



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TM184835

ANALISIS PENIPISAN *ELBOW TUBE PRIMARY SUPERHEATER* PADA PEMBANGKIT LISTRIK KAPASITAS 300 MW

FAIZAL RAMADHAN
NRP. 02111440000118

DOSEN PEMBIMBING
Suwarno, ST., MSc., PhD.

**DEPARTEMEN TEKNIK MESIN
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI DAN REKAYASA SISTEM
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020**



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TM184835

ANALISIS PENIPISAN *ELBOW TUBE PRIMARY SUPERHEATER* PADA PEMBANGKIT LISTRIK KAPASITAS 300 MW

FAIZAL RAMADHAN
NRP. 02111440000118

DOSEN PEMBIMBING
Suwarno, ST., MSc., PhD.

DEPARTEMEN TEKNIK MESIN
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI DAN REKAYASA SISTEM
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020



FINAL PROJECT - TM184835

WALL THINNING ANALYSIS OF ELBOW TUBE PRIMARY SUPERHEATER ON 300MW POWER PLANT

FAIZAL RAMADHAN
NRP. 02111440000118

SUPERVISOR
Suwarno, ST., MSc., PhD.

**DEPARTMENT OF MECHANICAL ENGINEERING
FACULTY OF INDUSTRIAL AND SYSTEM ENGINEERING
SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY
SURABAYA
2020**

HALAMAN PENGESAHAN
ANALISIS PENIPISAN *ELBOW TUBE PRIMARY*
***SUPERHEATER* PADA PEMBANGKIT LISTRIK**
KAPASITAS 300MW

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

Faizal Ramadhan

NRP. 02111440000118

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

- | | |
|---|--|
| 1. <u>Suwarno ST., MSc., Ph.D.</u>
NIP 198005202005011003 | 
..... (Pembimbing) |
| 2. <u>Fahmi Mubarak, S.T., M.Sc., Ph.D.</u>
NIP 197801152003121002 | 
..... (Penguji I) |
| 3. <u>Putu Suwarta S.T., M.Sc., Ph.D.</u>
NIP 198203032009121007 | 
..... (Penguji II) |
| 4. <u>Prof. Dr. Ir. Wajan Berata DEA</u>
NIP 195012111985021001 | 
..... (Penguji III) |

SURABAYA
AGUSTUS, 2020



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

**ANALISIS PENIPISAN *ELBOW TUBE PRIMARY*
SUPERHEATER PADA PEMBANGKIT LISTRIK
KAPASITAS 300 MW**

Nama Mahasiswa	: Faizal Ramadhan
NRP	: 0211440000118
Departemen	: Teknik Mesin
Dosen Pembimbing	: Suwarno, ST., MSc., PhD.

ABSTRAK

Pembangkit Listrik Tenaga Uap merupakan jenis pembangkit yang masih banyak digunakan di Indonesia karena berbagai jenis kelebihan nya. Salah satu unit pembangkitan energi listrik tenaga uap di Indonesia yaitu PLTU yang berlokasi di Kecamatan Labuan, Kabupaten Pandeglang, dengan kapasitas pembangkitan sebesar 300 MW. Setelah 10 tahun beroperasi, ditemukan perubahan geometri berupa penipisan hingga melebihi batas toleransi pada elbow tube primary superheater boiler. Perubahan geometri yang terjadi ini dapat menimbulkan kegagalan apabila tidak dicegah. Terdapat dua tube yang dianalisa, yaitu tube C9 dan F10. Tube C9 memiliki ketebalan terendah 4,88 mm dimana batas ketebalan minimumnya adalah 5,10 mm. Sedangkan tube F10 memiliki ketebalan masih di atas ketebalan minimum dan digunakan sebagai pembanding untuk tube C9. Kedua Tube memiliki jenis material yang sama yaitu 15 CrMoG. Analisis penipisan diperlukan untuk mengetahui penyebab dan juga agar kedepannya dapat dilakukan tindakan preventif untuk mencegah terjadinya penipisan yang serupa.

Analisis penipisan dilakukan dengan beberapa langkah. Pertama yaitu melakukan pengambilan material dan pengumpulan data operasional boiler. Material yang sudah ambil selanjutnya di amati secara makroskopis untuk melihat tampilan visual dari tube. Selanjutnya material di potong dan dilakukan pengujian komposisi kimia untuk mengetahui komposisi kimia apa saja yang terdapat pada material. Lalu di lakukan pengujian metalografi untuk

mengetahui struktur mikro dari material. Pengujian SEM - EDS perlu dilakukan juga untuk melihat adanya lapisan oksida dan unsur yang terkandung di permukaan luar dan dalam dari pipa. Yang terakhir yaitu analisa XRD untuk melihat senyawa yang terdapat pada kerak di permukaan tube.

Pengamatan makroskopis dari kedua tube menunjukkan adanya deposit kerak pada permukaan luar kedua tube, namun pada tube F10 mempunyai kuantitas lebih tinggi dibandingkan tube C9. Dari hasil XRD, diketahui bahwa kerak tersebut berasal dari senyawa hasil pembakaran batubara. Hasil analisis kimia dan metalografi tidak menunjukkan adanya perbedaan dari standar. Hasil pengamatan SEM memperlihatkan adanya suatu lapisan pada permukaan luar dan dalam dari kedua tube. Dengan analisis EDS dapat diketahui bahwa lapisan tersebut merupakan lapisan oksida karena adanya unsur Fe dan O yang dominan pada lapisan tersebut. Pada Tube C9 lapisan oksida lebih dominan pada sisi luar, sedangkan tube F10 pada sisi dalam. Dari hasil analisis, didapat kesimpulan bahwa tube C9 mengalami penipisan akibat erosi karena tidak adanya erosion shield seperti pada tube F10. Beberapa unsur erosive juga ditemukan pada analisis kerak hasil XRD yaitu berupa silika (Si) pada senyawa zeolite. Mekanisme lain yang menyebabkan penipisan yaitu high temperature corrosion akibat adanya partikel korosif seperti sulfur yang bereaksi dengan logam pada suhu tinggi (lebih dari 400°C) membentuk lapisan oksida yang cukup tebal pada sisi luar sehingga ketebalan tube C9 berkurang. Untuk Tube F10, mekanisme penipisan berupa general corrosion akibat interaksi antara steam yang kaya oksigen (O) dengan unsur besi (Fe) pada logam. Interaksi tersebut menghasilkan lapisan oksida yang semakin lama semakin tebal hingga membuat ketebalan tube berkurang.

