Grade-TP347H. Dari hasil pengamatan menggunakan *scanning electron microscope* (SEM) terlihat tren penambahan koagulasi karbida di dekat permukaan dan karbida ini terbatas pada batas butir. Terlihat juga *microcracks* di ujung daerah pada daerah yang mengalami kegagalan seperti pada Gambar 2.13. *Void* muncul di daerah pinggir patahan dengan skala yang sangat tebal (150  $\mu\text{m}$ ) pada permukaan bagian dalam daerah gagal. Hal tersebut menunjukkan degradasi parah pada *tube* selama 20 tahun operasi di daerah sisi api dari *tube*.



Gambar 2.13 *SEM Micrographs of Failed Region* (Movahedi, 2014)

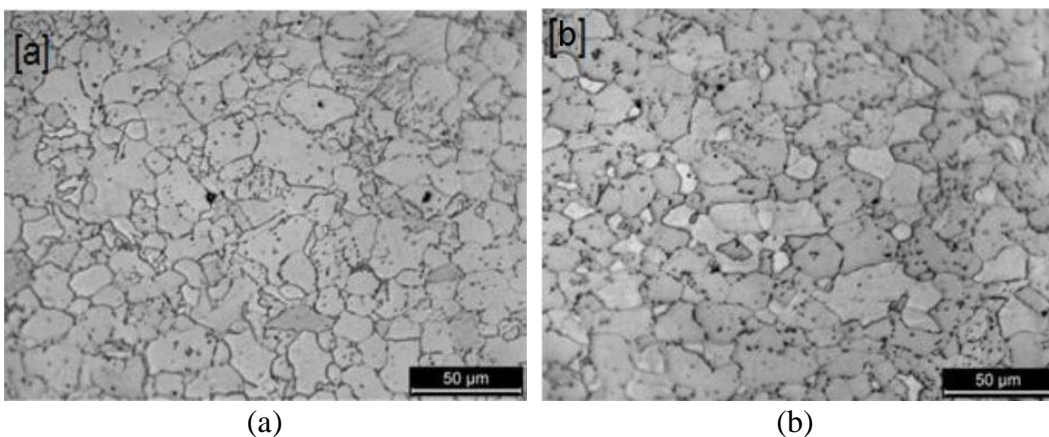
Penelitian menunjukkan bahwa akar utama kegagalan adalah *fire-side corrosion* pada tabung selama *boiler* beroperasi. *Fire-side corrosion* juga dapat disebabkan karena bahan bakar yang digunakan dibawah standar. *Fire-side corrosion* adalah akar utama penyebab kegagalan yang telah diperparah oleh terjadinya *overheating* jangka panjang.

Gupta dan Chattopadhyaya (Gupta and Chattopadhyaya, 2017) mempelajari metodologi umum untuk penyelidikan *tube superheater* yang gagal dengan mempertimbangkan faktor-faktor berpengaruh yang layak dengan saran untuk tindakan perbaikan. Pada *tube* yang mengalami kegagalan, analisa secara visual menunjukkan *tube A* dan *tube B* mengalami kegagalan *fish mouth cracking*. *Tube A* ditunjukkan oleh Gambar 2.14a dan *tube B* ditunjukkan oleh Gambar 2.14b. Dari hasil pengujian komposisi kimia *tube* termasuk DIN 10CrMo9-10/T22.



Gambar 2.14 *Tube* yang Mengalami Kerusakan; (a) *Cracking Tube A*, (b) *Cracking Tube B* (Gupta dan Chattopadhyaya, 2017)

Hasil pengujian mikrostruktur terlihat ada indikasi *creep deformation*. Hasil *optical microstructures tube* yang mengalami kerusakan terdiri dari *polygonal ferrite*. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 2.15, sampel A1 ditunjukkan Gambar 2.15a, sampel B2 ditunjukkan Gambar 2.15b. Semua sampel menunjukkan matriks ferit mengandung *void* besar, *spheroidisasi* & *coalescence of carbides* di sepanjang batas butir. Gambar 2.16 menunjukkan *void coalescence* di sepanjang batas butir, menghasilkan pembentukan retak.



Gambar 2.15 *Optical Microstructure* Bagian Melintang *Tube* yang Rusak; (a) Sampel A1, (b) Sampel B2 (Gupta dan Chattopadhyaya, 2017)





Gambar 2.16 SEM Mikrograf Bagian Melintang dari Tabung yang Rusak Sampel A2 (Gupta dan Chattopadhyaya, 2017)

Mekanisme kegagalan termasuk korosi oksidasi berlebihan di dalam dinding *tube*, pengurangan ketebalan, spheroidisasi paduan karbida, dan pengerasan endapan di sepanjang batas butir. Ada juga kehilangan angularitas dan pembentukan *creep void* di sepanjang batas butir yang mengarah ke keretakan antara granular dengan aliran material di dekat daerah yang ditutupi dengan sisik tebal. Selanjutnya, ada pengurangan drastis dalam kekerasan massal (lebih rendah dari 200 HB) dari *tube* dan, akhirnya, fraktur *thin lip fish mouth* berkembang di kedua lokasi yang gagal, yang menyebabkan kegagalan.

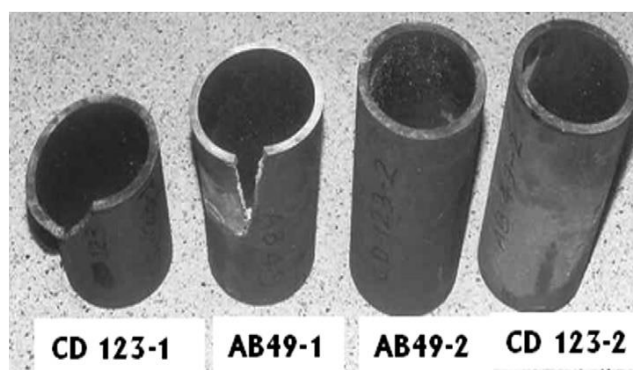
Husain dan Habib (Husain and Habib, 2005) menyelidiki kegagalan *tube* dalam *boiler superheater* di pembangkit listrik yang mengalami *local overheating*. *Tube* terbuat dari baja paduan rendah, SA 213-T12 dan telah beroperasi selama sekitar 109,415 jam sebelum terjadi kerusakan. Investigasi menunjukkan bahwa kegagalan itu dikaitkan dengan pembentukan skala magnetit pada permukaan bagian dalam dinding *tube*. Ini mencegah aksesibilitas panas ke material tabung dan pemanasan berlebih yang berlangsung secara lokal terjadi, di mana suhu dinaikkan hingga 700°C dalam jangka waktu yang lama. Sifat-sifat bahan *tube* berubah dari nilai desain aslinya karena *localized and prolonged overheating*.

Baoyou dkk. (Baoyou *et al.*, 2006), menganalisis pecahnya *tube boiler* melalui analisis kimia, pemindaian mikroskop elektron, dan spektroskopi dispersi energi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa *tube* meledak karena terlalu panas dan temperatur berlebih yang disebabkan oleh terhambatnya aliran uap yang terkait

dengan *bubble clusters* pada permukaan daerah setempat, mengakibatkan deformasi *creep* yang mengarah ke penipisan dan pecahnya dinding.

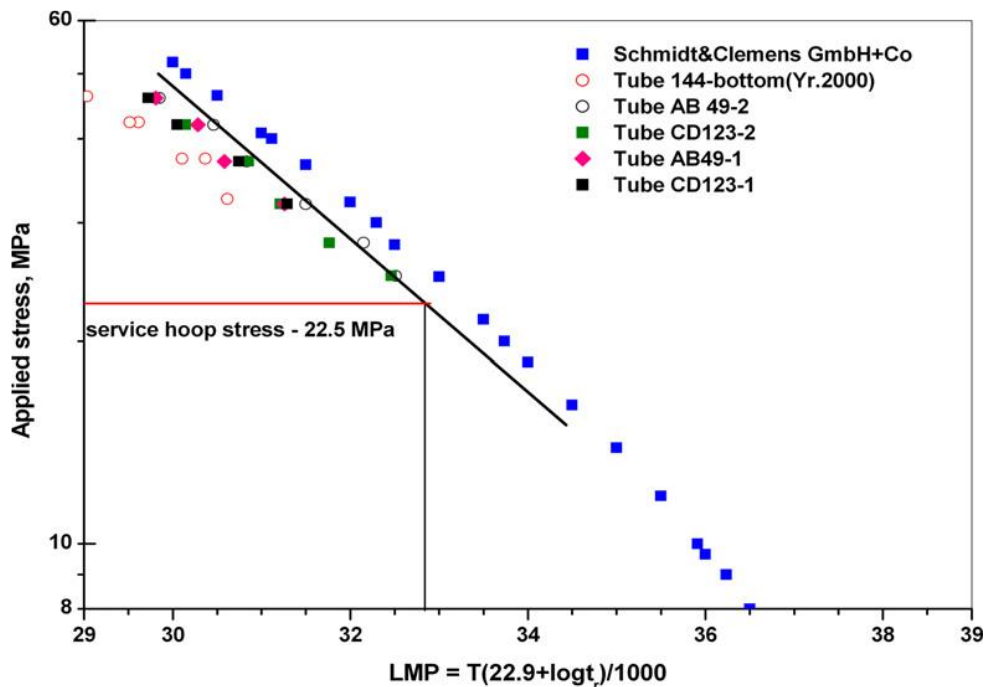
Haghighat-Shishavan dkk. (Haghighat-shishavan, Firouzi-nerbin and Nazarian-samani, 2019), menyelidiki kegagalan *high-temperature superheater tube* dari *boiler* pembangkit listrik berbahan bakar fosil. *Tube* itu terbuat dari baja paduan rendah, ASTM A 213-T12. Dengan menyelidiki struktur *tube superheater* ASTM A213-T12 dalam skala mikro dan makroskopik dan pengukuran kekerasan benda kerja di sepanjang garis pecahnya, terurai bahwa bagian yang rusak terdiri dari butiran yang lebih besar dengan rongga yang banyak, dan dinding *tube* yang menipis, sepanjang dengan *ductile fracture* dan variasi yang jelas dalam sifat metalografi dan mekanik dari daerah yang retak. *Creep* dimulai, karena baik korosi dan perlindungan temperatur tinggi berkurang, *ductile* dan propagasi lambat *creep void* menjadi retakan dan menyebabkan penipisan pada area *tube* yang menyebabkan kegagalan *tube* oleh tekanan internal *fluid* dan akhirnya *tube* rusak.

Swaminathan, dkk. (Swaminathan *et al.*, 2008) melakukan penelitian terhadap *tube* pemanas berisi katalis yang terbuat dari paduan HP-microalloyed grade 35Ni25Cr1NbTi yang digunakan di bagian *primary reformer furnace* yang mengalami kegagalan kompleks setelah 8 tahun beroperasi. Analisis kegagalan dan *assesment* sisa umur *tube* dilakukan berdasarkan evaluasi kekuatan mekanik, pengamatan struktur mikro dan percepatan uji *stress rupture* untuk prediksi sisa umur berdasarkan parameter Larson-Miller (LMP). *Tube* yang mengalami kegagalan diamati memiliki skala oksida berwarna hitam yang melekat dan permukaan tabung tidak halus khas dari sifat cor tabung. Sampel tabung yang untuk diselidiki ditunjukkan pada Gambar 2.17.



Gambar 2.17 *Reformer Tubes* yang Diinvestigasi (Swaminathan, dkk. 2008)

Untuk menghitung sisa umur *tube* dapat menggunakan persamaan parameter Larson Miller (PLM). Hasil akselerasi *creep rupture test* menunjukkan bahwa sisa usia *tube* No. AB49-2 lebih dari 5 tahun dan *tube* No. CD123-2 sekitar 3 tahun. Grafik PLM dapat dilihat pada Gambar 2.18. Penambahan diameter luar yang signifikan dari *tube* pada bagian yang rusak mengindikasikan kerusakan *creep*. Struktur mikro *tube* yang rusak menunjukkan pertumbuhan karbida tahap lanjut. Retakan *longitudinal* berasal dari sisi permukaan *tube*. Kegagalan utama *reformer furnace tube* dalam operasi adalah karena *localised overheating* yang menyebabkan kekuatan *creep* jadi buruk. *Microcracks* hanya muncul di bagian tabung yang terlalu panas. *Tube* menjadi *overheating* terutama karena penyimpangan nyala api. Bagian-bagian yang tidak rusak menunjukkan ekspansi diameter luar dan tingkat pengerasan yang lebih rendah. Perpanjangan usia direkomendasikan untuk *tube* dengan level ekspansi diameter luar lebih dan kondisi mikrostruktur mirip dengan bagian yang tidak mengalami kegagalan.



Gambar 2.18 Grafik LMP dengan S untuk *Tube* AB49-2 dan CD123-2 Disertai *Plot* LMP untuk Kelas HP40Nb-*microalloyed* (Swaminathan, dkk. 2008)

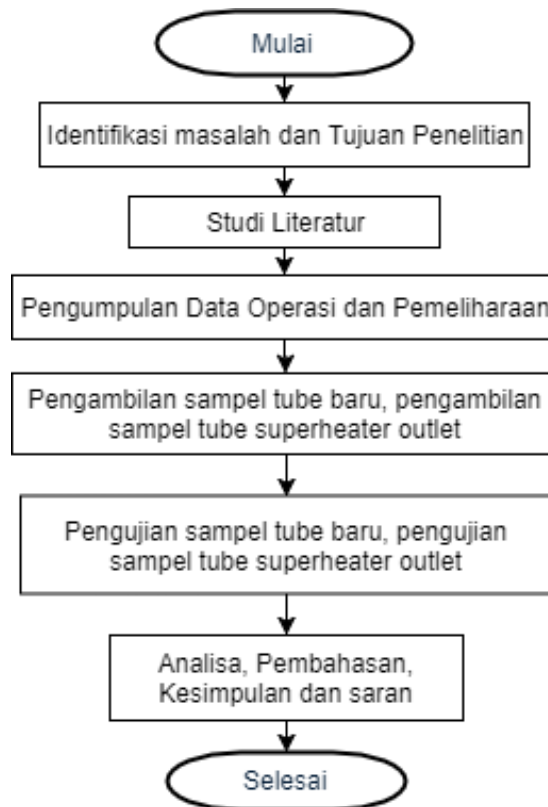
Halaman ini sengaja dikosongkan

## BAB 3

### METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi dalam penelitian ini terdiri dari beberapa tahap diantaranya identifikasi masalah, studi literatur, pengumpulan data operasi pemeliharaan, melakukan identifikasi kerusakan pada *tube* yang rusak dan uji sampel dari *tube* untuk melihat kondisi *tube boiler* secara keseluruhan, analisa hasil serta pengambilan kesimpulan dan saran.

Langkah-langkah penelitian digambarkan dalam diagram alir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.1. Penjelasan setiap langkah akan dijelaskan pada sub bab selanjutnya.



Gambar 3.1 Diagram Alir penelitian

#### 3.1 Identifikasi Masalah

Tahap ini dilakukan pada obyek penelitian dengan mengidentifikasi masalah yang sedang terjadi saat ini. Beberapa pustaka yang terkait dengan metode

dan obyek penelitian digunakan sebagai referensi pada penelitian yang akan dilakukan. Akhir dari tahap ini adalah perumusan masalah dan tujuan dari penelitian.

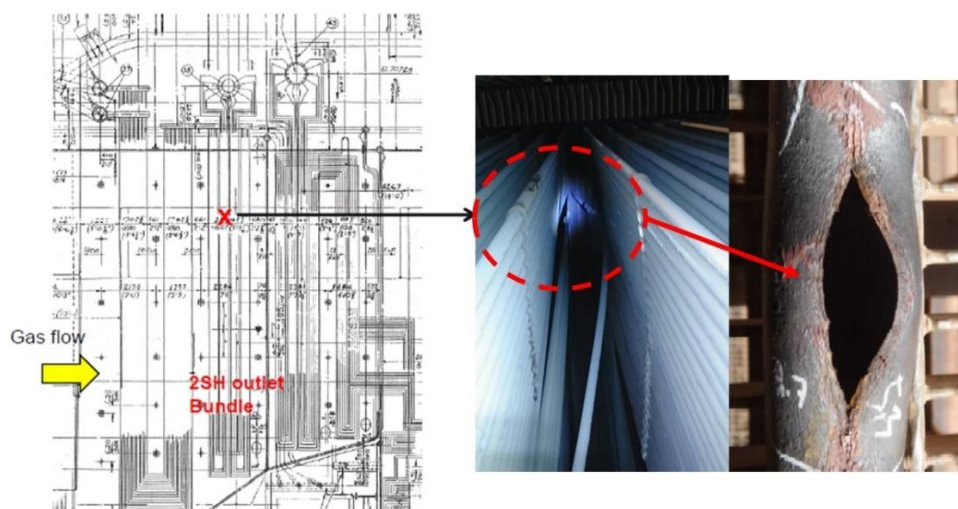
### 3.2 Studi Literatur dan Pengumpulan Data Operasi Pemeliharaan

Literatur – literatur yang berkaitan dengan tema tesis digunakan untuk menunjang analisa dalam tesis ini. Literatur yang digunakan antara lain berasal dari jurnal, e-book, manual *book* PLTU dan penelitian terdahulu.

Pengumpulan data dilakukan dengan mengumpulkan data operasi dan pemeliharaan pembangkit untuk mengetahui desain operasi dan pemeliharaan.