Kata Kunci: Boiler, Superheater, Elbow, Wall Thinning, Erosion, High Temperature Corrosion.

WALL THINNING ANALYSIS OF ELBOW TUBE PRIMARY SUPERHEATER ON 300MW POWER PLANT

Name	: Faizal Ramadhan
NRP	: 0211440000118
Department	: Mechanical Engineering
Supervisor	: Suwarno, ST., MSc., PhD.

ABSTRACT

Steam Power Plant is a type of generator that is still widely used in Indonesia because of its various advantages. One of the steam power generation units in Indonesia is a Steam Power Plant located in Labuan District, Pandeglang Regency, with a generating capacity of 300 MW. After 10 years of operation, a geometric change was found in the form of thinning to exceed the tolerance limit on the elbow tube primary superheater boiler. This geometric change can lead to failure if preventive action not taken. Two tubes were analyzed, namely C9 and F10. The lowest thickness of tube C9 is 4.88 mm where the minimum thickness limit is 5.10 mm. Meanwhile, tube F10 has a thickness above the minimum thickness and is used as a comparison for tube C9. Both tubes have the same material type, namely 15 CrMoG. Wall thinning analysis is needed to determine the cause so in the future, the preventive action can be taken to prevent similar case.

The wall thinning analysis is carried out in several steps. The first is conducting material sampling and collecting boiler operational data. The material that has been sampled is then examined macroscopically to see the visual appearance of the tube. Furthermore, the material is cut and chemical composition testing is carried out to find out what chemical composition is contained in the material. Then do a metallographic test to determine the microstructure of the material. SEM - EDS testing also needs to be done to see the presence of oxide layers and elements contained on the outer and inner oxide of the pipe. The last one is XRD analysis

to see the compounds contained in the scale on the surface of the tube.

Macroscopic observations of the two tubes showing a thick scale deposit on the outer surface of both tubes, but tube F10 had a higher quantity than tube C9. From the XRD results, it is known that the scale comes from compounds from the coal. The results of chemical and metallographic analysis did not show any difference from the standard. SEM-EDS results showed an oxide layer from both tubes. In Tube C9, the oxide layer is dominant on the outside, while tube F10 is on the inside. From the analysis, it was concluded that the thinning of C9 tube caused by erosion due to the absence of erosion shield as in tube F10. Some erosive elements were also found in the XRD analysis, like Silica (Si) in the form of Zeolite. Another mechanism that causes thinning is high temperature corrosion due to the presence of corrosive particles such as sulfur which reacts with metals at high temperatures (more than 400 ° C) to form an oxide layer that is thick enough on the outside so that the thickness of the C9 tube decreases. For Tube F10, the thinning mechanism is general corrosion due to the interaction between oxygen(O) from steam and iron (Fe) in the metal. This interaction produces an oxide layer that gets thicker over time, making the tube thickness decrease.

Keywords: Boiler, Superheater, Elbow, Wall Thinning, Erosion, High Temperature Corrosion.

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Allah SWT karena atas berkat dan rahmatnya, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan lancar tanpa ada halangan apapun. Shalawat serta salam juga tak lupa penulis haturkan kepada baginda Rasulullah SAW, beserta para keluarga dan sahabat beliau.

Selanjutnya penulis mengucapkan rasa terima kasih yang tak terhingga kepada semua pihak yang membantu kelancaran penulisan tugas akhir ini. Karena penulis yakin tanpa bantuan dan dukungan tersebut, sulit rasanya bagi penulis untuk menyelesaikan penulisan tugas akhir ini

Disamping itu izinkan penulis menyampaikan ucapan terima kasih dan penghargaan setinggi-tingginya kepada:

1. **Alm. Bapak Sutiyono** dan **Ibu Umi hayati** selaku orang tua penulis dan juga **Mas Fikar** dan **Dek Naufal** selaku saudara penulis atas dukungan moral dan material kepada penulis selama menempuh pendidikan di Teknik Mesin ITS ini.
2. **Bapak Suwarno** selaku dosen pembimbing yang telah banyak membantu penulis, mengajarkan banyak hal mengenai topik tugas akhir ini. Terima kasih atas ilmu nya dan juga kesempatan yang diberikan dalam berbagai proyek sehingga menambah pengetahuan penulis di bidang Teknik Mesin.
3. **Bapak Fahmi Mubarak, Putu Suwarta**, dan **Indra Sidharta** selaku dosen penguji tugas akhir yang telah banyak memberikan masukan dan saran atas terciptanya laporan tugas akhir ini.
4. Teman-teman **Sejenak Cangkruk** yang telah bersama selama beberapa bulan lamanya, mengukir cerita dan pengalaman yang tak terlupakan seumur hidup penulis.
5. Teman teman BPH HMM 2017-2018, **Satrio, Billy, Izda, Rozi, Shodiq, Windhu, Ryan, Juliandito, Hanif, Hafizh, Andre, Thoriq** yang telah bersama-sama mengabdikan di HMM dan menimba ilmu di luar bangku perkuliahan di Teknik Mesin ini.

6. Teman-teman Kontrakan E-107, **Ilham, Gusti BS, Gusti P, Azwin, Tanto, Sulton, Rheza, Alwi, Ozy, dan juga Bibeh** yang telah menemani penulis selama beberapa tahun menempuh Pendidikan di ITS.
7. Teman-teman **Teknik Mesin Angkatan 2014 M-57**, terima kasih atas support dan doa yang membantu penulis agar dapat menyelesaikan studi di Kampus Merah Mesin ITS
8. **Zhulkivly dan Ijazzurahman** yang telah menemani penulis mengerjakan Tugas Akhir di Laboratorium Metalurgi beberapa bulan selama masa pandemi Covid-19 ini.

Akhirnya, penulis menyadari atas keterbatasan yang dimiliki dalam menyelesaikan tugas akhir ini, sehingga masih ditemui kekurangan dan ketidaksempurnaan. Oleh karenanya kritik dan saran dari pembaca sangat penulis harapkan. Namun demikian sekecil apapun karya ini, penulis berharap hasil Tugas Akhir ini akan bermanfaat bagi pembaca dan terutama akan dapat membantu meningkatkan kinerja perusahaan, dimana penulis melakukan penelitian. Sekian dan terima kasih.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Agustus 2020

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR.....	vii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB II DASAR TEORI.....	5
2.1 Boiler.....	5
2.2 Komponen Komponen Boiler.....	8
2.3 Penyebab Penipisan <i>Elbow</i> pada Sistem Perpipaan di Boiler.....	9
2.3.1 Penipisan Akibat Terbentuknya Deposit	10
2.3.2 Korosi	12
2.3.3 Erosi	18
2.3.4 <i>Overheating</i>	19
2.3.5 <i>Creep</i>	21
2.3.6 <i>Fatigue</i>	23

2.4 Penelitian Terdahulu	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	27
3.1 <i>Root Cause Analysis dengan Fishbone Diagram</i>	27
3.2 Peralatan Penelitian	28
3.3 Diagram Alir Penelitian.....	32
3.4 Langkah Langkah Penelitian	33
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	37
4.1 Pengumpulan Material dan Data Pendukung.....	37
4.2 Pengamatan Makroskopis.....	44
4.3 Pengukuran Ultrasonic Ketebalan Tube	46
4.4 Pengukuran Potongan Tube	50
4.5 Pengujian Komposisi Kimia	54
4.6 Pengujian Struktur Mikro	55
4.7 Pengujian SEM-EDS	61
4.8 Pengujian XRD	66
4.9 Pembahasan	67
BAB V KESIMPULAN	71
5.1 Kesimpulan.....	71
5.2 Saran	71
Daftar Pustaka	73
LAMPIRAN	75
BIODATA PENULIS.....	91

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Kapasitas Pembangkitan Listrik Indonesia (BPPT, 2018).....	1
Gambar 2. 1 <i>Pulverized Coal Boiler</i> (Basu, Kefa and Jestin, 2000).....	6
Gambar 2. 2 <i>General Arrangement Boiler</i>	7
Gambar 2. 3 Kerugian Produksi Akibat Pemadaman Paksa PLTU	10
Gambar 2. 4 Endapan <i>Sodium Hydroxide</i> pada <i>Fire-side Wall Tube</i> .(Port, Herro and Robert, 1991).....	11
Gambar 2. 5 Mekanisme Korosi yang Terjadi pada <i>Zinc</i> oleh Larutan Asam (William D. Callister, 2007)	12
Gambar 2. 6 <i>Oxygen Pit</i> pada Bagian <i>Superheater Tube</i> . (Port, Herro and Robert, 1991).....	14
Gambar 2. 7 Sejumlah <i>Iron Oxyde</i> Menutupi Daerah yang Terdapat <i>Oxygen Pit</i> . (Port, Herro and Robert, 1991).....	15
Gambar 2. 8 <i>Superheater Tube</i> yang Pecah Akibat <i>Coal Ash Corrosion</i> . (Port, Herro and Robert, 1991)	16
Gambar 2. 9 <i>Intergranular Cracking</i> Akibat dari <i>Stress Corrosion</i> (Port, Herro and Robert, 1991).....	16
Gambar 2. 10 <i>Fatigue Corrossion Cracking</i> Akibat Tekanan Internal (Port, Herro and Robert, 1991).	17
Gambar 2. 11 Penampakan Alur Akibat <i>Fly Ash Erosion</i> pada <i>Waterwall</i> (Port, Herro and Robert, 1991)	19
Gambar 2. 12 <i>Bulged</i> dan <i>Ruptured</i> pada <i>Super Heater U-Bend</i> akibat <i>Longterm Over Heating</i> (Port, Herro and Robert, 1991).....	20
Gambar 2. 13 <i>Violent Ruptured</i> pada <i>Super Heater</i> akibat <i>Short Term Overheating</i> (Port, Herro and Robert, 1991)	21
Gambar 2. 14 Kurva <i>Creep</i> Temperatur Tinggi (William D. Callister, 2007).	22
Gambar 2. 15 <i>Grain Boundary Sliding</i> (William D. Callister, 2007).....	22

Gambar 2. 16 Sampel <i>Tube Secondary Superheater</i> (Setia Nusa and Hernadi, 2016)	24
Gambar 2. 17 <i>Micropothographs</i> dari <i>Internal Oxyde Scale</i> Hasil Uji EMAT (Kapayeva et al., 2017).	25
Gambar 2. 18 Struktur Mikro dari Tube Normal (kiri) dan Tube yang Terdapat <i>Oxyde Scale</i> (kanan) (Kapayeva et al., 2017).	26
 Gambar 3. 1 <i>Fish Bone Diagram</i> Penipisan <i>Elbow Tube Superheater</i>	27
Gambar 3. 2 <i>Olympus Ultrasonic Thickness Gage 38DL plus</i>	29
Gambar 3. 3 Mesin <i>Grinding</i> dan <i>Polishing GRIPO 300-1V</i>	29
Gambar 3. 4 Alkohol 96 % dan Asam Nitrit 65%.....	30
Gambar 3. 5 Mikroskop Optis Digital <i>Olympus BX60M</i>	30
Gambar 3. 6 <i>Scaning Electron Microscope Hitachi FlexSEM 1000</i>	31
Gambar 3. 7 Diagram Alir Penelitian.....	33
 Gambar 4. 1 Diagram <i>Primary Superheater</i>	40
Gambar 4. 2 Skema Operasional <i>Primary SH Tube</i>	41
Gambar 4. 3 Titik Pengambilan <i>Thickness</i> pada <i>Tube</i>	42
Gambar 4. 4 <i>Elbow Tube</i> C9 (a); <i>Elbow Tube</i> F10 (b);.....	43
Gambar 4. 5 Skema Area, (a) <i>Elbow C9</i> , dan (b) <i>Elbow F10</i>	44
Gambar 4. 6 <i>Mapping</i> Pengukuran Ketebalan Tube C 9.....	47
Gambar 4. 7 <i>Mapping</i> Pengukuran Ketebalan Tube F 10	48
Gambar 4. 8 Skema Pemotongan Sampel Tube (a) Tube C9; (b) Tube F10.....	50
Gambar 4. 9 Titik Pengujian Potongan 1 Tube F 10	56
Gambar 4. 10 Struktur mikro titik pengujian virgin tube (a) Perbesaran 100X (b) Perbesaraan 200X (c) Perbesaran 500X	57
Gambar 4. 11 Titik Pengujian Potongan 2 Tube C 9.....	58
Gambar 4. 12 Struktur mikro titik pengujian tube C9 (a) Perbesaran 100X (b) Perbesaraan 200X (c) Perbesaran 500X	59