### 3.3 Pengambilan *Sample Tube*

Pengambilan sampel *tube boiler* dilakukan pada saat unit *stop*. Hasil pengambilan *tube* sampel dilakukan uji yang sama dengan *tube* yang mengalami kerusakan, untuk dapat dilakukan perbandingan hasil. Pengambilan *sample tube boiler* dilakukan untuk memastikan tingkat kondisi *tube* pada *SSH outlet boiler*. *Tube sample* diambil dari area yang terjadi kebocoran, *tube* yang mengalami deformasi plastis dan *tube* yang masih dalam kondisi baik. *Tube* baru juga dilakukan pengambilan data sebagai pembanding dengan data dilapangan. Gambar 3.2 menunjukkan lokasi dan foto *tube SSH outlet* yang mengalami kebocoran.



Gambar 3.2 *Tube boiler SSH Outlet Bank 11 Row 8* yang Rusak

Total sampel yang dipakai untuk dianalisa berjumlah 5 potongan *tube*. Sampel yang dipakai dapat dilihat pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Sampel Potongan *Tube*

Kelima potongan sampel *tube* pada Gambar 3.3 dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. *Tube code* 1 = Potongan *tube* yang masih baru.
2. *Tube code* 3 = Potongan *tube* yang sudah terpakai dan dalam kondisi baik dari *bank* 35 row 15.
3. *Tube code* 5 = Potongan *tube* yang sudah terpakai dan mengalami deformasi plastis *bank* 25 row 18.
4. *Tube code* 6 = *Tube* yang mengalami *thin lipped rupture* dengan arah retak *longitudinal* dari *bank* 11 row 8.
5. *Tube code* 7 = *Tube* yang mengalami *thick lipped rupture* dari *bank* 11 row 11

### 3.4 Pengujian *Sample Tube*

Metode pengujian yang dilakukan untuk melakukan investigasi yaitu:

#### 1. *Visual Inspection*

Pengamatan langsung dengan mata telanjang dan mikroskop untuk melihat proses yang mungkin sudah dialami dan mencermati lokasi cacat yang mungkin terjadi. Pengamatan inspeksi visual atau secara makroskopis dilakukan untuk mengetahui keadaan fisik dari *specimen* atau sampel *tube* yang didapatkan. Setelah dilakukan pengamatan selanjutnya didokumentasikan.

## 2. Pengujian Komposisi Kimia

Pengujian komposisi kimia dilakukan pada material *tube* (*base metal*) untuk mengetahui jenis dan kesesuaian material *tube* dengan metode ASTM A 751. Komposisi kimia suatu bahan diidentifikasi dengan alat *Optical Emission Spectroscopy* (OES) atau *Spectrometer*. Setelah dilakukan pengujian maka akan diperoleh kandungan unsur/komposisi kimia yang terdapat di dalam spesimen secara kuantitatif.

## 3. Pengujian Metalografi

Pengamatan mikroskopik menggunakan mikroskop optik dan *Scanning Electron Microscope* (SEM) dengan metode ASTM E415. Pengujian standar metalografi dilakukan untuk menganalisa fasa, *void*, karakteristik kerusakan dan tebal lapisan oksida yang terdapat pada material *tube*. Larutan etsa yang digunakan untuk menghasilkan struktur mikro adalah nital 3 %.

## 4. Pengujian Kekerasan

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui kekerasan material *tube* untuk selanjutnya dibandingkan dengan standar material yang terdapat pada ASTM. Pengujian *hardness* dilakukan menggunakan metoda *Vickers* dengan beban 500 gram dan *dwelling time* 15 detik. Sampel yang dilakukan uji *hardness* sebanyak 3 buah yaitu pada bagian yang masih bagus, di tepi terjadinya kerusakan dan pada bagian yang terjadi kerusakan. Alat uji kekerasan yang digunakan adalah Zwick.

## 5. Pengujian *Creep*

Pengujian *accelerated creep* dilakukan dengan mengacu pada standar ASTM Volume 03.01, E-1399-83, E -8M. Pengujian dilakukan dengan tegangan (*stress*) sebesar 200 MPa dan temperatur bervariasi pada 450°C, 550°C, 650°C dan 750°C. Setiap parameter menggunakan 2 sampel. Untuk memprediksi sisa umur, dipergunakan ekstrapolasi kurva *Parameter Larson Miller* (PLM).

Pengujian dilakukan dengan cara memberikan beban statik pada material dan temperatur material dikondisikan pada temperatur tertentu. Kurva PLM ini menggambarkan hubungan antara tegangan yang mengenai suatu material dibandingkan dengan nilai PLM. Jika kurva PLM suatu material sudah diketahui maka dengan menggunakan data tegangan yang terjadi, maka dapat dicari nilai PLM suatu material. Nilai PLM yang diperoleh merupakan nilai perambatan *creep*



atau laju *creep* yang merupakan fungsi dari waktu, sehingga nilai PLM memberikan informasi waktu terjadinya kegagalan akibat *creep*.

Uji *creep* dilakukan pada 3 *tube*, yaitu *tube code* 1, 3 dan 5. Masing-masing *tube* diambil 8 spesimen uji *creep*. Pengujian dilakukan pada 4 variasi temperatur yaitu 450°C, 550°C, 650°C, dan 750°C, dengan 2 sampel per temperatur. Data spesifikasi material *tube* yang diuji ditunjukkan pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data Spesifikasi *Tube* yang Diuji *Creep*

Data spesifikasi	<i>Tube code</i> 1	<i>Tube code</i> 3	<i>Tube code</i> 5
Tekanan, P	17 MPa	17 MPa	17 MPa
Diameter luar, D	50,4 mm	50,4 mm	50,4 mm
Ketetapan sambungan, E	1	1	1
Ketepatan temperatur, Y	0,7	0,7	0,7
Prediksi temperatur pipa, Tp	540 °C	540 °C	540 °C
Kekuatan <i>Yeild</i> , S	395 MPa	395 MPa	395 MPa
<i>Alowance</i> , A*	0,3	0,3	0,3

Keterangan: \* *for superheated steam tube* (Wermac, 2008)

### 3.5 Analisa dan Pembahasan

Analisa dilakukan setelah melakukan pengujian. Hasil analisa ini akan digunakan untuk pengambilan kesimpulan dan saran.

Halaman ini sengaja dikosongkan

## BAB 4

### ANALISA DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Boiler PLTU Suralaya Unit 7

*Boiler* adalah alat untuk memproduksi uap (*steam generator*) dengan cara memanaskan pipa-pipa *boiler* menggunakan bahan bakar padat, cair atau gas. *Secondary superheater* (SSH) outlet berfungsi untuk menaikkan temperature uap panas hingga menjadi uap panas lanjut final sebelum masuk ke *turbine*. Data – data teknis *boiler* Suralaya unit 5-7 dapat dilihat pada Tabel 4.1. Untuk data teknis *tube* pada area *secondary superheater outlet* unit 5-7 dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.1 Desain *Boiler* Unit 5-7

<i>Manufacture</i>	<i>Babcock wilcox</i>
<i>Type</i>	<i>Carolina radian boiler, balance draft, natural circulation, single reheat, top supported with single drum</i>
<i>Design pressure superheater outlet</i>	174 kg / cm <sup>2</sup>
<i>Flow steam</i>	1.953 Ton / jam
<i>Temperature superheater dan reheater outlet</i>	540 °C
<i>Pressure reheater outlet</i>	59 kg / cm <sup>2</sup>
<i>Coal / oil burner</i>	36 pcs

Tabel 4.2 Desain SSH Outlet

Jumlah <i>bank</i>	64 <i>Bank</i>
Jumlah <i>row</i>	24 <i>Row</i>
<i>Row 1-6 &amp; Row 19-24</i>	SA 213 T22/ 50.4 OD/9.1 mm <i>design thickness</i>
<i>Row 7-18</i>	SA 213 T91/ 50.4 OD/9.1 mm <i>design thickness</i>
Batasan operasi <i>tube</i>	575°C

#### 4.2 Data Kebocoran PLTU Suralaya Unit 7

Data kebocoran *boiler* PLTU Suralaya unit 7 dari tahun 2014 – 2018 ditunjukkan oleh Tabel 4.3. Kejadian berturut-turut pada *secondary superheater outlet bank* mengalami kebocoran sebanyak 2 kali yaitu tahun 2017 dan tahun 2018

dengan lokasi *bank* yang sama. hal ini ditandai dengan eviden berupa *tube boiler* yang pecah berbentuk *fish mouth*.

Tabel 4.3 Data Kebocoran Unit 7 dari Tahun 2014 – 2018

No	Lokasi Kebocoran	Tanggal
1	<i>Wall tube Opening SB No 75</i>	21 Februari 2014
2	<i>Reheater Outlet Bank Bank 63 Row 12</i>	10 Oktober 2014
3	<i>Wall tube Opening SB No 323</i>	16 Januari 2015
4	<i>Reheater Cross Section Bank 2 Row 8</i>	4 Agustus 2015
5	<i>Economizer Rear Bank 40 Area SB 135</i>	30 Juli 2016
6	<i>Secondary Superheater Outlet Bank 11 Row 7</i>	15 September 2017
7	<i>Secondary Superheater Outlet Bank 11 Row 8</i>	15 Mei 2018

#### 4.3 Data Operasi dan Pemeliharaan

Data dari pihak operasi dan pemeliharaan dikumpulkan untuk mendukung penelitian. Data penggunaan batubara dari pihak operasi yang digunakan untuk mengoperasikan pembangkit listrik diambil sampelnya untuk diuji agar diketahui kandungannya. Hasil uji sampel batubara tersebut ditunjukkan oleh Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Data Hasil Pengujian Sampel Batubara

<i>Costumer sample ID</i>		<i>Sample Batubara-1</i>	<i>Sampel Batubara-2</i>	
<i>Lab sample ID</i>		BD18.00936	BD18.00937	
<i>Weight of received sample (g)</i>		1235.0	1860.0	
<i>Top size of received sample (mm)</i>		±4.75	±4.75	
<b>Parameter</b>	<b>Unit</b>	<b>Basis</b>	<b>Results</b>	<b>Results</b>
<i>Total moisture</i>	%	Ar	23.05	22.90
<i>Moisture in the analysis sample</i>	%	Adb	12.88	12.26
<i>Ash content</i>	%	Adb	5.16	5.90
<i>Volatile matter</i>	%	Adb	38.86	38.99
<i>Fixed Carbon</i>	%	Adb	43.10	42.85
<i>Total Sulphur</i>	%	Adb	0.83	0.86
<i>Gross Calorific Value</i>	Kcal/kg	Adb	5875	5864
<b>ULTIMATE ANALYSIS</b>				
<i>Carbon</i>	%	Adb	60.84	60.71
<i>Hydrogen</i>	%	Adb	4.35	4.34
<i>Nitrogen</i>	%	Adb	1.26	1.24

<i>Oxygen (by difference)</i>	%	Adb	27.56	26.95
<b>ASH FUSION TEMPERATURE (REDUCING)</b>				
<i>Deformation (DT)/(IT)</i>	°C	Atm	1060	1060
<i>Spherical (ST)</i>	°C	Atm	1070	1070
<i>Hemisphere (HT)</i>	°C	Atm	1070	1080
<i>Flow (FT)</i>	°C	Atm	1080	1100
<b>ASH ANALYSIS</b>				
SiO <sub>2</sub>	%	Db	46.44	52.88
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	Db	14.60	14.26
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	%	Db	8.72	8.42
CaO	%	Db	8.62	7.48
MgO	%	Db	2.65	2.04
TiO <sub>2</sub>	%	Db	0.44	0.44
Na <sub>2</sub> O	%	Db	5.93	3.54
K <sub>2</sub> O	%	Db	0.90	1.09
Mn <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	%	Db	0.063	0.061
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	%	Db	0.303	0.167
SO <sub>3</sub>	%	Db	11.15	9.40

Keterangan: ar = as received, adb = air dried basis, atm = atmosphere

Pengujian dilakukan tidak hanya terhadap sampel batubara yang digunakan oleh pihak operasi untuk membangkitkan tenaga listrik. Pengujian juga dilakukan terhadap *bottom ash* dan *fly ash*. Hal ini dilakukan untuk mengetahui kandungan *unburn carbon*-nya. Hasil pengujian *unburn carbon fly ash* ditunjukkan oleh Tabel 4.5. dan *bottom ash* ditunjukkan oleh Tabel 4.6.

Tabel 4.5 Hasil Uji *Unburned Carbon* pada *Fly-ash*

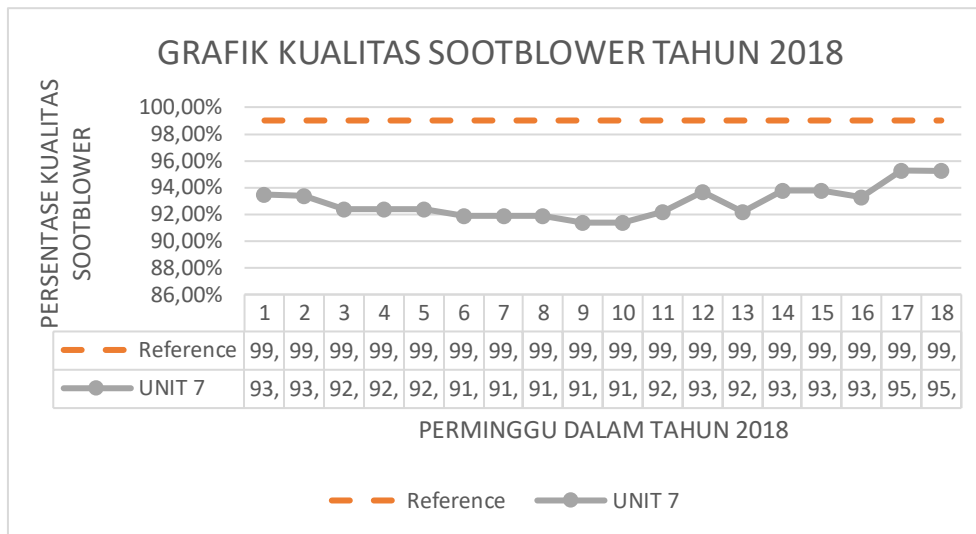
<i>Parameter</i>	<i>Unit</i>	<i>Results</i>	<i>Method</i>
<i>Total Moisture</i>	% wt	26.65	ASTM D3302/D3302M-17
<i>Unburned Carbon</i>	% wt	0.33	ASTM D 5373-08

Tabel 4.6 Hasil Uji *Unburned Carbon* pada *Bottom-ash*

<i>Parameter</i>	<i>Unit</i>	<i>Results</i>	<i>Method</i>
<i>Total Moisture</i>	% wt	1.71	ASTM D3302/D3302M-17
<i>Unburned Carbon</i>	% wt	0.27	ASTM D 5373-08

Data pemeliharaan *soot blower* dari pihak pemeliharaan yang digunakan untuk mengetahui kualitas dari *soot blower* yang ada di boiler unit 7 PLTU Suralaya. Kualitas *soot blower* menunjukkan ketersediaan dan performa *soot blower* untuk membersihkan deposit abu di *boiler*. Grafik kualitas *sootblower* di boiler unit 7 PLTU Suralaya ditunjukkan oleh Gambar 4.1. Jika *soot blower* tidak

terjaga kualitasnya dapat mempengaruhi pengoperasian *boiler* dan dapat menimbulkan efek negatif.



Gambar 4.1 Grafik Kesiapan *Soot-blower* Unit 7 PLTU Suralaya

#### 4.4 *Visual Inspection*

*Visual Inspection* dilakukan untuk mengetahui secara langsung kondisi yang terjadi pada daerah dan tube yang mengalami kerusakan.

##### 4.4.1 *Visual Inspection Daerah Yang Mengalami Kerusakan*

Hasil pengamatan pada permukaan luar *boiler tube* dan *super heater tube* menunjukkan telah terjadinya slagging yang cukup banyak dan mencakup areal yang cukup luas. Gambar 4.2 menunjukkan abu yang menempel pada dinding *tube*.



Gambar 4.2 Abu yang Menempel pada Dinding *Tube*

Terlihat *slagging* telah mempersempit ruang antar *tube* tempat mengalirnya gas hasil pembakaran. Namun demikian terdapat juga permukaan *tube* yang bersih tidak terdapat *slag* ataupun *scale*. Pada daerah dimana ditemukan *tube* yang rusak/ pecah, permukaan pipanya bersih, tidak terdapat *slag* atau *fouling*. Penipisan dinding pipa teramati juga di daerah ini. Gambar 4.3 menunjukkan *slagging* yang menempel pada *superheater tube* terdapat daerah yang bersih dan daerah yang terdapat banyak *slagging*. Dari gambar tersebut terlihat di satu sisi tube bersih dari *slag* sedang di sisi sebaliknya masih terdapat *slag*.



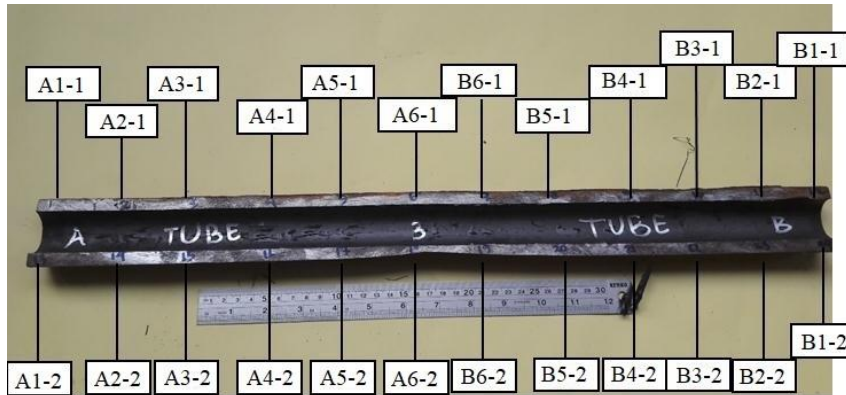
Gambar 4.3 Abu yang Menempel pada *Superheater Tube*

Telah terbentuknya *slag* pada permukaan *tube* ini menunjukkan bahwa gas sisa pembakaran di daerah konveksi telah mencapai “*ash melting temperature*” dan temperatur gasnya sudah sangat tinggi sehingga menyebabkan *overheating*.