Gambar 4. 13 Titik Pengujian Potongan 2 Tube F 10.....	60
Gambar 4. 14 Struktur mikro titik pengujian tube F 10 (a) Perbesaran 50X; (b) Perbesaraan 100X; (c) Perbesaran 200X	61
Gambar 4. 15 Pengamatan Lapisan Oksida pada Tube C 9	62
Gambar 4. 16 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida C9 Bagian Luar	63
Gambar 4. 17 Pengamatan Lapisan Oksida pada Tube F10.....	64
Gambar 4. 18 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida F10 Bagian Luar	65
Gambar 4. 19 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida F10 Bagian Dalam	65
Gambar 4. 20 Hasil Analisa XRD Kerak pada Tube C9	66
Gambar 4. 21 Hasil Analisa XRD Kerak pada Tube F10	67
Gambar 4. 22 Perbandingan Nilai <i>Thickness</i> pada Sudut 0°	68

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Parameter Operasi Boiler	37
Tabel 4. 2 Spesifikasi Batubara dan Abu	38
Tabel 4. 3 Spesifikasi Abu	38
Tabel 4. 4 Properties Material	41
Tabel 4. 5 Hasil <i>Assesment</i> Boiler dari Pihak PLTU untuk Tube C9 dan F10	43
Tabel 4. 6 Pengamatan Makroskopis Tube C 9.....	44
Tabel 4. 7 Pengamatan Makroskopis Tube F 10	45
Tabel 4. 8 Hasil Pengukuran Ketebalan Tube C 9 (dalam mm) ..	47
Tabel 4. 9 Hasil Pengukuran Ketebalan Tube F 10 (dalam mm)	49
Tabel 4. 10 Letak Pengukuran Potongan Tube C9.....	51
Tabel 4. 11 Hasil Pengukuran Potongan Tube C9 (dalam mm) ..	51
Tabel 4. 12 Letak Pengukuran Potongan Tube F10	52
Tabel 4. 13 Hasil Pengukuran Potongan Tube F10 (dalam mm)	53
Tabel 4. 14 Perbedaan Pengukuran Potongan dengan <i>Ultrasonic</i> Tube C9.....	53
Tabel 4. 15 Perbedaan Pengukuran Potongan dengan <i>Ultrasonic</i> Tube C9.....	54
Tabel 4. 16 Perbandingan Komposisi Kimia Sampel dengan Standar.....	55

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

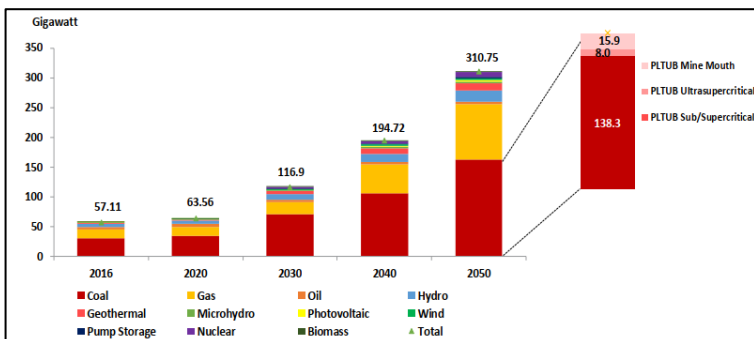
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi merupakan hal yang sangat dibutuhkan dalam kelangsungan hidup manusia. Energi yang tersedia di dunia ada beragam jenis, salah satu energi yang banyak digunakan manusia adalah energi listrik. Indonesia dengan jumlah penduduk terbanyak ke 4 di dunia, tentunya sangat diperlukan pasokan energi listrik yang cukup. Menurut BPPT, kebutuhan listrik Indonesia pada tahun 2050 mendatang akan meningkat lebih dari 7 kali lipat dari kebutuhan listrik tahun 2016 yaitu sebesar 1611 TWh. Di sisi lain, produksi listrik Indonesia tumbuh rata-rata 6% per tahun (BPPT, 2018). Dengan kebutuhan listrik yang besar dan pertumbuhan produksi listrik yang relatif kecil, kapasitas pembangkitan listrik harus diperhatikan dengan seksama.

Kapasitas pembangkitan listrik nasional pada tahun 2016 mencapai 57,1 GW dengan pangsa terbesar yaitu PLTU batu bara sebesar 54% (30,8 GW). Penggunaan batu bara masih mendominasi sebagai bahan bakar pembangkit yaitu sebesar 62% atau sekitar 75 juta ton pada tahun 2016. (BPPT, 2018)



Gambar 1. 1 Kapasitas Pembangkitan Listrik Indonesia (BPPT, 2018)

Salah satu unit pembangkitan energi di Indonesia yaitu PLTU yang berlokasi di Kecamatan Labuan, Kabupaten Pandeglang, Banten. PLTU ini memiliki kapasitas daya pembangkitan sebesar 2 x 300 MW. Bahan bakar yang digunakan adalah batu bara dengan konsumsi rata rata 4000ton/hari/unit pada beban penuh 300MW. PLTU ini memiliki beberapa komponen utama dalam proses pembangkitan, salah satunya adalah *Boiler* atau *Steam Generator*. Fungsi utama boiler yaitu mengubah air menjadi uap air (*steam*) untuk memutar turbin dan menghasilkan listrik. Uap air dihasilkan dengan cara memanaskan air di dalam *Convective Superheater* menggunakan *furnace* dengan bahan bakar batu bara. Temperatur uap air di tingkatkan dari kondisi jenuh ke temperatur yang diinginkan, dimana temperaturnya dapat mencapai 540 – 1000 ° C dengan tekanan mencapai 10 -100 bar (Ray, 2008). Boiler yang digunakan pada PLTU ini menggunakan jenis *Sub Critical Natural Circulation Boiler* dengan spesifikasi *drum type, single furnace, tangential firing, single reheating, balanced draft* dan *full steel structure*.

Dalam pengoperasiannya, sering kali di temukan kegagalan pada *boiler*. Beberapa kegagalan yang terjadi pada *boiler* yaitu *creep, overheating, oxydation, stress rupture, thermal fatigue, ash/high temperature corrosion*, dan *erosion* (Port, Herro and Robert, 1991). Salah satu kegagalan yang terjadi pada pada pembangkit listrik ini yaitu terjadinya pengurangan ketebalan *elbow tube* pada bagian *primary super heater*.

Kegagalan yang terjadi sebisa mungkin dihindari untuk mencegah terjadinya pemadaman paksa pembangkit karena dapat menimbulkan kerugian. Oleh karena itu diperlukan analisis lebih lanjut mengenai penyebab kegagalan pada *elbow tube primary super heater* pada PLTU ini, agar dapat dilakukan tindakan preventif untuk mencegah terjadinya kegagalan sehingga kerugian akibat pemadaman paksa dapat diminimalisir.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian yang dilakukan ini adalah sebagai berikut:

1. Apa penyebab penipisan dari *elbow tube primary super heater*?
2. Bagaimana mekanisme penipisan dari *elbow tube primary super heater*?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Untuk mengetahui penyebab penipisan dari *elbow tube primary super heater*
2. Untuk mengetahui mekanisme penipisan dari *elbow tube primary super heater*

1.4 Batasan Masalah

Untuk mempermudah penulis dalam menganalisis permasalahan, diperlukan beberapa batasan masalah yaitu :

1. Kondisi material diasumsikan sesuai standar GB 5310 tahun 2018 (*China Standard*).
2. Kondisi operasi fluida kerja bersifat konstan dan sesuai standar boiler
3. Proses perakitan dan perawatan sesuai dengan standar operasional yang telah di tentukan
4. Spesimen di ambil dari lokasi Pembangkit pada bagian *Primary Super Heater Tube Boiler*

1.5 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagi Perusahaan Industri Pembangkit, dengan adanya analisis penipisan ini dapat digunakan sebagai bahan evaluasi sehingga di kemudian hari dapat dilakukan tindakan pencegahan agar tidak terjadi kejadian yang serupa

2. Bagi Kalangan Akademisi, analisis penipisan ini dapat digunakan sebagai referensi atau tambahan informasi untuk menangani kasus penipisan yang serupa
3. Agar terjalin hubungan baik antara Institusi Pendidikan dan Industri Pembangkitan Energi yang terkait sehingga kedepannya dapat menjadi kerjasama antar keduanya.

BAB II

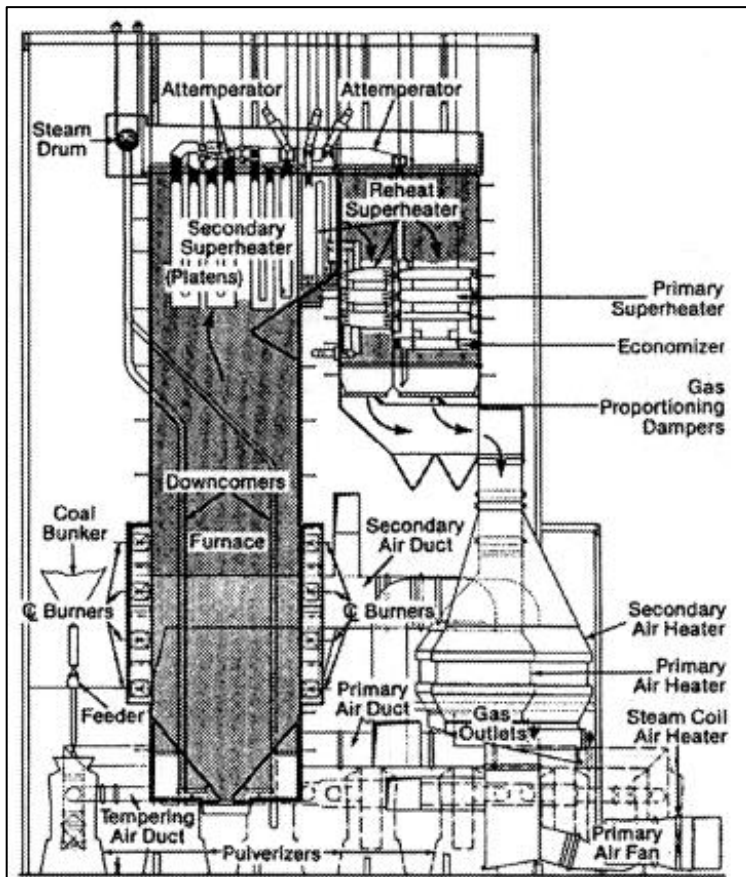
DASAR TEORI

2.1 Boiler

Boiler adalah perangkat yang digunakan untuk mendidihkan air menjadi uap. Proses mendidihkan air menjadi uap ini dapat dilakukan dengan melakukan pembakaran dari bahan bakar (*coal*) ataupun menggunakan gas panas (*hot gas*) secara langsung seperti pada Pembangkit Listrik Tenaga Geothermal. Boiler telah digunakan selama lebih dari satu setengah abad di banyak negara di Eropa dan Amerika dan juga di Jepang, Afrika Selatan, Rusia, dan Australia. Dalam beberapa tahun terakhir, beberapa negara berkembang seperti China dan India juga telah mengembangkan pembangkit listrik dengan kapasitas yang besar (Rayaprolu, 2009).