#### **4.4.2 Visual Inspection Tube Yang Mengalami Kerusakan**

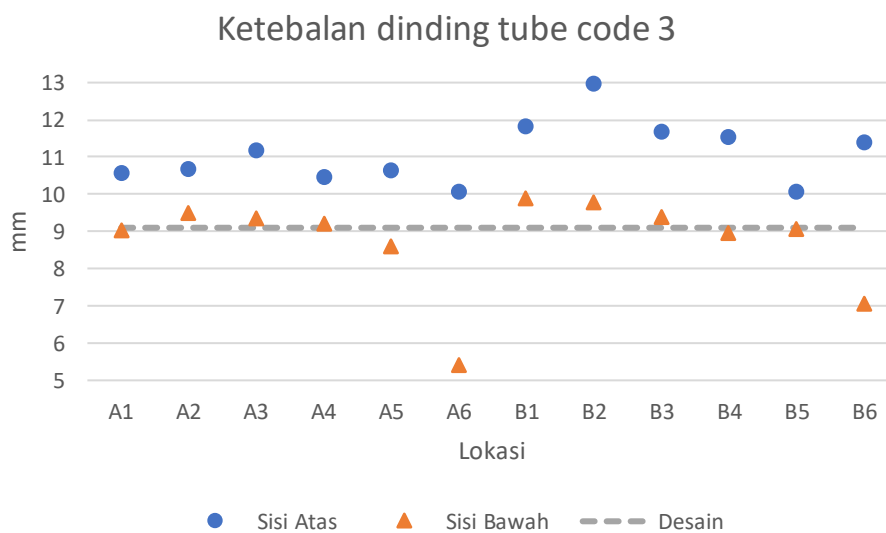
Inspeksi visual pada *tube* dilakukan dengan melakukan pengamatan secara langsung dan melakukan pengukuran ketebalan pada dinding masing-masing *tube*. Pengukuran ketebalan ini dilakukan untuk mendapatkan data seberapa besar penipisan pada *tube* dan untuk mengetahui mekanisme penipisan yang terjadi. Inspeksi visual dan pengukuran pada *tube code 3* dilakukan. Untuk inspeksi visual

*tube code 3* dimana *tube* tidak mengalami kerusakan tetapi mengalami deformasi plastis. Hasil inspeksi visual potongan *tube code 3* ditunjukkan oleh Gambar 4.4.



Gambar 4.4 Potongan *Tube Code 3*

Dari hasil pengukuran ketebalan pada potongan *tube code 3*, memperlihatkan bahwa tidak ada indikasi kebocoran tetapi telah terjadi perubahan ketebalan dinding yang ditunjukkan dengan tebal dinding bervariasi. Hasil pengukuran ketebalan pada dinding *tube 3* dapat dilihat pada Gambar 4.5. Ketebalan dinding terendah pada area yang mengalami penipisan adalah 5,44 mm. Sangat jelas terlihat, penipisan terjadi dari dinding luar *tube*. Pada bagian dinding dalam *tube* tidak memperlihatkan adanya *oxide scale*.

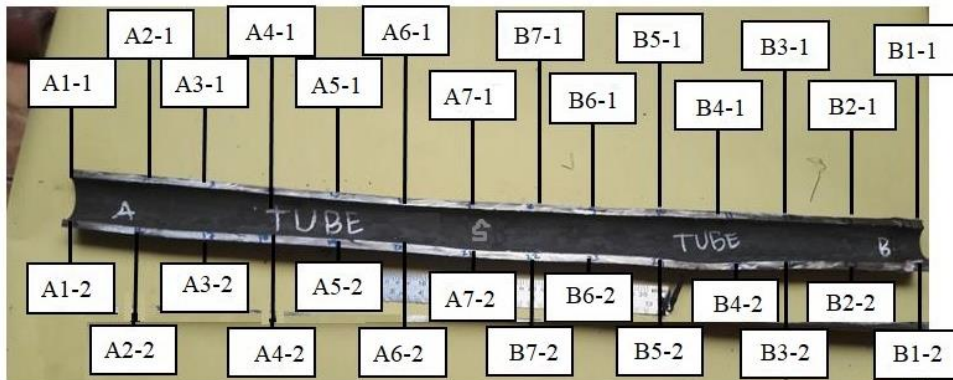


Gambar 4.5 Grafik Ketebalan Dinding *Tube Code 3*

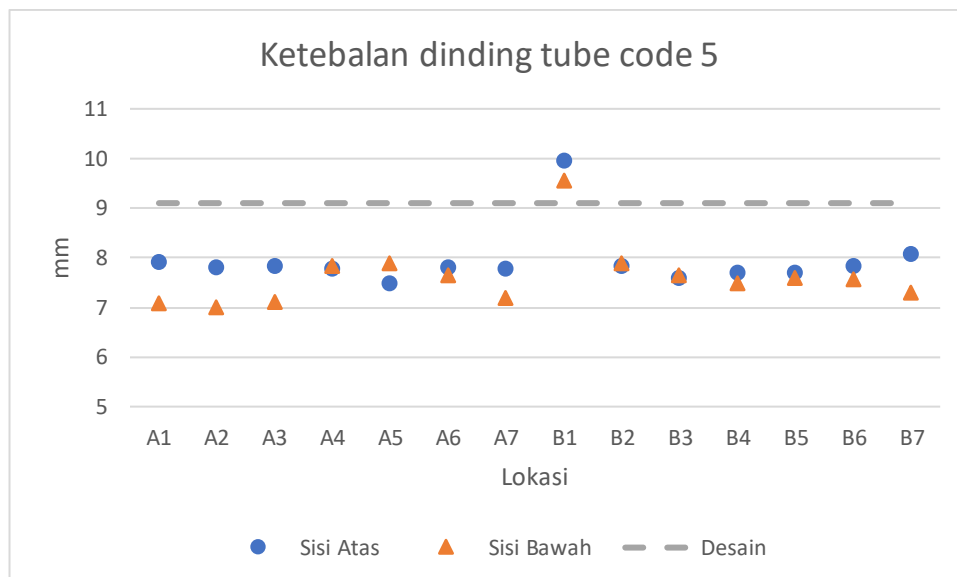
Hasil inspeksi visual *tube code 5* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.6 dan hasil pengukuran ketebalan pada dinding *tube 5* ditunjukkan pada Gambar



4.5 memperlihatkan bahwa secara umum dinding *tube* sudah mengalami penipisan yang relatif merata dengan tebal dinding terendah adalah 7,01 mm. Pada dinding bagian dalam *tube* tidak teramati lapisan *oxide scale*.



Gambar 4.6 Potongan *Tube Code 5*



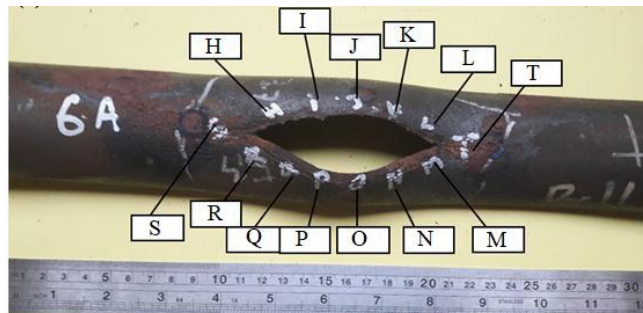
Gambar 4.7 Grafik Ketebalan Dinding *Tube Code 5*

Hasil inspeksi visual pada *tube code 6* memperlihatkan *tube* mengalami kegagalan tipe *narrow open burst* dengan arah retak *longitudinal* pada area kerusakan, disertai dengan terjadinya *swelling* (gelembung) sekeliling *tube*. Tipe kerusakan *tube code 6* adalah *thin lipped rupture*. *Tube code 6* yang mengalami *rupture* diperlihatkan pada Gambar 4.8. Karakteristik kerusakan yang terjadi pada *tube code 6*, mengindikasikan bahwa *tube* mengalami *creep*. Gambar 4.8b juga terlihat jelas bahwa terdapat *scale* yang cukup tebal dan rapat pada permukaan bagian luar sepanjang *tube*.

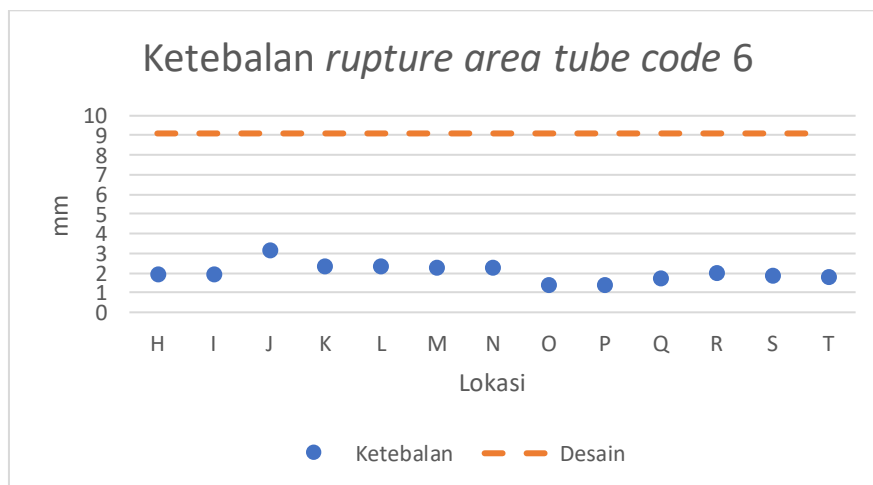


Gambar 4.8 Tube Code 6 yang Mengalami Rupture; (a) Tampak Samping; (b) Tampak Depan

*Opening burst tube code 6* memiliki ukuran panjang sekitar 8,5 cm dan lebar 5 cm. Hasil pengukuran dimensi menunjukkan bahwa kenaikan diameter tube akibat *swelling* sekitar 10%. *Opening burst tube code 6* dan lokasi pengukuran ketebalan area kerusakan ditunjukkan oleh Gambar 4.9. Tidak ada *localized thinning* pada area sekitar *rupture*. Ketebalan dinding pada area *rupture lips/edges* yaitu antara 1,37 – 3,13 mm ditunjukkan oleh Gambar 4.10.

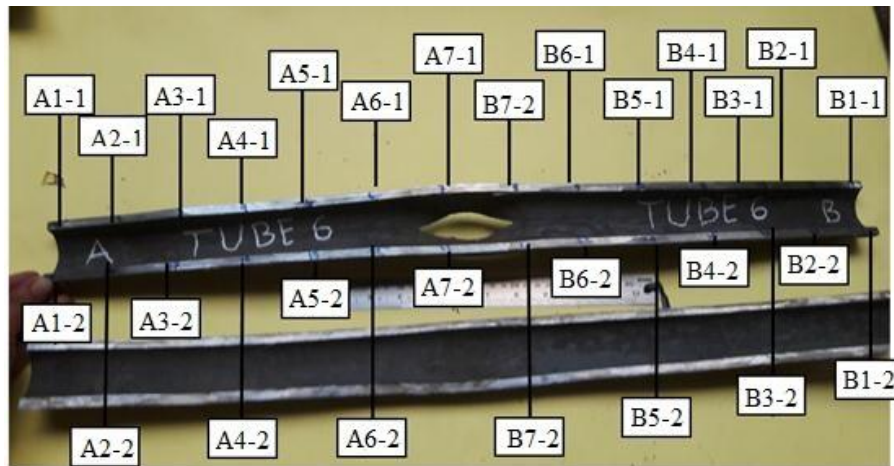


Gambar 4.9 Opening Burst dan Lokasi Pengukuran Ketebalan Rupture Area Tube Code 6

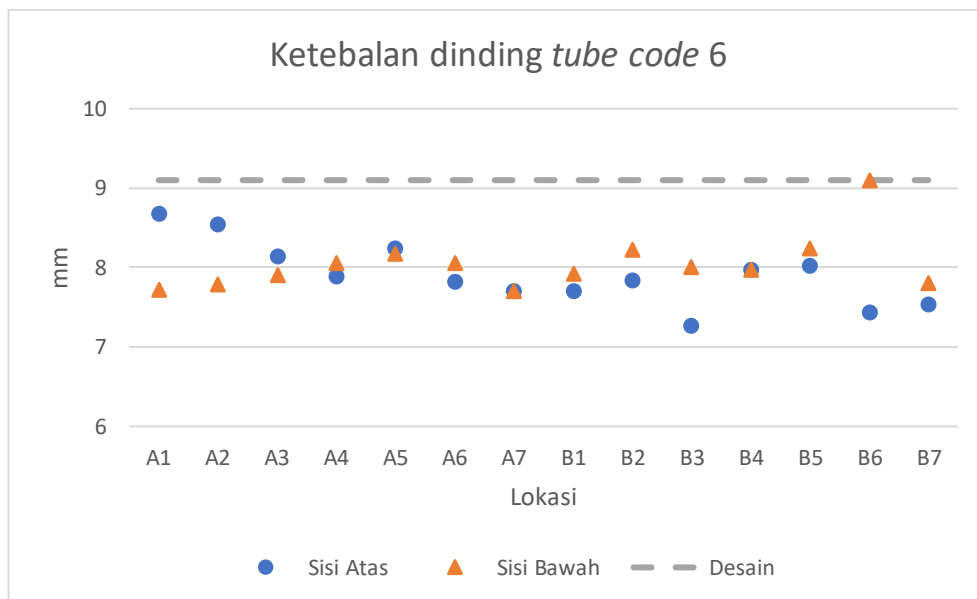


Gambar 4.10 Grafik Ketebalan Dinding Rupture Area Tube Code 6

Lokasi pengukuran ketebalan dinding *tube code 6* yang tidak mengalami kerusakan ditunjukkan oleh Gambar 4.11. Hasil pengukuran terendah adalah 7,26 mm, hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.12.

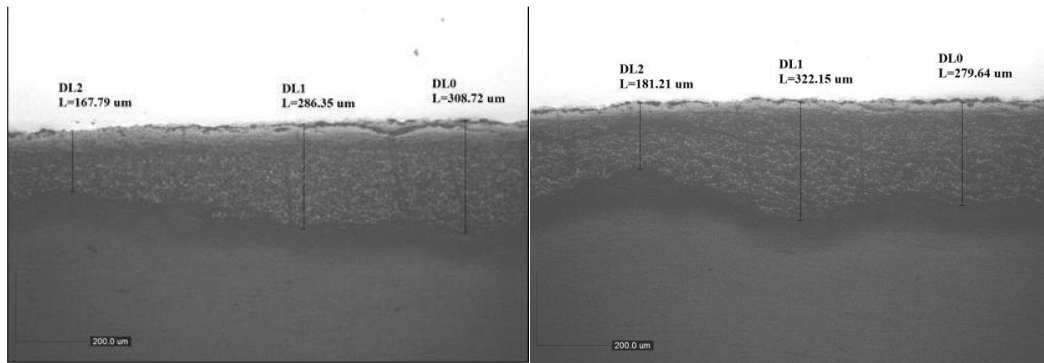


Gambar 4.11 Lokasi Pengukuran Ketebalan *Tube Code 6*



Gambar 4.12 Grafik Ketebalan Dinding *Tube Code 6*

Pada *tube code 6* lapisan oksida terlihat, adanya lapisan oksida tidak merata terbentuk pada bagian dalam *tube* pada dua lokasi di sekitar *rupture*. Gambar 4.13 memperlihatkan lapisan oksida *tube code 6*. Ketebalan lapisan oksida terendah memiliki ketebalan sekitar 0,167 mm dan ketebalan lapisan oksida tertinggi adalah 0,32 mm. Ketebalan lapisan oksida pada dinding dalam *tube* jauh di bawah deposit *slag* yang terjadi pada dinding luar *tube*.



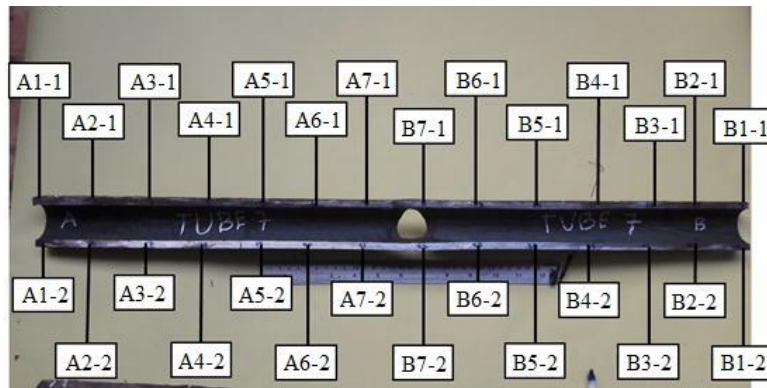
Gambar 4.13 Lapisan Oksida Bagian Dinding Dalam *Tube Code 6*.

Hasil inspeksi visual pada *tube code 7* memperlihatkan *tube* mengalami kegagalan jenis *thin lip fish mouth rupture*. Hasil inspeksi visual dapat dilihat pada Gambar 4.14. Pada Gambar 4.14a terlihat jelas *tube* mengalami penipisan dinding pada area yang rusak. Gambar 4.14b juga menunjukkan *tube* mengalami deformasi plastis. Gambar 4.14c teramati lapisan *scale* tipis berwarna putih pada bagian permukaan dalam dinding *tube* yang rusak.

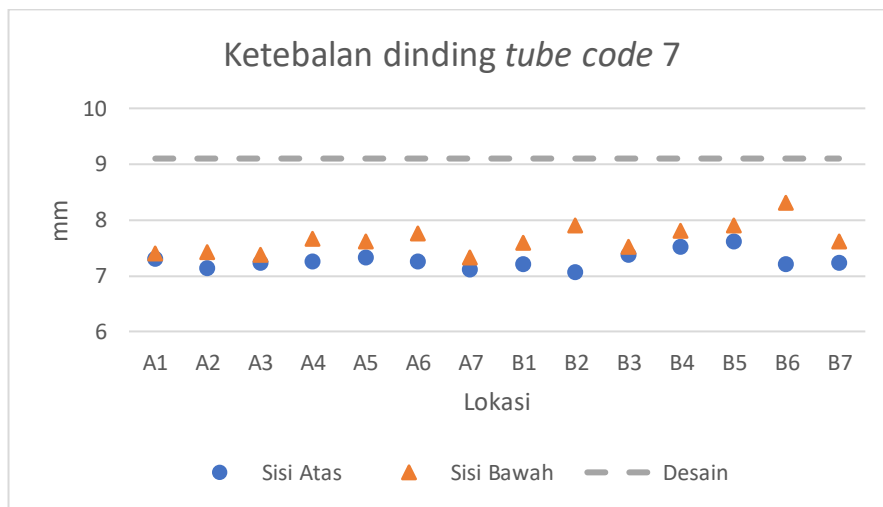


Gambar 4.14 Inspeksi Visual *Tube Code 7*; (a) *Tube* Mengalami *Thin Lip Fish Mouth* dan *Bulging*, (b) *Tube* Mengalami Deformasi Plastis; (c) Kondisi Permukaan Dinding Dalam *Tube* yang Rusak

Lokasi pengukuran ketebalan dinding *tube code 7* yang tidak mengalami kerusakan ditunjukkan oleh Gambar 4.15. Hasil pengukuran terendah adalah 7,13mm. hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.16.

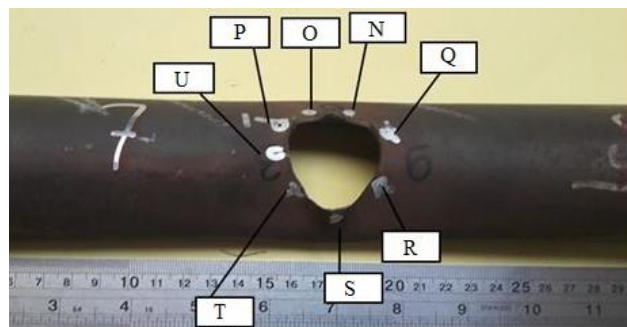


Gambar 4.15 Lokasi Pengukuran Ketebalan *Tube Code 7*

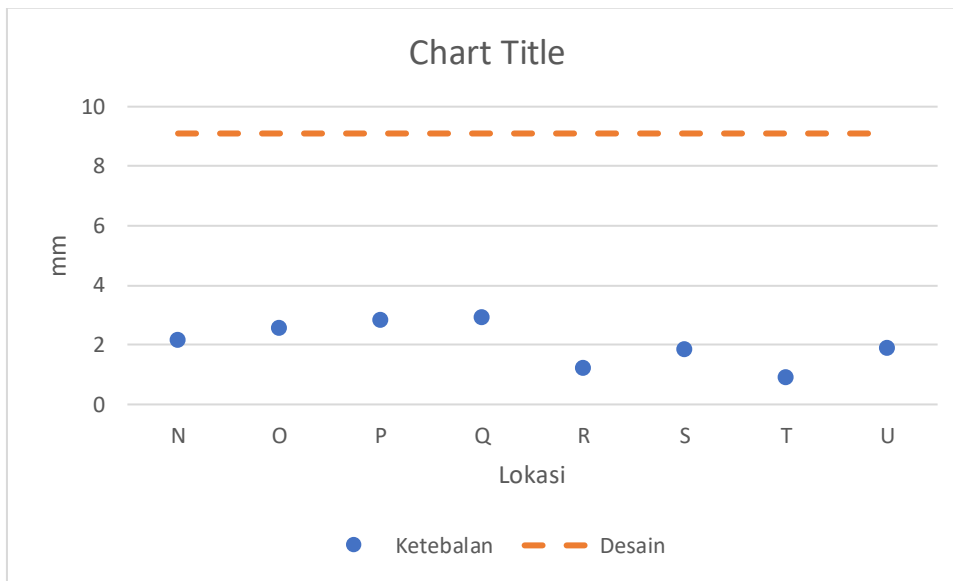


Gambar 4.16 Grafik Ketebalan Dinding *Tube Code 7*

*Tube code 7* mengalami kegagalan dengan tipe *wide opening (fish mouth) Burst*. Ukuran *opening burst tube* memiliki ukuran sekitar panjang 3,5 cm dan lebar 7 cm. *Opening burst tube code 7* dan lokasi pengukuran ketebalan area kerusakan ditunjukkan oleh Gambar 4.17. Ketebalan dinding pada area *rupture lips/edges* didapat antara 0,90 – 2,89 mm ditunjukkan oleh Gambar 4.18.

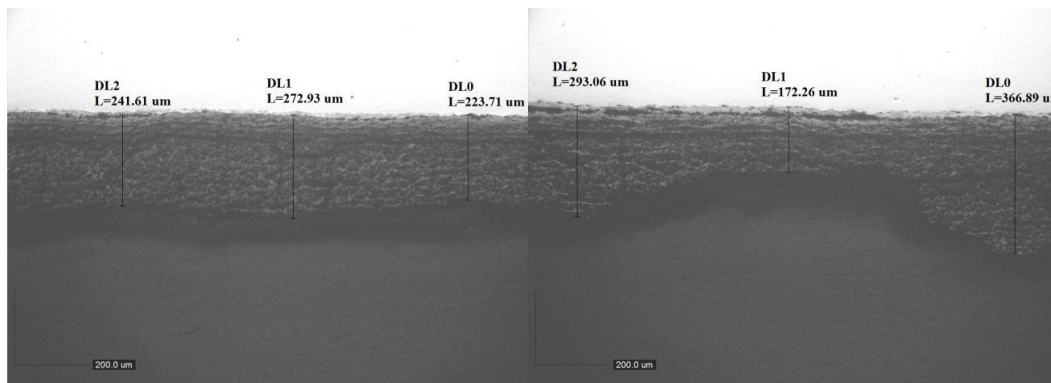


Gambar 4.17 *Opening Burst* dan Lokasi Pengukuran Ketebalan *Rupture Area Tube Code 7*



Gambar 4.18 Grafik Ketebalan Dinding *Rupture Area Tube Code 7*

Pada *tube code 7*, dinding bagian dalam *tube* terbentuk lapisan oksida tidak merata dengan ketebalan terendah sekitar 0,17 mm dan ketebalan tertinggi sebesar 0,37 mm. Gambar 4.19 memperlihatkan lapisan oksida *tube code 7*. Tebal lapisan oksida pada dinding bagian dalam *tube* jauh lebih rendah dibandingkan dengan deposit *slag* yang terjadi pada dinding bagian luar *tube*. Namun demikian pada daerah yang mengalami *rupture* tidak ada deposit *slag* di dinding luar *tube*.



Gambar 4.19 Lapisan Oksida pada Bagian Dinding Dalam *Tube* yang Berhadapan Dengan Area *Rupture*

## 4.5 Verifikasi Material *Tube*

### 4.5.1 Pengujian Komposisi Kimia

Hasil uji komposisi kimia dilakukan pada *tube code 1, 3, 6, 7*. Hasil uji komposisi kimia ditunjukkan pada Tabel 4.7.



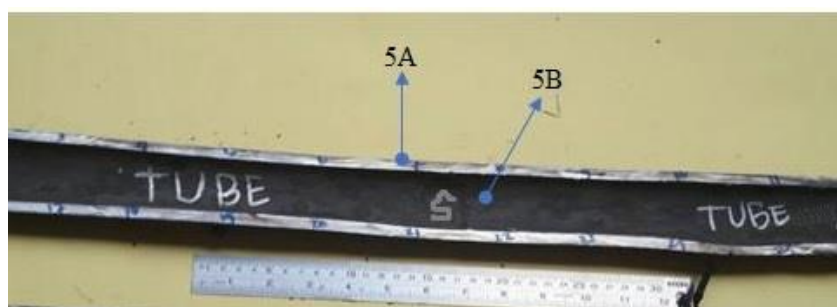
Tabel 4.7 Komposisi Kimia *Tube* dan Standar

Tube code yang diuji dan standar		Kandungan Unsur (% wt)							
		C	Mn	P	S	Si	Cr	Mo	Fe
Tube 1	hasil uji	0,15	0,4	0,02	0,005	0,28	8,89	1,00	balance
Tube 5	hasil uji	0,15	0,4	0,01	0,004	0,28	8,69	0,97	balance
Tube 6	hasil uji	0,15	0,4	0,02	0,005	0,29	8,69	0,96	balance
Tube 7	hasil uji	0,12	0,48	0,02	0,004	0,39	8,89	1,00	balance
SA 213 T91	standar	0,07-0,14	0,30-0,60	0,02 (max)	0,01 (max)	0,20 - 0,50	8,00-9,50	0,85-1,05	balance

Hasil uji komposisi kimia memperlihatkan bahwa jenis material *tube* masuk dalam kategori ASME SA 213 T91. Kandungan unsur kromium SA 213 T91 sebesar (8,0 – 9,5 % wt) menyebabkan ASME SA 213 T91 memiliki sifat kekuatan temperatur tinggi dan ketahanan terhadap oksidasi lebih baik serta kekuatan *creep* yang lebih tinggi. Hasil uji komposisi kimia menunjukkan tidak ada penyimpangan komposisi kimia yang dapat memberikan pada kegagalan *tube*.

#### 4.5.2 Pengujian Kekerasan

Pengujian kekerasan yang dilakukan pada *tube code* 5, 6 dan 7. Pengujian kekerasan pada *tube code* 5 dilakukan untuk mengetahui nilai kekerasan pada *tube* yang tidak mengalami kerusakan. Lokasi sampel pengujian kekerasan *tube code* 5 dapat dilihat pada Gambar 4.20. Hasil pengujian kekerasan pada *tube code* 5 menunjukkan bahwa harga kekerasan masuk dalam kategori ASME SA 213 T91. Hasil pengujian kekerasan pada *tube code* 5 ditunjukkan pada Tabel 4.8.

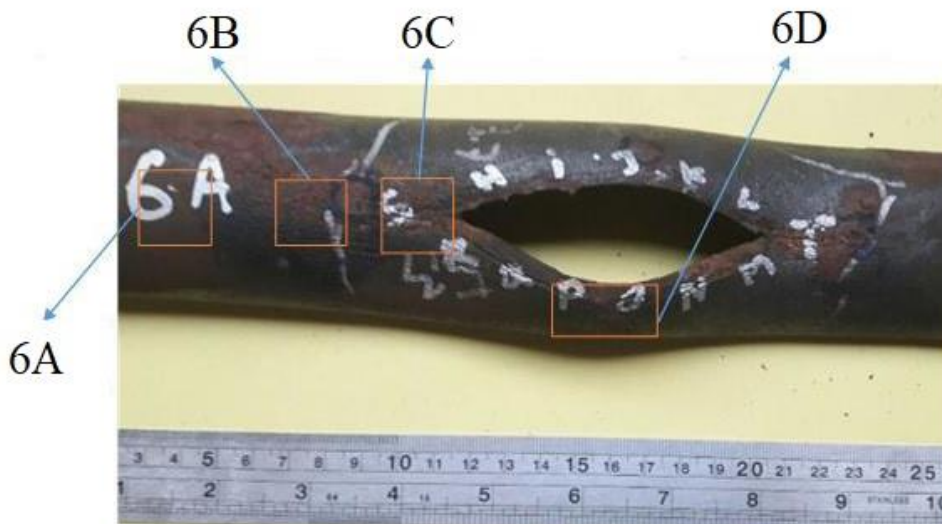


Gambar 4.20 Lokasi Sampel Pengujian Kekerasan *Tube Code* 5

Tabel 4.8 Hasil Pengujian Kekerasan pada *Tube Code 5*

Jumlah titik uji	Harga kekerasan (HV)	
	<i>Tube code 5</i> (ASME SA 213 T91)	
	Lokasi 5A	Lokasi 5B
1	160,70	174,80
2	160,70	174,80
3	167,50	174,80
4	167,50	174,80
5	174,80	174,80
6	167,50	174,80
7	167,50	174,80
8	167,50	174,80
9	167,50	174,80
10	167,50	174,80
Rata-rata	166,9	174,80
Rata-rata	170.84 ±1.98	

*Tube code 6* dilakukan pengujian kekerasan untuk memprediksi temperatur operasi pada daerah *rupture*. Gambar 4.21 memperlihatkan lokasi pengujian kekerasan *tube code 6* dan merupakan lokasi sampel untuk analisa struktur mikro. Hasil pengujian kekerasan *tube code 6* pada daerah *rupture* mengalami penurunan nilai kekerasan. Hal tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.9.



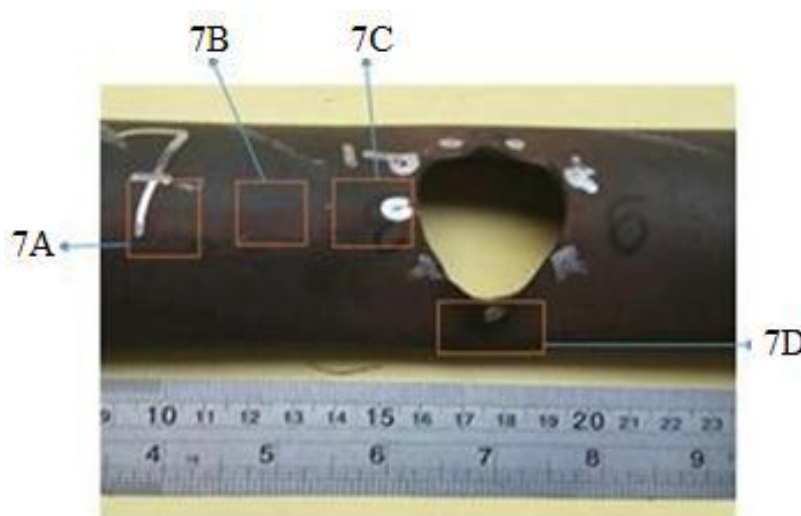
Gambar 4.21 Lokasi Sampel Struktur Mikro dan Uji Kekerasan *Tube Code 6*



Tabel 4.9 Nilai Uji Kekerasan *Tube Code 6*

Lokasi	6A	6B	6C	6D
Kekerasan (HV)	179,54	162,75	164,16	171,37

*Tube code 7* juga dilakukan pengujian kekerasan untuk memprediksi temperatur operasi pada daerah *rupture*. Gambar 4.21 memperlihatkan lokasi pengujian kekerasan *tube code 7* dan merupakan lokasi sampel untuk analisa struktur mikro. Hasil pengujian kekerasan *tube code 7* pada daerah *rupture* mengalami penurunan nilai kekerasan. Hal tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.10.



Gambar 4.22 Lokasi Sampel Struktur Mikro Dan Uji Kekerasan *Tube Code 7*

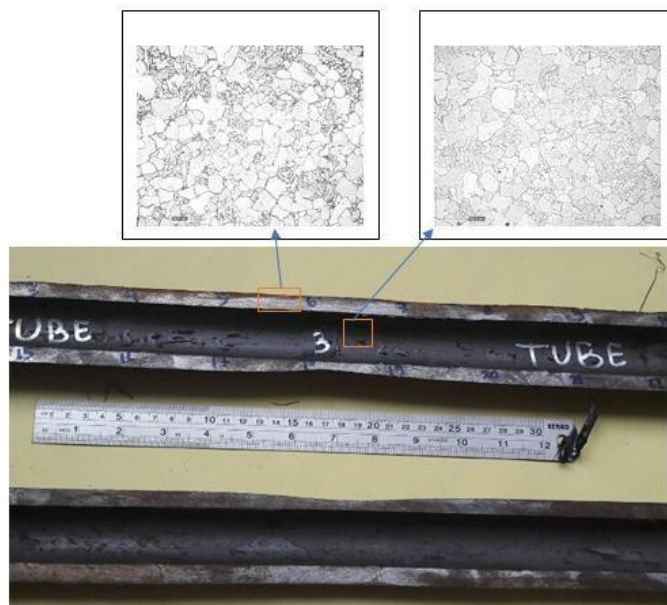
Tabel 4.10 Nilai Uji Kekerasan *Tube Code 7*

Lokasi	7A	7B	7C	7D
Kekerasan (HV)	193,7	191,07	175,74	155,5

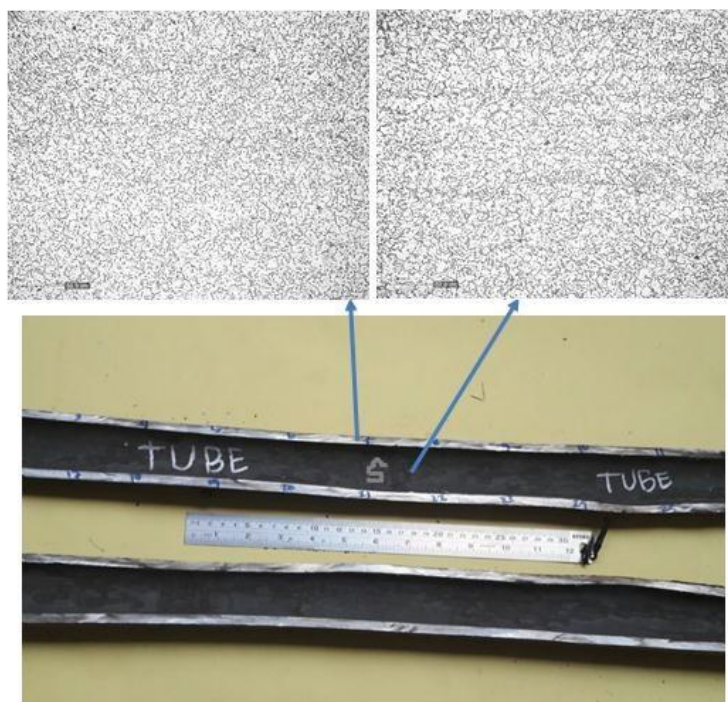
### 4.5.3 Pengujian Metalografi

Pengujian metalografi struktur mikro *tube code 3* dan *5*, ditunjukkan masing-masing pada Gambar 4.23 dan Gambar 4.24. Secara umum, struktur mikro *tube code 3* dan *5* memiliki kesamaan fasa yaitu fasa ferit dan perlit.