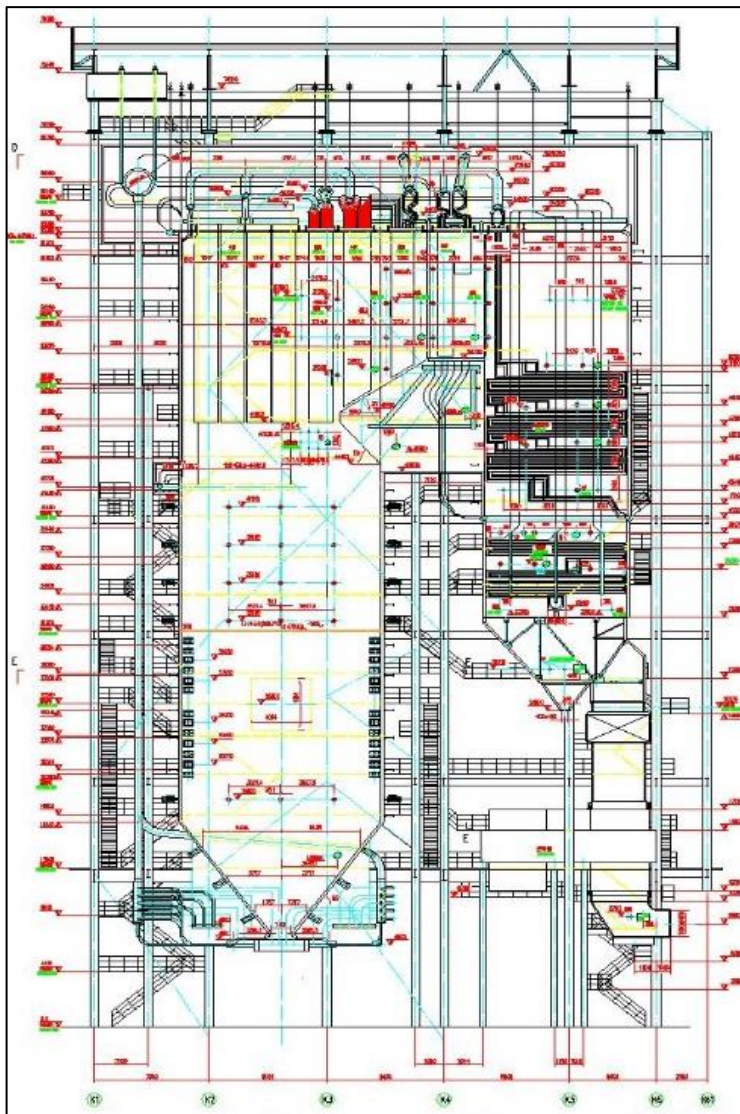
Dalam industri pembangkitan energi seperti di PLTU, boiler merupakan komponen yang mempunyai fungsi untuk memanaskan air menjadi uap dengan tekanan dan temperatur tertentu untuk selanjutnya digunakan untuk memutar turbin dan menghasilkan listrik. Gambar 2.1. merupakan salah satu jenis boiler yang digunakan dalam industri pembangkit energi PLTU.

Boiler yang digunakan di PLTU pun dapat diklasifikasikan menjadi beberapa jenis. Menurut jenis pengapiannya, boiler dibedakan menjadi *Mass/Pile Burning Boilers*, *Stoker-Fired Boilers*, *Burner-Fired Boilers*, *Bubbling Fluidized Bed Combustion (BFBC) Boilers*, *Circulating Fluidized Bed Combustion (CFBC) Boilers*, *Pulverized Fuel (PF) Boilers*, *Liquor-Fired Boilers*, dan *Waste Heat Boilers*. Sedangkan menurut tekanan operasinya, boiler terbagi menjadi *Subcritical Boilers* dan *Supercritical Boiler* (Rayaprolu, 2009).



Gambar 2. 1 *Pulverized Coal Boiler* (Basu, Kefa and Jestin, 2000).

Untuk Boiler yang digunakan di PLTU ini yaitu jenis *Sub Critical Circulating Fluidized Bed Combustion (CFBC) Boiler* dengan spesifikasi *drum type, single furnace, tangential firing, single reheating, balanced draft* dan *full steel structure*.



Gambar 2. 2 General Arrangement Boiler.
(Sumber: 96M-SM Boiler Specification)

2.2 Komponen Komponen Boiler

Dalam menjalankan fungsinya, boiler memiliki beberapa komponen pendukung lainnya. Komponen-komponen tersebut memiliki fungsi sebagai berikut:

a. *Steam Drum*

Steam drum berfungsi untuk menampung air yang berasal dari *economizer* untuk dipanaskan dengan metode siklus air natural (air akan bersirkulasi akibat adanya berat jenis). Air yang bertemperatur lebih rendah akan turun melalui *downcomers* lalu akan menuju *water wall (risers)* yang kemudian akan di panaskan kembali di *furnace*. Air yang menjadi uap air akan mengalir kembali menuju *steam drum* untuk kemudian menuju ke pipa *superheater*

b. *Downcomers*

Berfungsi untuk mensirkulasikan fluida yang masih berwujud air dari *steam drum* menuju ke *water wall* untuk selanjutnya dipanaskan kembali. Sebelum menuju ke *waterwall*, air ditampung dulu pada *loweir header water wall*

c. *Waterwall (Riser)*

Waterwall atau *risers* merupakan pipa pipa yang tersusun di sepanjang dinding *furnace* yang digunakan untuk merubah air menjadi uap. Panas yang di hasilkan di *furnace* atau ruang bakar akan diserap oleh *waterwalls* secara radiasi untuk kemudian digunakan untuk memanaskan air menjadi uap. Uap yang dihasilkan akan dialirkan kembali menuju *steam drum*.

d. *Superheater*

Merupakan susunan pipa pipa yang digunakan untuk mengubah uap jenuh (*saturated steam*) menjadi uap yang benar benar kering (*superheated steam*) yang kemudian digunakan untuk memutar sudu turbin. Uap jenuh harus diubah menjadi uap kering agar kandungan air yang berada pada uap tidak merusak sudu sudu yang ada pada turbin. Pada *superheater*, temperatur dan tekanan uap dinaikkan hingga mencapai temperatur dan tekanan kerjanya.

e. *Economizer*

Economizer berfungsi untuk memanaskan *feed water* sebelum masuk ke dalam *steam drum*. *Feed water* dipanaskan dengan memanfaatkan panas dari *flue gas* yang merupakan panas sisa pembakaran di *furnace*. Temperatur air yang keluar dari *economizer* harus dibawah temperatur jenuhnya untuk mencegah terjadinya *boiling* dalam *economizer*.