Fasa ferit ditampilkan dengan gambar terang, sedangkan fasa perlit terlihat dengan warna yang lebih gelap dan lamelar (struktur *lamellar*, gelap-terang berlapis). Namun demikian, karena jumlah karbon yang sangat kecil, fasa perlit bukan sebagai fasa yang dominan. Secara umum, tidak ada penyimpangan pada struktur mikro yang ditunjukkan pada kedua gambar tersebut.



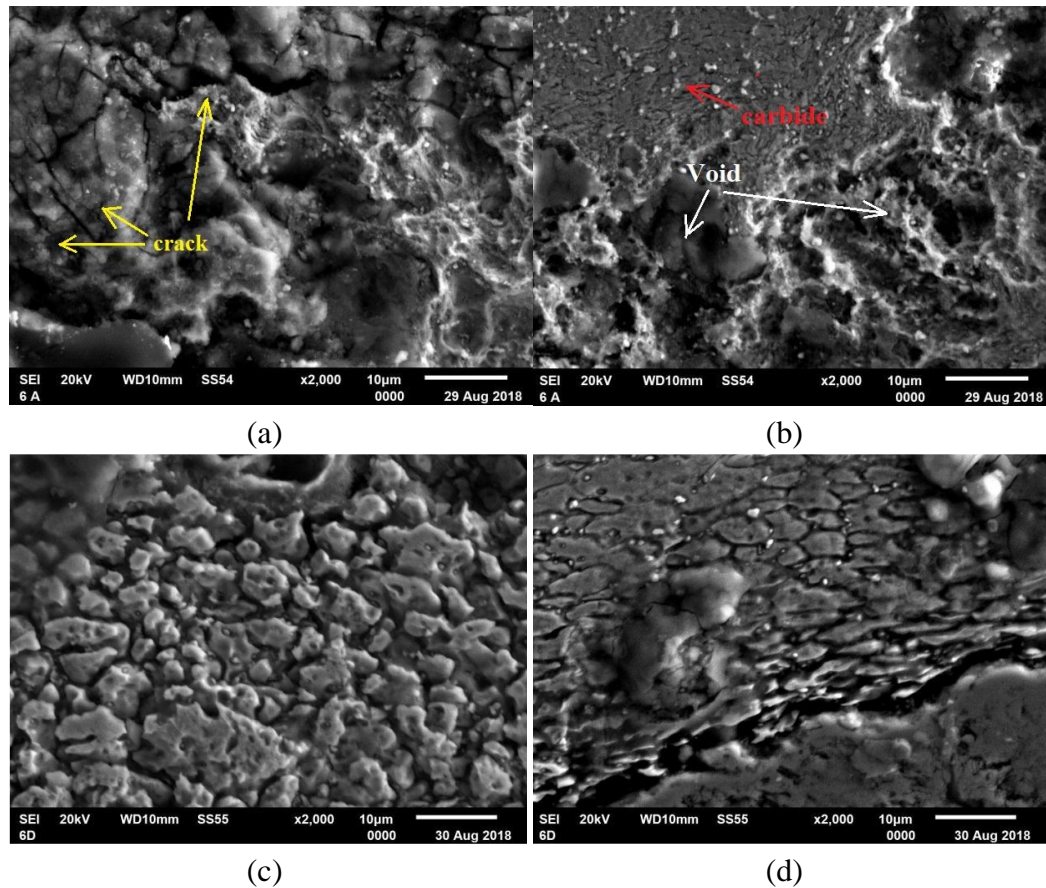
Gambar 4.23 Struktur Mikro *Tube Code 3*



Gambar 4.24 Struktur Mikro *Tube Code 5*

Pengamatan struktur mikro *tube code 6* dilakukan pada lokasi 6A dan 6D. Gambar 4.25 menunjukkan pengamatan struktur mikro di bawah mikroskop elektron (SEM) *tube code 6*. Lokasi 6A yang agak jauh dari area rusak diambil dan lokasi 6D yang merupakan area rusak juga diambil. Gambar 4.25a dan Gambar 4.25b memperlihatkan telah terjadi retak batas butir (*intergranular crack*) dan *creep*

voids. Kondisi ekstrim retak batas butir ditunjukkan pada Gambar 4.25c dan Gambar 4.25d yang merupakan area rusak. Pengamatan struktur mikro *tube code 6* menunjukkan *micro crack* dan *creep cavities*.

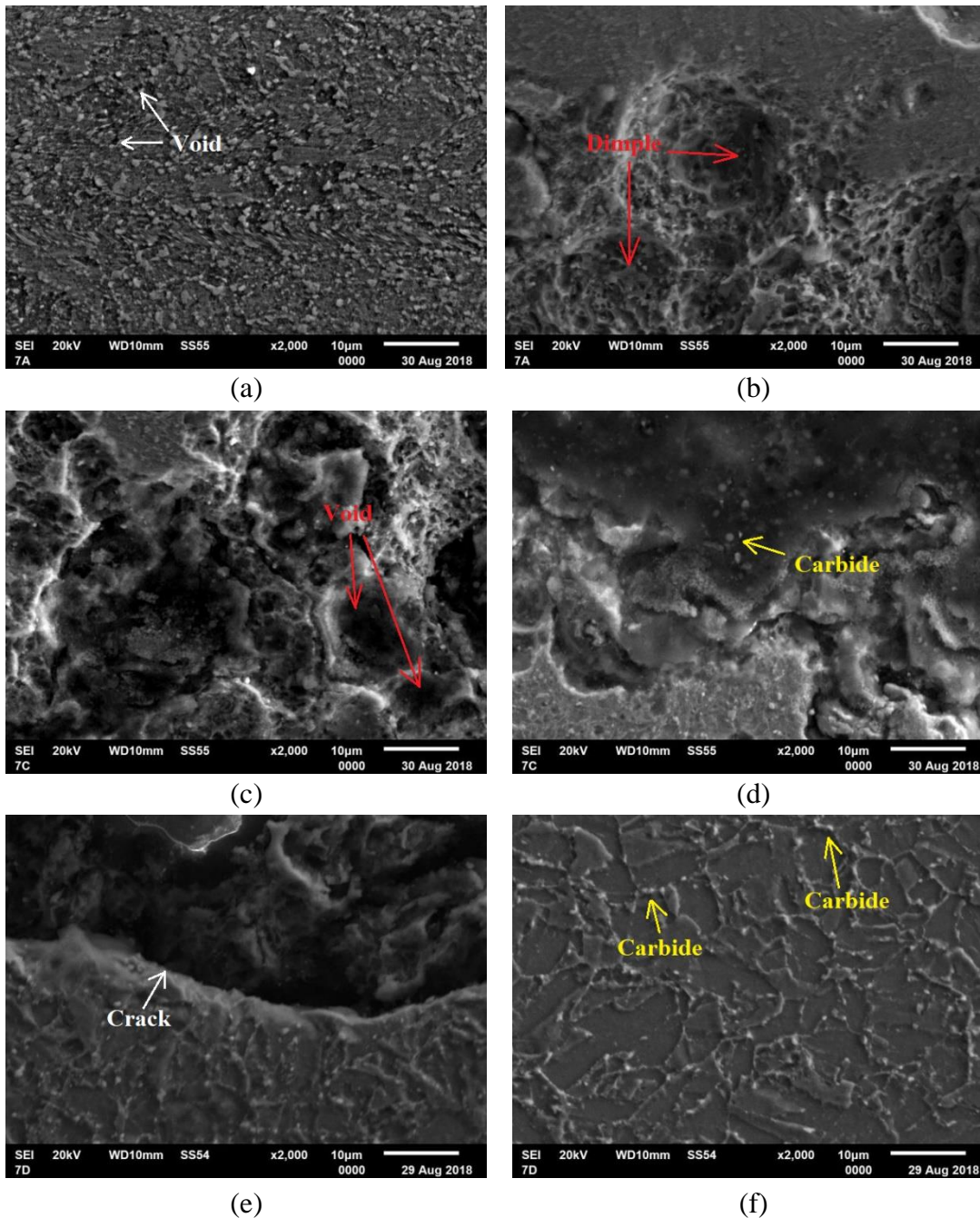


Gambar 4.25 Gambar Struktur Mikro SEM *Tube Code 6*; (a) Lokasi 6A-1; (b) Lokasi 6A-2; (c) Lokasi 6D-1; (d) Lokasi 6D-2

Pengamatan struktur mikro *tube code 7* dilakukan pada lokasi 7A, 7C dan 7D. Pengamatan struktur mikro *tube code 7* dilakukan pada area *rupture*. Gambar 4.26 memperlihatkan struktur mikro pada *tube code 7* dari berbagai lokasi di bawah mikroskop electron menggunakan SEM. Struktur mikro pada sampel 7C-2 dan 7D-2 menunjukkan terjadinya pembulatan/sferoidisasi karbida  $M_{23}C_6$ . Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.26d dan Gambar 4.26f dengan tanda panah kuning. Void juga terlihat terbentuk sepanjang batas butir. Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.26a dengan tanda panah putih. Retak/*crack* juga terbentuk pada *tube code 7*. Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.26e dengan tanda panah putih. Area *rupture* (sampel 7C dan 7D) memperlihatkan *void* sudah berhubungan satu dengan yang lainnya (*interconnected voids*) yang terjadi selama pengoperasian. Hal



tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.26c dan Gambar 4.26d. Patahan ulet/lunak yang ditunjukkan dengan *dimple rupture* juga terlihat. Hal tersebut ditunjukkan pada Gambar 4.26b dengan tanda panah merah.

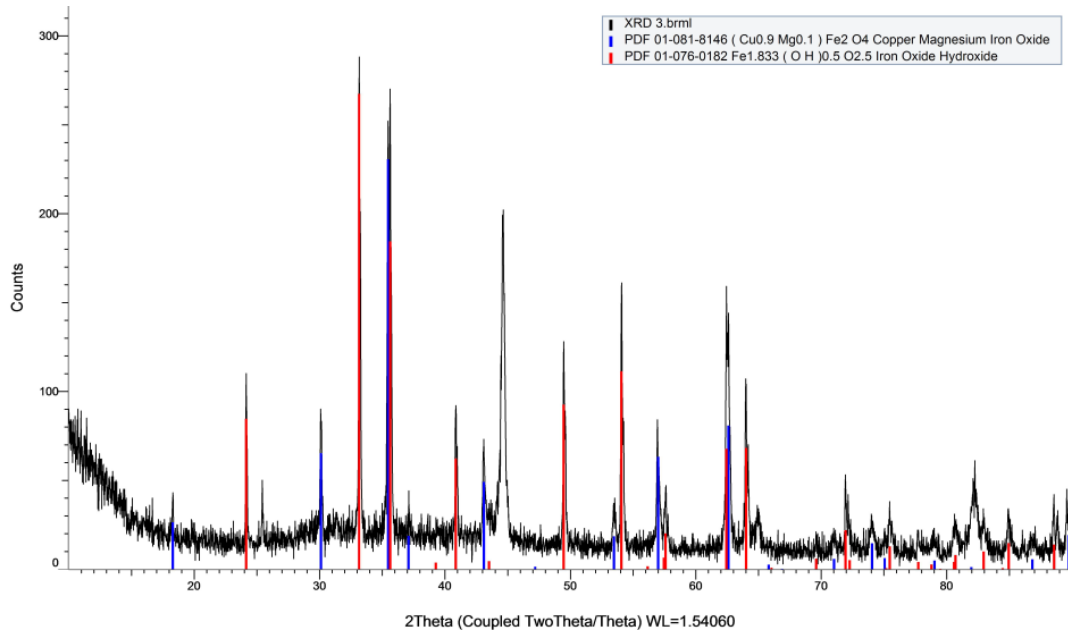


Gambar 4.26 Struktur Mikro *Tube Code 7*; (a) Lokasi 7A-1; (b) Lokasi 7A-2; (c) Lokasi 7C-1; (d) Lokasi 7C-2; (e) Lokasi 7D-1; (f) Lokasi 7D-2

Untuk membuktikan adanya unsur korosi dan senyawa kompleks alkalisulfat, dilakukan analisa mikro *x-ray* menggunakan SEM-EDS. Hasil SEM-EDS *tube code 7* sampel 7C dan 7D ditunjukkan pada Gambar 4.27.



Identifikasi terhadap *slag* yang diambil dari permukaan *tube* dengan menggunakan XRD juga dilakukan. Kehadiran  $\text{CaSO}_4$  dibuktikan dengan hasil pengujian *X-ray diffraction* terhadap *scale* yang diambil dari permukaan *tube*. Hal tersebut ditunjukkan oleh Gambar 4.28. Produk korosi lainnya yang terkandung dalam deposit *scale* yang terdeteksi oleh XRD dapat dilihat pada Gambar 4.29.

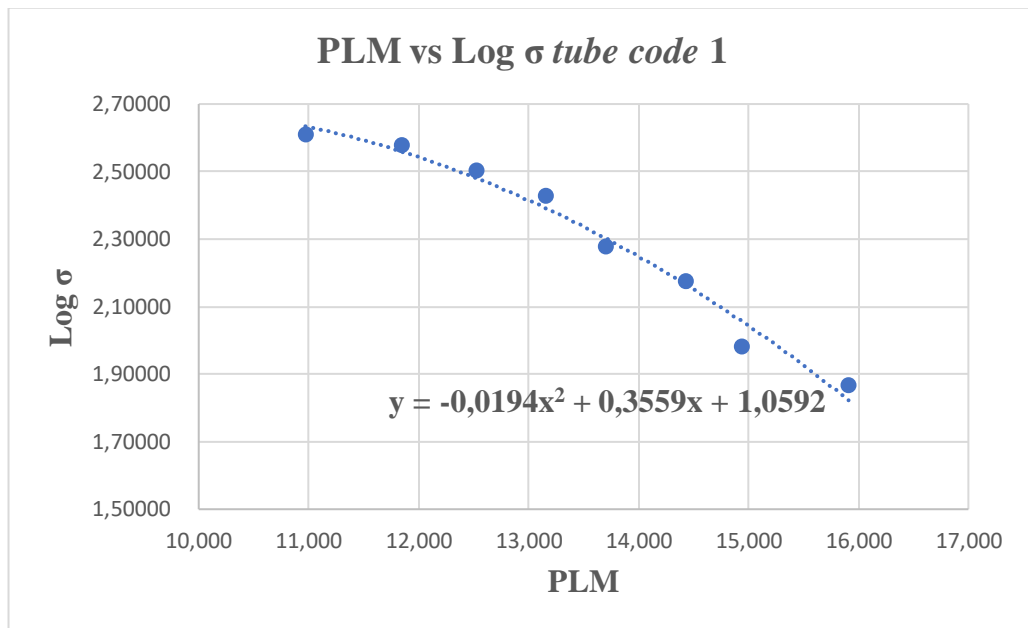


Gambar 4.29 Karakteristik *Spectrum X-Ray* Deposit Oksidasi Korosi

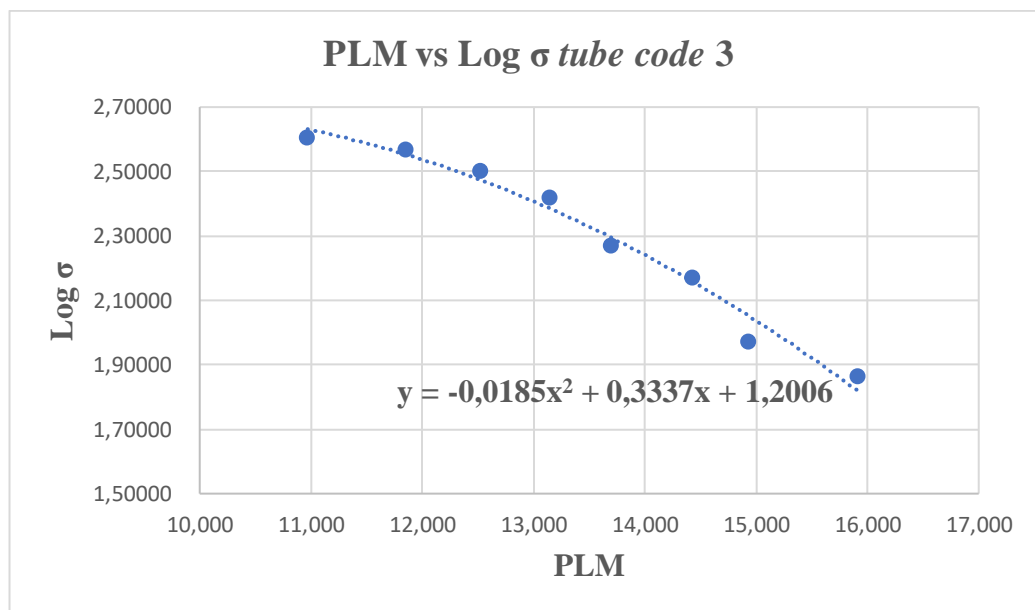
#### 4.6 Pengujian *Creep*

*Creep* merupakan fenomena penurunan kekuatan ijin material yang terjadi pada temperatur tinggi sejalan dengan umur pakai. Fenomena tersebut mungkin muncul bila temperatur operasi material melebihi 0,4 dari temperatur leburnya. *Creep* diawali dengan munculnya *voids* (rongga-rongga) pada batas butir material. Rongga-rongga tersebut dapat berkembang/membesar, sehingga dimungkinkan bersatu dengan rongga-rongga lainnya dan menimbulkan retak batas butir.