f. *Burner*

Burner adalah komponen yang berfungsi untuk menghasilkan api yang kemudian akan digunakan untuk membakar bahan bakar yaitu batu

g. *Furnace*

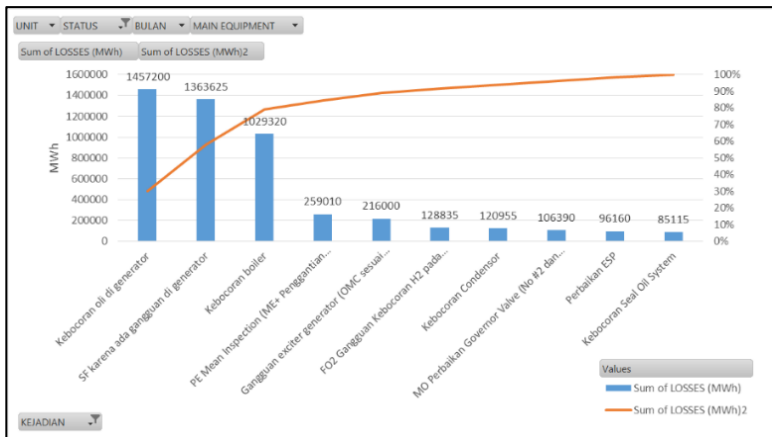
Furnace merupakan tempat terjadinya pembakaran yang dihasilkan oleh *burner* dan bahan bakar. Disepanjang *furnace* ini terdapat pipa pipa *water wall* yang digunakan untuk memanaskan air menjadi uap.

h. *Feeder*

Feeder merupakan komponen untuk memasukkan bahan bakar yaitu batu bara kedalam *furnace* untuk kemudian dibakar oleh *burner*.

2.3 Penyebab Penipisan *Elbow* pada Sistem Perpipaan di Boiler

Boiler merupakan salah satu komponen utama dalam sistem pembangkitan listrik di PLTU. Boiler harus dijalankan secara terus menerus untuk dapat mensuplai kebutuhan listrik yang diminta. Dalam pengoperasiannya, tidak jarang ditemukan kegagalan pada boiler yang mengakibatkan pemadaman paksa di PLTU. Akibat adanya pemadaman paksa, sebuah PLTU akan mengalami kerugian. Berdasarkan data kerugian akibat pemadaman paksa, PLTU pada gambar 2.3 menunjukkan bahwa kebocoran boiler dari semenjak COD hingga 2019 menyumbang kerugian produksi sebesar 1.029.230 MWh dari total kerugian produksi 4.862.610 MWh atau 21,1%.



Gambar 2. 3 Kerugian Produksi Akibat Pemadaman Paksa PLTU
(Sumber: Data Pareto Loss Outtage PLTU)

Dari sekian banyak penyebab kegagalan pada boiler, salah satu bagian yang sering terdampak kebocoran yaitu pada bagian *elbow*. Beberapa penyebab kegagalan yang terjadi pada *elbow* adalah sebagai berikut:

2.3.1 Penipisan Akibat Terbentuknya Deposit

Endapan atau deposit merupakan bahan yang berasal dari tempat lain yang kemudian dibawa oleh suatu fluida untuk diendapkan di bagian tertentu pada boiler. Produk korosi tidak termasuk kedalam deposit kecuali produk korosi tersebut dibawa oleh media pembawa dan diendapkan di tempat lain. Deposit boiler biasanya berasal dari empat sumber, yaitu mineral yang terbawa air, bahan kimia, produk korosi, dan juga kontaminan. Deposit dari keempat sumber ini dapat berinteraksi dan meningkatkan *deposition rate*, yang kemudian akan membentuk suatu lapisan yang merupakan awal nukleasi suatu deposit. Deposit yang sering dijumpai diantaranya oksida metal, tembaga, fosfat, karbonat, silikat, sulfat, dan kontaminan.

Pada *water boiler* maupun *steam boiler*, deposit dapat terjadi di mana saja. *Wall tube* dan *screen tube* merupakan tempat

dimana deposit sering dijumpai. *Roof tube* dan *floor tube* yang kotor tak jarang pula dapat ditemukan deposit. *Superheaters* dan *reheaters* sering mengandung deposit yang terbentuk di tempat lain dan dibawa ke dalam sistem dengan media air boiler. Pada *economizer* jarang dijumpai deposit karena pada komponen ini, uap sangat sedikit terkandung. Deposit pada *economizer* biasanya merupakan produk korosi yang dipindahkan dari tempat awal mereka.

Terdapatnya deposit pada suatu boiler dapat menyebabkan kegagalan. Deposit yang bersifat *heat resistant* dapat menyebabkan kenaikan temperatur secara signifikan. Adanya deposit ini menghalangi kontak antara pipa dan aliran fluida sehingga perpindahan panas yang terjadi kurang maksimal dan terjadi kenaikan temperatur pada pipa. Karena terjadi kenaikan temperature, pembentukan lapisan hasil oksidasi antara material dengan fluida juga meningkat. Lapisan oksida yang terbentuk ini semakin lama semakin tebal sehingga menurunkan *heat flow* dan berpotensi menimbulkan *overheating* hingga menyebabkan *rupture*.



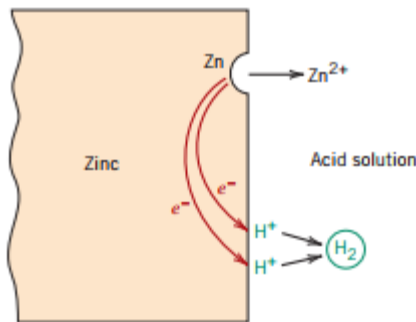
Gambar 2. 4 Endapan *Sodium Hydroxide* pada *Fire-side Wall Tube*.(Port, Herro and Robert, 1991)

Gambar 2.4. merupakan penampakan endapan *Sodium Hydroxide* pada *Fire Side Wall Tube*. Pipa di atas mengalami *bulging*, yaitu fenomena membengkaknya pipa sehingga diameter dari pipa

membesar pada sisi yang mengalami *bulging*. *Bulging* terjadi karena adanya *overheating*.