Berdasarkan data hasil pengujian *creep*, didapatkan grafik PLM dengan  $\log \sigma$  ( $\log$  tegangan) seperti dapat dilihat pada Gambar 4.30, Gambar 4.31 dan Gambar 4.32. Dari grafik PLM dengan  $\log \sigma$  tersebut akan didapatkan persamaan masing-masing sampel *tube* untuk mengetahui nilai PLM-nya. Dari nilai PLM ini nantinya dapat dihitung sisa umur *tube* tersebut.



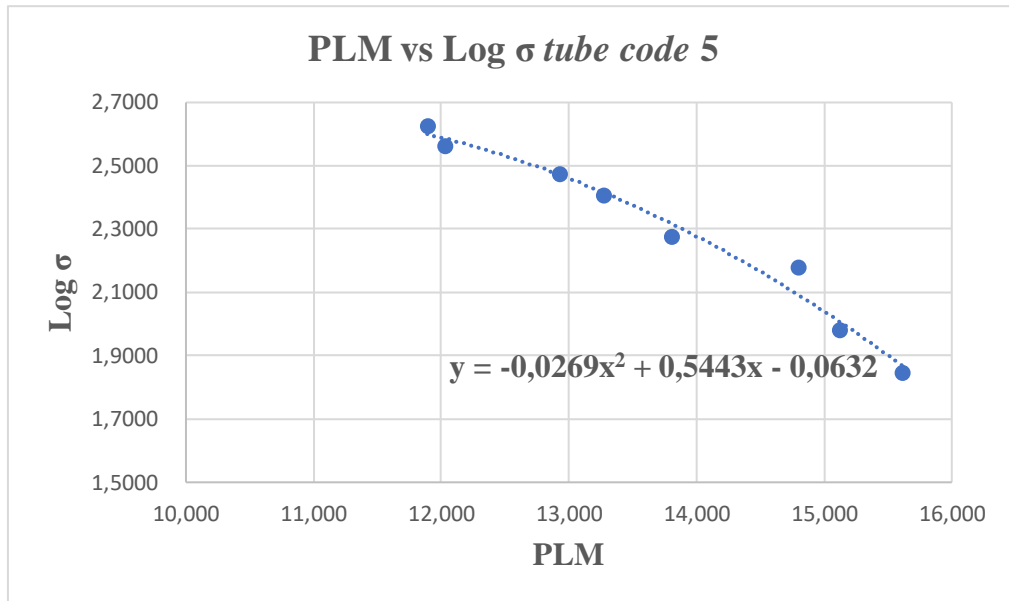
Gambar 4.30 Grafik PLM dengan Log  $\sigma$  untuk *Tube Code 1*



Gambar 4.31 Grafik PLM dengan Log  $\sigma$  untuk *Tube Code 3*

Untuk dapat menghitung umur material dari sampel pengujian *creep* yang telah dilakukan, maka perlu dihitung terlebih dahulu tegangan yang terjadi pada material *tube*. Dari persamaan ( 2.4 ) maka dapat dihitung tegangan yang terjadi pada masing-masing *tube* dengan mengambil tebal *minimum* yang terukur dan tegangan yang terjadi pada temperatur dan tekanan operasi setiap *tube* yang diuji.

Dengan menggunakan tegangan yang terjadi ( $\log \sigma$ ), maka dapat di *plot* pada kurva PLM. Dari *plotting* tersebut, akan diperoleh nilai PLM.



Gambar 4.32 Grafik PLM dengan Log  $\sigma$  untuk *Tube Code 5*

#### 4.7 Analisa Kegagalan *Tube* dan Sisa Umur *Tube Superheater*

Analisa kegagalan difokuskan pada *tube code 6* dan *7* yang mengalami kerusakan parah. *Tube code 6* dan *7* memiliki karakteristik kerusakan yang berbeda dimana *tube code 6* memiliki karakteristik *thick lips rupture*, sedangkan *tube code 7* memiliki karakteristik *thin lip rupture*. Sedangkan prediksi sisa umur dilakukan pada *tube* baru (*tube code 1*), *tube* yang sudah terpakai tetapi masih dalam kondisi baik (*tube code 3*) dan *tube* yang sudah dipakai tetapi sudah mengalami deformasi plastis (*tube code 5*).

##### 4.7.1 Analisa Data Operasi dan Pemeliharaan

Dari data dari pihak operasi, terdapat data pengujian sampel batubara. Dari data uji sampel batu bara tersebut dapat diketahui indeks *slagging*-nya. Dengan menggunakan rumus ( 2.5 ) maka indeks *slagging* dapat dihitung. Hasil perhitungan *slagging index* (SI) batubara-1 dan batubara-2 ditampilkan dalam Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Nilai *Slagging Index* (SI) dan Potensi *Slagging*

Sampel	IT (°C)	HT (°C)	SI (°C)	Potensi <i>slagging</i>
Batubara-1	1060	1070	1062	Berbahaya



Batubara-2	1060	1080	1064	Berbahaya
------------	------	------	------	-----------

Dari hasil pengujian abu yang terkandung di dalam batubara, nilai *slagging index* antara 1062°C - 1064°C termasuk dalam kategori berbahaya. Nilai-nilai IT (DT), ST, HT dan FT dalam pengujian abu juga dapat didefinisikan sebagai *ash fusion temperature* (AFT) (Li *et al.*, 2017). *Ash fusion temperature* relatif rendah sehingga mudah mencair jika berada di lingkungan api pembakaran di sekitar *superheater tube* yang berkisar antara 1149°C - 1482°C. Abu cair terbang di dalam lingkungan *superheater tube* dan sebagian kecil menempel pada dinding tube dan sebagian besar terbawa keluar dari *steam generator* hingga membeku di udara membentuk *fly-ash*.

Jika *ash fusion temperature* rendah, partikel abu mudah menjadi satu dan menjadi adesif selama pembakaran dan kemudian terintegrasi menjadi partikel lebih besar dan melekat pada permukaan *tube*. Seperti telah disebutkan, dengan temperatur dinding *tube* lebih rendah maka abu yang melekat selanjutnya membeku dan tertumpuk dengan abu-abu lainnya sehingga menghasilkan lapisan *slag* semakin tebal. Dalam praktek, *ash fusion temperature* telah diterapkan sebagai petunjuk dalam *coal blending*. Secara khusus *deformation temperature* (DT) sering dijadikan dasar untuk menentukan temperatur gas keluar tungku (Li *et al.*, 2017).

Selain itu indeks *fouling* juga akan mempengaruhi deposit yang terjadi di *tube boiler*. Dari data dari pihak operasi, terdapat data pengujian sampel abu dari masing-masing sampel batubara. Dari data uji sampel abu tersebut dapat diketahui indeks *fouling*-nya. Dengan menggunakan rumus ( 2.6 ) maka indeks *fouling* dapat dihitung. Hasil perhitungan *fouling index* sampel abu dari batubara -1 dan batubara-2 ditampilkan dalam Tabel 4.12:

Tabel 4.12 Nilai *Fouling Index*

Sampel abu	Na <sub>2</sub> O (%)	Potensi <i>fouling</i>
Batubara-1	5,93	Tinggi
Batubara-2	3,54	Tinggi

Kadar sodium (Na<sub>2</sub>O) di dalam abu dari sampel batubara menyebabkan kecenderungan yang medium terhadap *tube slagging/fouling*. Penelitian yang dilakukan oleh Ilyushechkin dkk menyimpulkan pada temperatur tinggi, kadar sodium memengaruhi temperatur *liquidus* (merupakan batas temperatur dimana

suatu material akan menjadi *liquid* secara penuh), kesetimbangan fasa dan viskositas *slag* (Ilyushechkin *et al.*, 2018). Terdapat pengaruh yang signifikan dari kadar sodium terhadap persentase fasa cair di dalam abu. Semakin tinggi sodium, jumlah fasa cair di dalam abu juga meningkat. Pada *slag*, sodium menurunkan temperatur *liquidus* sehingga slag berfasa cair pada temperatur rendah dan juga menurunkan kadar solid di bawah temperatur *liquidus* itu. Hal itu menyebabkan slag dengan viskositas rendah pada slag yang kaya akan sodium (Ilyushechkin *et al.*, 2018). Kadar sodium dibawah 2.0% lebih disukai untuk mencegah terjadinya *tube slagging/fouling*.

Persentase *unburned carbon* yang diperoleh dari pengujian bernilai cukup kecil dibawah 1%, baik untuk *fly-ash* maupun *bottom ash*. Banyaknya *unburned carbon* di dalam *fly-ash* dari sebuah pembangkit berbahan bakar batubara merupakan ukuran dari energi yang diekstraksi dari batubara itu. Dengan nilai *unburned carbon* yang kecil tersebut, proses pembakaran yang terjadi di dalam boiler unit 7 PLTU Suralaya dapat dikatakan baik.

Jenis batubara yang dianalisis dalam laporan ini memiliki kecenderungan yang tinggi terhadap *slagging*. Penggunaan batubara untuk pembakaran di dalam boiler tidak hanya memperhatikan aspek nilai kalor semata tetapi juga perlu mempertimbangkan umur operasi boiler. Salah satu faktor yang menurunkan umur operasi adalah adanya *slagging* berlebihan pada *superheater tube* dan *slagging* ini menempel pada *tube* akibat pemakaian batubara yang “kurang sesuai”.

Dalam praktek, upaya untuk mengurangi *volume* abu cair yang menempel pada dinding *superheater tube* yaitu dengan mengoperasikan *soot blower* secara berkala. Dari pengamatan terhadap beberapa sampel *tube*, masih terdapat *slag* atau *ash* yang masih menempel pada *tube*. Itu menandakan *cleaning coverage* area dari *soot blower* tidak dapat menjangkau seluruh bagian.

#### **4.7.2 Analisa Kegagalan Tube Code 6**

Hasil inspeksi visual pada *tube code 6* memperlihatkan *tube* mengalami kegagalan tipe *narrow open burst* dengan arah retak longitudinal dan area kerusakan, disertai dengan terjadinya *swelling* (gelembung) sekeliling *tube*. Karakteristik kerusakan yang terjadi pada *tube code 6*, mengindikasikan bahwa *tube*

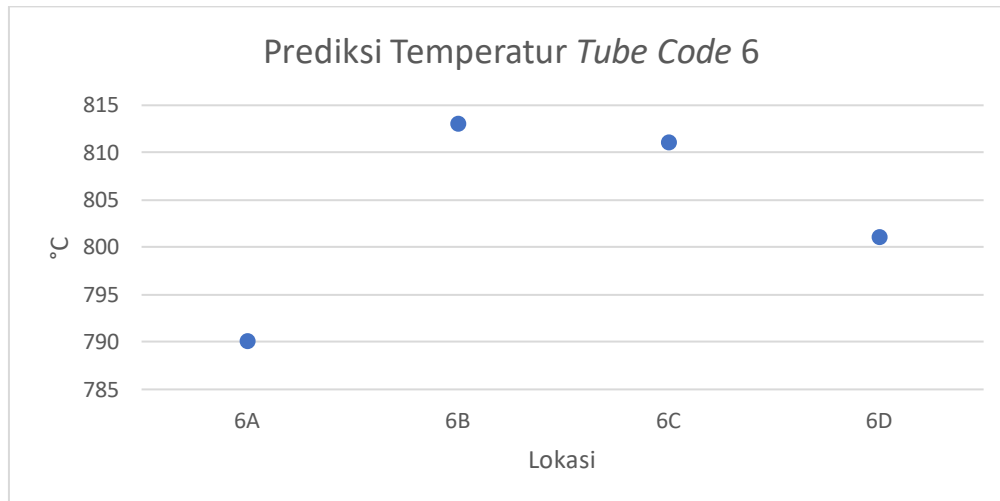
mengalami *creep*. Terlihat jelas bahwa terdapat *scale* yang cukup tebal dan rapat pada permukaan bagian luar sepanjang *tube*. Hasil pengukuran dimensi menunjukkan bahwa kenaikan diameter *tube* akibat *swelling* sekitar 10%. Tidak ada *localized thinning* pada area sekitar *rupture*.

Pengamatan struktur mikro di bawah mikroskop elektron (SEM) memperlihatkan telah terjadi retak batas butir (*intergranular crack*) dan *creep voids*. *Intergranular crack* diawali dengan terbentuknya *void* pada batas butir dan sejalan waktu *void* akan semakin banyak dan bertemu dengan *void* yang lain. Selama *tube* beroperasi dan terekspos pada temperatur tinggi (ekivalen dengan 43 % temperatur lebur baja), *void* akan bertemu satu dengan yang lainnya dan terjadi pembesaran *creep voids*, yang menyebabkan terjadinya retak sepanjang batas butir atau *intergranular crack* (Psyllaki, Pantazopoulos and Lefakis, 2009). Sangat kuat dugaan bahwa temperatur yang dialami *tube* ini melewati batas temperatur ketahanan panasnya (diatas 570°C) sehingga benda ini terdeformasi. Hal ini diindikasikan dengan terjadinya *swelling*. Fluktuasi panas yang dialami *tube* membuat *tube* mengalami mulur ketika terkena panas dan menyusut ketika panas tersebut berkurang ataupun hilang (Adrian, Noerochim and Kurniawan, 2016).

Untuk memprediksi temperatur yang dialami *tube* pada saat kegagalan terjadi dilakukan perhitungan dengan merujuk pada hasil pengujian kekerasan. Karena *tube code 6* termasuk bahan 9Cr-1Mo-1V (SA 213 T91) maka dapat menggunakan persamaan ( 2.1 ) dan ( 2.2 ). Persamaan tersebut digunakan untuk memperkirakan temperatur *tube* metal beroperasi berdasarkan harga kekerasan. Dengan mengambil asumsi waktu *operating service* sebelum mengalami kegagalan adalah 38 jam, maka dihasilkan temperatur yang dialami *tube* pada saat kegagalan terjadi adalah sekitar 800 °C lebih. Gambar 4.33 menunjukkan prediksi temperatur *tube code 6*.

Dengan demikian bahwa pada saat kegagalan terjadi, *tube* mengalami *overheating*. Pada kerusakan *tube code 6*, dimana kerusakan yang terjadi adalah jenis *thick lip fish mouth failure*, dapat dipastikan satu-satunya mekanisme penyebab kerusakan yang terjadi adalah *creep*, dimana *tube* terekspos melebihi batas temperatur operasi pada waktu lama. Hal ini dibuktikan dengan dinding *tube* tidak mengalami penipisan atau deformasi plastis, dan tidak terjadi aliran material.

*Overheating* yang terjadi pada *tube* disebabkan oleh deposit *slagging* yang tebal pada dinding luar *tube* sehingga terjadi distribusi panas yang tidak merata pada *tube*.

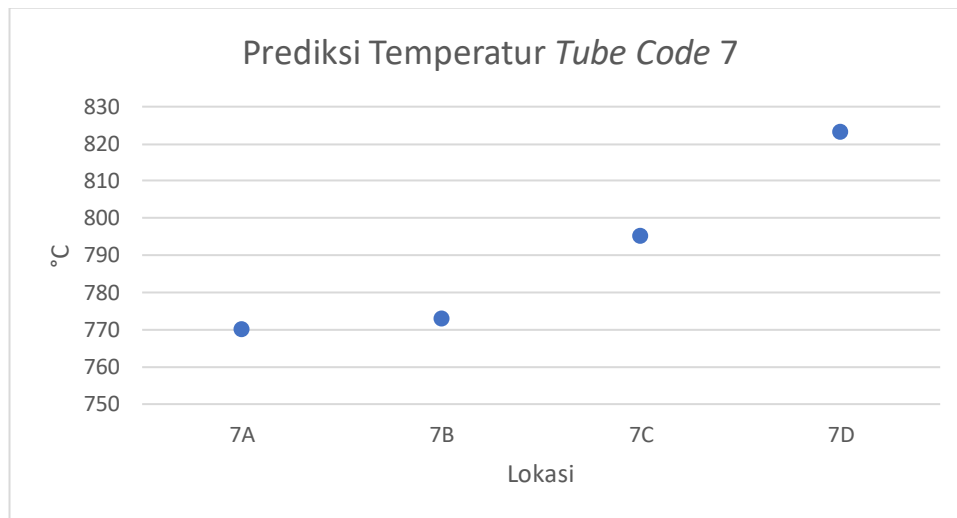


Gambar 4.33 Prediksi Temperatur *Tube Code 6*

#### 4.7.3 Analisa Kegagalan *Tube Code 7*

Hasil inspeksi visual pada *tube code 7* memperlihatkan *tube* mengalami kegagalan jenis *thin lip fish mouth rupture*. Kerusakan *tube* tipe *thin lip* dimana penipisan terjadi dimulai dari dinding luar *tube* dan adanya produk korosi mengindikasikan mekanisme kerusakan yang terjadi adalah erosi dan korosi. Hal ini ditunjukkan dari hasil pengukuran ketebalan dimana terjadi *localized thinning* pada *area rupture*.

Hasil pengukuran ketebalan memperlihatkan bahwa pengurangan ketebalan terjadi secara tidak seragam. Pada daerah *thin lip rupture*, *tube* secara signifikan mengalami penurunan ketebalan dinding. Ketidak seragaman ketebalan dinding terjadi pada satu sisi. Temperatur operasi yang diterima *tube* saat kegagalan dapat diprediksi berdasarkan hasil pengujian kekerasan. Karena *tube code 7* termasuk bahan 9Cr–1Mo–1V (SA 213 T91) maka dapat menggunakan persamaan ( 2.1 ) dan ( 2.2 ). Dengan mengambil asumsi waktu *operating service* sebelum mengalami kegagalan adalah 38 jam, maka dihasilkan temperatur yang dialami *tube* pada saat kegagalan terjadi adalah sekitar 800 °C lebih. Gambar 4.34 menunjukkan prediksi temperatur *tube code 6*.



Gambar 4.34 Prediksi Temperatur *Tube Code 7*

Harga kekerasan menunjukkan adanya variasi kekerasan pada area *rupture lip* dan yang menjauh dari daerah *rupture lip*. Adanya perbedaan harga kekerasan yang cukup signifikan dapat mengindikasikan bahwa telah terjadi perubahan struktur mikro dan juga terjadi *localized overheating* pada area rusak *rupture lip*. Untuk mendukung dugaan ini, pengamatan struktur mikro dilakukan pada area *rupture*. Hasil pengamatan struktur mikro menggunakan SEM pada sampel 7C dan 7D menunjukkan terjadinya pembulatan/sferoidisasi karbida  $M_{23}C_6$ , juga memperlihatkan adanya *void* yang terbentuk sepanjang batas butir dan membentuk retak. Area *rupture* (sampel 7C dan 7D) memperlihatkan *void* sudah berhubungan satu dengan yang lainnya (*interconnected voids*) yang terjadi selama pengoperasian. *Void* tersebut merupakan tanda kerusakan *creep* yang tumbuh/berkembang pada temperatur tinggi. Kenaikan temperatur lokal di atas batas temperatur yang diijinkan menyebabkan terjadi pergeseran batas butir (*grain boundary sliding*). Pergeseran tersebut menghasilkan dekohesi/*void* pada butir. Sejalan dengan waktu, *void* tumbuh dan menjadi berhubungan satu dengan yang lainnya. Hal ini mengakibatkan penurunan kekuatan batas butir, dan pada akhirnya menurunkan kemampuan komponen menerima beban. Dengan demikian, kenaikan temperatur pada dinding *tube* berdampak pada pembulatan karbida, terbentuknya *void* dan pelunakan material yang ditandai dengan penurunan harga kekerasan (Gupta and Chattopadhyaya, 2017). Fenomena tersebut akan menurunkan kekuatan

material dan menghasilkan patahan ulet/lunak yang ditunjukkan dengan *dimple rupture*.

Hasil pengamatan memperlihatkan *tube code 7* mengalami deformasi plastis. Hal ini sangat erat kaitannya dengan penipisan dinding yang terjadi pada *tube*. Ketidak seragaman dinding *tube* memiliki korelasi dengan *non-uniform heating or non linier temperature gradient* sepanjang *tube* dimana akan menghasilkan *internal stresses* tinggi pada satu sisi *tube* dan *compressive yielding* pada sisi lainnya. Penipisan dinding yang terjadi juga berakibat pada peningkatan *hoop stress*.

Dengan demikian terjadinya penipisan dinding *tube* mengakibatkan terjadinya peningkatan *hoop stress* dan pada waktu yang bersamaan, terjadinya *rapid overheating* menyebabkan penurunan kekuatan material. Kekuatan SA 213 T91 mengalami penurunan secara drastis sehingga pada akhirnya dinding tidak mampu lagi menahan *hoop stress* dan akhirnya mengalami kegagalan karena *overloading*.

Adanya unsur korosi dan senyawa kompleks alkalisulfat ditunjukkan dari hasil analisa kualitatif SEM-EDS dan terlihat adanya unsur korosif yaitu Si dan Ca. Kehadiran unsur tersebut mengindikasikan bahwa terjadi serangan korosi disebabkan oleh campuran partikel abu. Hasil SEM-EDS juga mendeteksi adanya unsur Al, Fe, Ti dan V. Kehadiran unsur-unsur tersebut dalam *coal ash* dapat disebabkan tidak sempurnanya proses pembakaran (Movahedi-Rad, Plasseyed and Attarian, 2014) atau sudah terkandung pada batubara yang digunakan. Partikel abu dengan titik lebur rendah dapat mencair dan menempel pada permukaan *tube* pada temperatur tertentu sehingga terjadi serangan korosi pada *tube*. Sebagai contoh, kehadiran unsur alkali seperti S dan Fe dapat membentuk abu dengan temperatur lebur serendah 620°C (Chaudhuri and Singh, 1997). Pada produk pembakaran menggunakan bahan bakar minyak, sulfur biasanya hadir dalam bentuk senyawa alkali  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  atau  $\text{Ca}_2\text{SO}_4$  dan menempel pada permukaan *tube*. Pada temperatur tinggi, senyawa alkali akan cair dan mengkorosikan *metal tube*. Kehadiran Vanadium juga akan menimbulkan serangan korosi karena terbentuknya  $\text{V}_2\text{O}_5$  yang memiliki temperatur lebur 690°C (Swisher and Shankarnarayan, 1994). Pada temperatur operasi, V dan Ca dapat bereaksi dengan oksida menghasilkan senyawa.

Senyawa tersebut memiliki temperatur lebur 550°C, dan akibatnya *tube* dengan cepat terserang *hot corrosion* (Young, 2008). Senyawa dengan temperatur lebur rendah tersebut membentuk *molten flux* pada temperatur operasi dan menghilangkan lapisan lindung oksida yang berakibat *metal tube* terekspos. Sejalan dengan waktu, *metal tube* terkonsumsi terus menerus dan terjadi penipisan dinding yang menyebabkan ketebalan dinding *tube* tidak *uniform* dan akhirnya rusak. Dengan demikian, *coal/fly ash corrosion* dimulai dengan endapan *fly ash* pada permukaan *tube* yang beroperasi pada temperatur 540 –705 °C (Chaudhuri and Singh, 1997). Hasil analisa XRD pada deposit *scale/slag* membuktikan bahwa selain mengandung CaSO<sub>4</sub>, deposit *slag* juga mengandung produk korosi dalam bentuk *iron oxides* dan *hydroxides*.

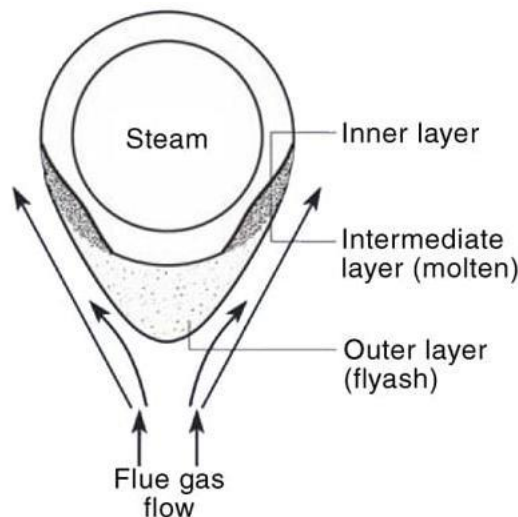
Selama *tube* digunakan/beroperasi, *tube* berinteraksi dengan lingkungan yang ekstrim dimana pada bagian dalam *tube* dialiri *steam* dan bagian luar *tube* berinteraksi dengan *flue gas*. Analisa terhadap hasil pengujian menunjukkan bahwa kerusakan pada *superheater tube* dikarenakan *tube* terkespos pada temperatur lebih tinggi dari temperatur operasi yang ditentukan. Hal tersebut, antara lain dibuktikan dengan perubahan warna di sekitar area *fish mouth opening* yang menandakan interaksi *tube* dengan *flue gas* bertemperatur tinggi (*hot / fire side*).

Peningkatan temperatur operasi melebihi batas yang ditentukan dikarenakan terbentuknya *oxide layer* dan deposit pada bagian permukaan *tube* yang berakibat sirkulasi panas *internal tube* tidak baik sehingga menimbulkan pemanasan tidak seragam dan terjadi penurunan efisiensi panas *metal tube*. Deposit *slagging* mengakibatkan tertutupnya laluan gas ke sekitar *tube*, sehingga aliran *flue gas* akan beralih ke daerah *tube* sekitarnya yang lebih bebas. Karena jumlah *flue gas* yang mengalir tetap maka pada daerah *tube* yang tidak tertutup *slag*, memiliki kecepatan alir yang lebih tinggi sehingga mengakibatkan erosi pada dinding luar *tube* dan terjadi penipisan dinding *tube*. Hal ini mengakibatkan tegangan meningkat dan akhirnya melampaui batas kekuatan *material tube*. *Overheating* yang terjadi sangat kuat disebabkan oleh deposit *slagging* yang terjadi pada dinding luar *tube*. Akibat deposit *slag* pada dinding luar *tube*, maka akan bertambah hambatan termalnya. Untuk temperatur *flue gas* dan temperatur *steam* yang sama, maka temperatur *tube* yang terdapat *slagging* menjadi turun. Dengan demikian, akibat

deposit *slagging* pada permukaan luar *tube* yang tanpa *slagging*, akan terjadi *localized overheating*. Lapisan oksida pada dinding bagian dalam *tube* tidak memberikan kontribusi yang signifikan pada terjadinya *overheating*.

Hasil SEM-EDS menunjukkan kehadiran unsur Si, Ca, Al, Fe, Ti dan V, dan hasil XRD membuktikan *scale/deposit* yang terjadi adalah senyawa kompleks *alkali sulfate*,  $\text{CaSO}_4$  dan produk korosi *iron oxides* dan *hydroxides*. Unsur-unsur tersebut dapat disebabkan karena proses pembakaran yang tidak sempurna atau penggunaan batu bara yang sudah mengandung unsur tersebut. Kehadiran unsur S dan Fe memperburuk kualitas partikel abu yang ada karena menurunkan temperatur leburnya. Partikel abu dengan titik lebur rendah mencair dan menempel pada permukaan *tube* sehingga terjadi serangan korosi pada *tube*. Sebagai contoh Senyawa  $\text{CaSO}_4$  tersebut menyebabkan *coal/fly ash corrosion* pada *interface scale/metal tube* dengan temperatur *metal tube* pada rentang  $566^\circ\text{C} - 732^\circ\text{C}$ . *Coal/fly ash corrosion* dipercepat karena kemungkinan proses pembersihan *boiler tube* yang dilakukan tidak benar dan tidak dilakukan secara periodik.

*Fly ash corrosion* dan pemanasan yang tidak merata, tidak hanya mempengaruhi umur *metal tube* tetapi juga *downtime* dari pembangkit tenaga listrik. Terjadinya *fly ash corrosion* dapat dilihat pada Gambar 4.35.



Gambar 4.35 Skema Terjadinya *Fly/Coal Ash Corrosion* (Koripelli, 2010)

Dengan demikian, korosi mengakibatkan dinding *tube* menjadi lebih tipis dan dengan tekanan uap yang sama, maka dinding *tube* yang terkena serangan korosi akan mengalami kenaikan tegangan. Pada temperatur lebih tinggi ( $> 600^\circ\text{C}$ )



dan durasi yang lama akan mempercepat terjadinya kerusakan. Penipisan dinding setempat terendah yang terjadi pada area *rupture* adalah 0,9 mm atau mencapai 88% dari ketebalan dinding awal. Serangan korosi harus diwaspadai jika penurunan ketebalan dinding *tube* mencapai 8 mil/tahun atau lebih (Purbolaksono *et al.*, 2009).

Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa mekanisme kegagalan yang terjadi pada *tube code 7* adalah erosi dan korosi yang terjadi dalam waktu yang bersamaan dan terjadi *rapid/short term overheating*. Namun demikian, mekanisme kegagalan lebih didominasi oleh erosi *flue gas* dan diikuti *rapid/short term overheating* sebagai akibat deposit *slagging* pada dinding luar *tube*. Hal ini mengingat penipisan yang terjadi dimulai dari luar dan produk korosi yang dihasilkan tidak signifikan.

#### 4.7.4 Analisa Sisa Umur *Tube Superheater*

Berdasarkan persamaan PLM ( 2.3 ) maka dapat diperoleh umur sisa (tr) dalam jam operasi. Tabel 4.13 memperlihatkan data hasil perhitungan prediksi sisa umur pakai *tube code 2, 3 dan 5*.

Tabel 4.13 Perhitungan Prediksi Sisa Umur *Tube Code 1, 3 dan 5*

No	Parameter	<i>Tube code 1</i>	<i>Tube code 3</i>	<i>Tube code 5</i>
1	Tebal terkecil (mm)	9,58	7,43	7,31
2	Tegangan Terjadi (MPa)	34,264	48,184	49,213
3	Log Tegangan Terjadi	1,535	1,757	1,765
4	PLM	16,894	16,558	16,297
<b>5</b>	<b>Sisa Umur</b>			
5a	Umur (Jam Operasi)	602.541	172.889	86.400
5b	Umur (Bulan)	836,863	240,138	120,000
5c	Umur (Tahun)	69,739	20,000	10,000
<b>6</b>	<b>Sisa Umur (<i>safety factor</i> =3)</b>			
6a	Umur (max Tahun)	<b>23,2</b>	<b>6,6</b>	<b>3,1</b>

Dalam menentukan prediksi sisa umur pakai, digunakan *safety factor* bernilai 3, dengan mempertimbangkan kondisi operasi yang telah dialami oleh *tube*, penggunaan jenis batu bara dan proses pemeliharaan yang dilakukan. Hasil sisa umur pakai yang telah memperhitungkan *safety factor* 3, berlaku ketentuan:

- a. Hanya berlaku jika mekanisme degradasi/modus kegagalan yang terjadi adalah *creep*. Apabila *tube* mengalami erosi dan atau korosi maka kegagalan *tube* dapat lebih cepat terjadi.

- b. Dalam pengoperasian/penggunaannya selanjutnya, *tube* tidak mengalami kondisi anomali (seperti *overheat*, *deposit slagging*, dll).

Mengacu pada *rule of thumb* desain *boiler*, umur desain komponen *boiler* umumnya adalah dalam rentang 25 - 30 tahun. Dari umur sisa yang ada, apabila umur *tube* telah mencapai 70 – 80% dari umur desain, sebaiknya ada penggantian *tube*. Selain itu, dengan mempertimbangkan bahwa *boiler* masuk dalam kategori *medium high risk* maka inspeksi pipa *boiler* harus dilakukan dalam rentang waktu paling lama adalah 0.5 dari umur sisa.

## **BAB 5**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

1. Kerusakan yang terjadi pada *tube code 6* adalah *thick lip rupture* dan *thin lip fish mouth rupture*; *thick lip rupture* disebabkan karena *creep* dimana *tube* terekspos pada temperatur tinggi (melebihi batas temperatur operasi) dalam waktu lama. Sedangkan pada *tube code 7* adalah *thin lip fish mouth rupture* disebabkan karena erosi dan *fly/coal ash corrosion*, yang mana *tube* terekspos pada temperatur tinggi (melebihi batas temperatur operasi) dalam waktu singkat. *Overheating* dan erosi *flue gas* yang terjadi disebabkan oleh desposit *slagging* pada dinding luar *tube*.
2. Dari pengujian metalurgi jelas terlihat bahwa penyebab utama kegagalan *superheater tube* adalah akibat *overheating*, yang ditandai oleh terjadinya *creep* pada *tube*. *Overheat* dan komposisi *fly ash* telah menyebabkan *hot corrosion* yang menyebabkan terjadinya penipisan dinding *tube*. Kegagalan *tube* ini dipercepat lagi oleh terjadinya erosi permukaan dinding *tube* oleh gas asap yang mengandung abu yang mengalir dengan kecepatan tinggi yang mencapai kecepatan erosi.
3. Perhitungan untuk memprediksi sisa umur *tube*, menunjukkan sisa umur terendah adalah 3,1 tahun. Perlu dicatat bahwa umur tersebut adalah umur prediksi jika proses didalam *boiler* berjalan sesuai spesifikasi disain.

#### **5.2 Saran**

1. Melakukan *combustion tuning* pada *boiler*.
2. Melakukan pengamatan periodik yang lebih sering terhadap deposit abu di permukaan pipa di dalam *boiler*, sehingga jika terjadi pertumbuhan *slagging* penanganannya dapat dilakukan lebih awal, sehingga kerusakan akan dapat dihindari.
3. Mengoptimalkan campuran batubara untuk mendapatkan resiko *slagging* yang rendah.

4. Menjalankan *soot blower* secara rutin dan penambahan *intelligent soot blower* agar kerja *soot blower* lebih optimal.
5. Merencanakan *retubing* terhadap *tube* yang sudah mendekati sisa umur.

## Daftar Pustaka

- Adrian, J., Noerochim, L. and Kurniawan, B. A. (2016) 'Analisa Kerusakan Superheater Tube Boiler Tipe ASTM A213 Grade T11 pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap', 5(2), pp. 148–152.
- Ahmad, J. *et al.* (2010) 'Failure evaluation on a high-strength alloy SA213-T91 super heater tube of a power generation', 224, pp. 269–273.
- ASME (2012) 'Power Piping, ASME Code For Pressure Piping, B31', in *ASME B31.1-2012*. Three Park Avenue, New York: The American Society Of Mechanical Engineers.
- Baoyou, Z. *et al.* (2006) 'Analysis of a boiler pipe rupture', 13, pp. 75–79.
- Chaudhuri, S. and Singh, R. (1997) 'High temperature boiler tube failures - Case studies', pp. 107–120.
- Ennis, P. J. and Czynska-Filemonowicz, A. (2003) 'Recent advances in creep-resistant steels for power plant applications', 28(August), pp. 709–730.
- Gupta, G. K. and Chattopadhyaya, S. (2017) 'Critical Failure Analysis of Superheater Tubes of Coal-Based Boiler', 63, pp. 287–299.
- Haghighat-shishavan, B., Firouzi-nerbin, H. and Nazarian-samani, M. (2019) 'Failure analysis of a superheater tube ruptured in a power plant boiler : Main causes and preventive strategies', *Engineering Failure Analysis*. Elsevier, 98(August 2018), pp. 131–140.
- Huijbregts, W. and Leferink, R. (2006) 'Influence of steel composition on strain induced corrosion cracking and other types of corrosion', *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 53(1), pp. 3–11.
- Husain, A. and Habib, K. (2005) 'Investigation of tubing failure of super-heater boiler from Kuwait Desalination Electrical Power Plant', 183(May), pp. 203–208.
- Ilamathi, P. *et al.* (2013) 'ANN-GA approach for predictive modeling and optimization of NOx emission in a tangentially fired boiler', *Clean Technologies*

*and Environmental Policy*, 15(1), pp. 125–131.

Ilyushechkin, A. Y. *et al.* (2018) ‘Effect of sodium in brown coal ash transformations and slagging behaviour under gasification conditions’, 179(April), pp. 86–98.

Lee, S., Themelis, N. J. and Castaldi, M. J. (2006) ‘Combating Corrosion in WTE Facilities - Theory and Experience’, *Proceedings of NAWTEC14 Conference May 1-3, Tampa, Florida, USA*.

Li, J. *et al.* (2017) ‘Effect of coal blending and ashing temperature on ash sintering and fusion characteristics during combustion of Zhundong lignite’, *Fuel*. Elsevier Ltd, 195, pp. 131–142.

Movahedi-Rad, A., Plasseyed, S. S. and Attarian, M. (2014) ‘Failure Analysis of Superheater Tube’, *Engineering Failure Analysis*. Elsevier Ltd, (November).

Neves, D. L. C. *et al.* (2004) ‘Stress and Integrity Analysis of Steam Superheater Tubes of a High Pressure Boiler’, *Materials Research*, 7(1), pp. 155–161.

Pophali, A. *et al.* (2013) ‘Studies on sootblower jet dynamics and ash deposit removal in industrial boilers’, *Fuel Processing Technology*, 105(August), pp. 69–76.

Psyllaki, P. P., Pantazopoulos, G. and Lefakis, H. (2009) ‘Metallurgical evaluation of creep-failed superheater tubes’, *Engineering Failure Analysis*. Elsevier Ltd, 16(5), pp. 1420–1431.

PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) (2019) ‘Diseminasi RUPTL 2019-2028 PT PLN (Persero)’, (39).

Purbolaksono, J. *et al.* (2009) ‘Failure Investigation on Reheater Tube Due to Deposit and Wall Thinning’, *Fail. Anal. and Preven. ASM International*, pp. 365–369.

Rogers, M. (2006) *Boiler Tube Failure, Prevention and Control*.

Romero, C. E. *et al.* (2005) ‘Comprehensive Approach To Performance Improvement and Emissions Reduction on a 400 Mw Tangentially-Fired Boiler:

Part 1 - Combustion Optimization', *30 th International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems*, (x).

Sarunac, N., Romero, C. and Bilirgen, H. (2002) 'Sootblowing Optimization Helps Reduce Emissions from Coal-Fired Utility Boilers', *Energy Research Center, Lehigh University, bethlehem, pennsylvania 18015*, (x), pp. 1–18.

Smith, D. J. B. T.-P. E. (2004) 'Boiler maintenance and upgrades: attacking tube failures', 10 January, p. 38+.

Swaminathan, J. *et al.* (2008) 'Failure analysis and remaining life assessment of service exposed primary reformer heater tubes', *Engineering Failure Analysis*, 15(4), pp. 311–331.

Swisher, J. H. and Shankarnarayan, S. (1994) 'Inhibiting vanadium-induced corrosion', *Materials Performance; (United States)*, 33:9.

Viswanathan, R. (1989) *Damage Mechanisms and Life Assessment of High Temperature Components*. 2nd edn. Ohio: ASM International.

Wardle, T. J. (2000) 'Creep-Rupture Assessment of Superheater Tubes Using Nondestructive Oxide Thickness Measurements', *Babcock & Wilcox, Barberton, Ohio, U.S.A. Presented to: ICOLM (International Conference on Life Management and Life Extension of Power Plant), Xi'an, P.R. China*, pp. 1–6.

Young, D. (2008) *High Temperature Oxidation and Corrosion of Metal*. first, *MRS Proceedings*. first. Elsevier.

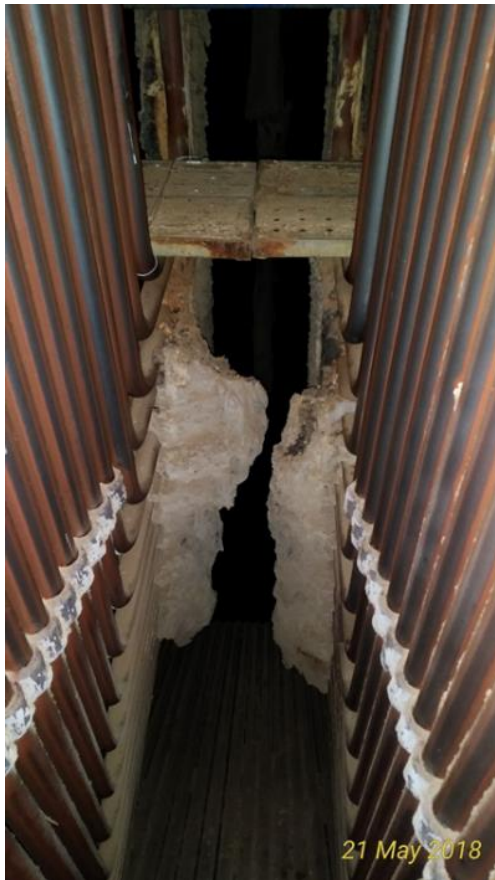
Zhu, Y.-D. *et al.* (2008) 'Research and Implementation of Soot-Blowing Optimization on 600MW Coal-Fired Boiler', pp. 199–202.

Halaman ini sengaja dikosongkan



## **Lampiran**

Lampiran 1. Kondisi *slagging* dan *fouling* di area *secondary superheater outlet*



Lampiran 2. Pembuatan benda uji *creep*



Lampiran 3. Benda uji *creep*



Lampiran 4. Benda uji dimasukkan ke dalam *urnice creep* (untuk di setting)



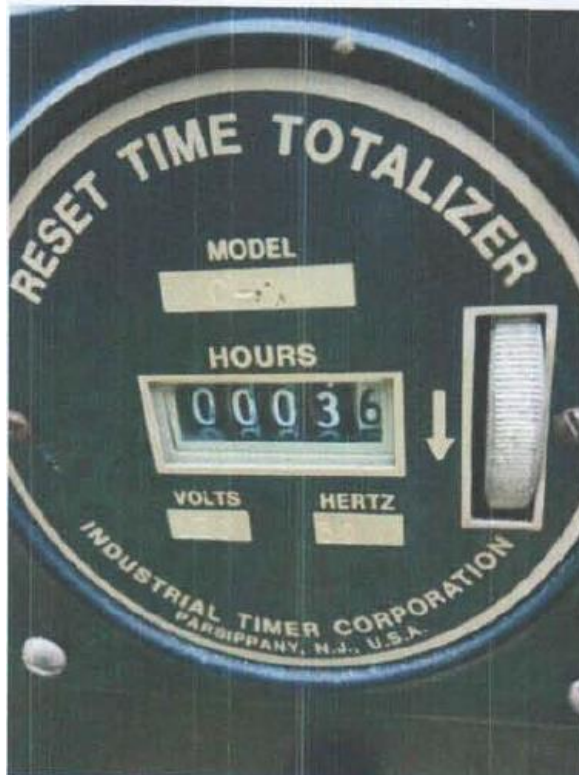
Lampiran 5. Pengoperasian uji *creep* pada temperatur 650°C



Lampiran 6. Benda uji *creep* yang telah putus



Lampiran 7. Pencatat waktu putus





Lampiran 8. Benda uji *creep* yang telah putus



Lampiran 9. Hasil Pengukuran Ketebalan Tube untuk dihitung sisa umur



Data	Tube code 1	Tube code 3	Tube code 5
Titik 1	9,66	8,66	7,66
Titik 2	9,71	7,74	7,58
Titik 3	9,76	8,66	7,60
Titik 4	9,74	8,48	7,56
Titik 5	9,78	8,08	7,55
Titik 6	9,70	8,48	7,52
Titik 7	9,71	8,51	7,71
Titik 8	9,68	7,43	7,90
Titik 9	9,58	8,53	7,80
Titik 10	9,87	7,43	7,40
Titik 11	9,65	8,01	7,42
Titik 12	9,58	8,06	7,31

Lampiran 10. Hasil Pengujian *creep*

Hasil pengujian *creep tube code 1*

No sampel	Diameter (mm)	Ao (mm <sup>2</sup> )	T (°C)	F (kg)	$\sigma$ (Mpa)	t <sub>r</sub> (jam)	PLM (K.jam)	log $\sigma$
1	3,05	7,31	450	19,50	405,83	1,50	10,97	2,608
2	3,00	7,07	450	17,50	376,45	24,60	11,85	2,576
3	3,02	7,16	550	15,00	318,41	1,70	12,53	2,503
4	3,01	7,12	550	12,50	267,11	9,60	13,15	2,427
5	3,03	7,21	650	9,00	189,79	0,70	13,70	2,278
6	3,01	7,12	650	7,00	149,58	4,30	14,43	2,175
7	3,02	7,16	750	4,50	95,52	0,40	14,94	1,980
8	3,04	7,26	750	3,50	73,32	3,60	15,91	1,865

Hasil pengujian *creep tube code 3*

No sampel	Diameter (mm)	Ao (mm <sup>2</sup> )	T (°C)	F (kg)	$\sigma$ (Mpa)	t <sub>r</sub> (jam)	PLM (K.jam)	log $\sigma$
1	3,05	7,30	450	19,50	403,55	1,50	10,97	2,606
2	3,00	7,06	450	17,50	369,12	24,60	11,85	2,567
3	3,02	7,17	550	15,00	316,05	1,70	12,53	2,500
4	3,01	7,11	550	12,50	261,80	9,60	13,15	2,418
5	3,03	7,20	650	9,00	186,14	0,70	13,70	2,270
6	3,01	7,11	650	7,00	148,73	4,30	14,43	2,172
7	3,02	7,17	750	4,50	93,46	0,40	14,93	1,971
8	3,04	7,25	750	3,50	72,93	3,60	15,91	1,863

Hasil pengujian *creep tube code 5*

No sampel	Diameter (mm)	Ao (mm <sup>2</sup> )	T (°C)	F (kg)	$\sigma$ (Mpa)	t <sub>r</sub> (jam)	PLM (K.jam)	log $\sigma$
1	3,02	7,16	450	20,00	424,55	27,80	11,89	2,628
2	3,04	7,26	450	17,50	366,61	43,90	12,03	2,564
3	3,02	7,16	550	14,00	297,18	5,20	12,93	2,473
4	3,01	7,12	550	12,00	256,42	13,30	13,27	2,409
5	3,03	7,21	650	9,00	189,79	0,90	13,80	2,278
6	2,99	7,02	650	7,00	151,59	10,60	14,79	2,181
7	3,01	7,12	750	4,50	96,16	0,60	15,12	1,983
8	2,99	7,02	750	3,25	72,38	1,80	15,61	1,847

Keterangan:

Ao : Luas penampang

T : Temperatur uji

F : Beban uji

PLM : Parameter Larson Miller

t<sub>r</sub> : *Rupture time*

$\sigma$  : Tegangan

Lampiran 11. Sampel Metalografi





Lampiran 12. Hasil uji sampel *bottom ash*

Certificate No. 01353/ALBQAL  
Date: November 1, 2018

**SUCOFINDO**  
Issuing Office:  
PT. SUCOFINDO (Persero) UP SURALAYA  
Jl. Jendral A. Yani No. 109  
Cilegon Banten 42421  
Indonesia  
Phone/Facs: +62 254 - 386444/0254 - 386444  
Email: cilegon@sucofindo.co.id

### REPORT OF ANALYSIS

YOUR REF : -

The sample was drawn by Sucofindo Laboratory with the following identification :

CLIENT : YAYASAN LAPI ITB  
Jl. Dayang Sumbi No. 7 Lebak Gede Cobleng  
Kota Bandung – Jawa Barat.

NAME OF SAMPLE : BOTTOM ASH

DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) sample  
Packing : Unsealed Plastic Bag  
Weight : ± 1.44 Kg


IDENTIFICATION OF SAMPLE : SAMPLE BOTTOM ASH.11/10/18

RECEIVED ON : October 11, 2018

TEST REQUIRED : Total Moisture, Unburned Carbon.

Parameter	Unit	Results	Method
Total Moisture	% wt	1.71	ASTM D3302/D3302M-17
Unburned Carbon	% wt	0.27	ASTM D 5373-08

This Certificate/report is issued under our General Terms and Conditions, copy of which is available upon request or may be accessed at [www.sucofindo.co.id](http://www.sucofindo.co.id)

Dept. Of Commerical 1 & 3  
  
Roni Gustiwa

3701011801378

Lampiran 13. Hasil uji sampel *fly ash*

Certificate No. 01352/ALBQAL  
Date: November 1, 2018

**SUCOFINDO**  
Issuing Office:  
PT. SUCOFINDO (Persero) UP SURALAYA  
Jl. Jendral A. Yani No. 109  
Cilegon Banten 42421  
Indonesia  
Phone/Facs: +62 254 - 386444/0254 - 386444  
Email: cilegon@sucofindo.co.id

### REPORT OF ANALYSIS

YOUR REF : -

The sample was drawn by Sucofindo Laboratory with the following identification :

CLIENT : YAYASAN LAPI ITB  
Jl. Dayang Sumbi No. 7 Lebak Gede Cobleng  
Kota Bandung – Jawa Barat.

NAME OF SAMPLE : FLY ASH

DESCRIPTION OF SAMPLE : 1 (One) sample  
Packing : Unsealed Plastic Bag  
Weight : ± 1.40 Kg


IDENTIFICATION OF SAMPLE : SAMPLE FLY ASH 11/10/18

RECEIVED ON : October 11, 2018

TEST REQUIRED : Total Moisture, Unburned Carbon.

Parameter	Unit	Results	Method
Total Moisture	% wt	26.65	ASTM D3302/D3302M-17
Unburned Carbon	% wt	0.33	ASTM D 5373-08

This Certificate/report is issued under our General Terms and Conditions, copy of which is available upon request or may be accessed at [www.sucofindo.co.id](http://www.sucofindo.co.id)

Dept. Of Commerical 1 & 3  
  
Roni Gustiwa

3701011801378

## BIODATA PENULIS



Penulis dengan nama lengkap Khabib Abdul Munif anak pertama dari tiga bersaudara yang dilahirkan di kota Semarang pada tanggal 4 Juni 1990. Penulis memulai pendidikannya di taman kanak-kanak RA Balitasari Kalirejo, sekolah dasar MI Kalirejo lulus pada tahun 2002, SMP N 2 Ungaran lulus pada tahun 2005, SMK N 7 Semarang (STM Pembangunan Semarang) lulus pada tahun 2009, S1 Teknik Mesin Universitas Mercubuana Jakarta kelas karyawan lulus pada tahun 2016. Pada tahun 2011 penulis memulai karir bekerja di PT Indonesia Power UP Suralaya dengan menggunakan ijazah SMK. Kemudian melanjutkan pendidikan strata 1 sambil bekerja. Pada tahun 2018 penulis mendapatkan kesempatan mengikuti beasiswa dari PT Indonesia Power untuk melanjutkan studi S2 di Departemen Teknik Mesin, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya dengan konsentrasi bidang Manajemen Energi. Alhamdulillah berkat do'a, dukungan dan semangat besar dari istri, orang tua, keluarga, dosen-dosen teknik mesin dan teman-teman tercinta, penulis dapat menyusun ini. Untuk diskusi, saran, maupun kritik penulis dapat dihubungi melalui [abibmunif@gmail.com](mailto:abibmunif@gmail.com).