2.3.2 Korosi

Pada keadaan tertentu, suatu material akan mengalami interaksi dengan lingkungan di sekitarnya. Interaksi yang terjadi anatar logam dan lingkungannya dipengaruhi beberapa faktor, diantaranya kelembapan, keasaman, kandungan kimia, kandungan air, suhu, dan lain sebagainya. Interaksi yang terjadi dapat merusak material sebagai akibat dari menurunnya sifat mekanik material seperti *strength* dan *ductility*. Peristiwa ini dapat disebut sebagai degradasi material. Mekanisme degradasi material pada logam antara lain yaitu hilangnya sebagian dari material akibat *dissolution* atau biasa kita sebut korosi dan juga terbentuknya suatu *non metallic scale* atau *layer* yang biasa disebut oksidasi (William D. Callister, 2007).



Gambar 2. 5 Mekanisme Korosi yang Terjadi pada Zinc oleh Larutan Asam (William D. Callister, 2007)

Pengertian korosi menurut NACE (*National Assosiation of Corrosion Engineer*) adalah perusakan logam karena interaksi dengan lingkungannya. Korosi merupakan fenomena alamiah yang tidak dapat dihentikan seluruhnya namun dapat dikendalikan. Selama manusia masih menggunakan logam sebagai bahan suatu komponen, selama itu pula korosi akan terus terjadi. Berbagai

usaha dan upaya pun dilakukan untuk menanggulangi atau mengurangi laju korosi yang terjadi. Interaksi logam dan lingkungannya akan mengakibatkan berlangsungnya reaksi korosi yang menghasilkan produk korosi. (William D. Callister, 2007)

Kerusakan suatu material biasanya diidentikkan dengan perusakan akibat proses mekanik. Suatu benda atau material juga bisa dikatakan mengalami kerusakan dikarenakan terbentuknya produk korosi yang mengurangi massa dan dimensi benda tersebut. Hal ini dapat menyebabkan benda atau material tersebut tidak berfungsi seperti seharusnya, sehingga dapat dikatakan rusak. Macam-macam jenis korosi yang sering terjadi pada boiler *tube* adalah sebagai berikut:

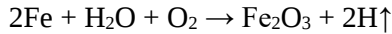
a. *High Temperature Corrosion*

High temperature corrosion merupakan suatu bentuk degradasi pada logam dengan suhu lebih dari 400 ° C (750 ° F) dan pada tekanan atmosfer. Dalam kondisi ini, korosi terjadi tanpa adanya air / elektrolit dan korosi terjadi melalui reaksi kimia langsung antara bahan logam dan beberapa jenis unsur kimia yang berbeda. Biasanya, unsur kimia ini adalah unsur yang berasal dari lingkungan tempat logam digunakan. Contoh proses korosi ini adalah: karburisasi, klorinasi, nitrasi, oksidasi, dan sulfidasi. Hydrogen attack merupakan salah satu akibat dari mekanisme ini. Selain itu, partikel batu bara juga dapat menumpuk dan menghasilkan atau membantu menghasilkan korosi di bawah endapan. Korosi semacam ini biasanya ditemukan pada boiler, tungku, turbin gas, dan mesin diesel. (Port, Herro and Robert, 1991)

b. *General Corrosion*

Salah satu masalah korosi yang paling sering ditemui pada boiler yaitu akibat paparan dari oksigen yang terlarut (*dissolved oxygen*). Karena oksida besi (Fe_2O_3) adalah besi alami dengan keadaan stabil, maka baja akan secara spontan kembali ke bentuk ini jika kondisinya menguntungkan secara

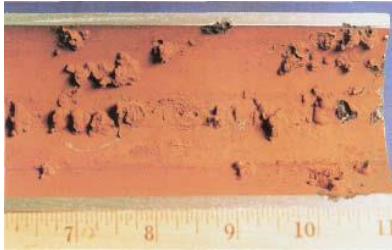
termodinamika. Umumnya, kondisinya menguntungkan apabila baja tidak dilapisi oleh bentuk protektif dari besi oksida (magnetit) dan terkena air yang mengandung oksigen. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut :



Kejadian oksidasi oksigen dalam boiler umumnya terbatas pada periode *idle* dan jarang terjadi pada saat kondisi boiler sedang beroperasi. Hampir semua sistem boiler rentan akan mekanisme ini, namun tempat mekanisme ini terjadi yang paling umum adalah di *superheater tube*. *Reheater* juga rentan, terutama dibagian *moisture* dapat terkumpul di *bend* atau *slags* dari *tube*. Pada saat boiler pada kondisi *idle*, uap air yang terkondensasi pada dinding *tube* akan bereaksi dengan oksigen yang berada di udara sekitar *tube*. Saat *tube* di dinginkan dengan suhu *ambient*, bentuk protektif dari besi (magnetit) akan timbul retakan dan membuat suatu daerah yang lebih *anodic* daripada daerah lain. Daerah yang lebih *anodic* ini akan bereaksi dengan uap air dan juga oksigen menghasilkan lubang-lubang yang dalam (*pit*) pada permukaan pipa seperti yang terlihat pada Gambar 2.6. Ketika lubang lubang ini semakin lama terpapar oksigen, oksida besi (I) lama kelamaan akan terkumpul dan menutup lubang yang ada seperti pada Gambar 2.6.



Gambar 2. 6 Oxygen Pit pada Bagian Superheater Tube. (Port, Herro and Robert, 1991)



Gambar 2. 7 Sejumlah *Iron Oxyde* Menutupi Daerah yang Terdapat *Oxygen Pit*. (Port, Herro and Robert, 1991)

c. *Coal Ash Corrosion*

Coal Ash Corrosion terjadi pada temperatur tinggi, dimana temperatur permukaan logam berkisar antara 566° - 732° C. Korosi ini biasanya terjadi di bagian *superheater* dan *reheater* dari boiler. Korosi ini terjadi ketika jumlah bahan bakar atau jenis bahan bakar yang digunakan berubah sehingga menghasilkan produk *aggressive ash*. Selama pembakaran batu bara, mineral dalam batu bara terpapar suhu tinggi, menyebabkan pelepasan senyawa alkali yang mudah menguap dan sulfur oksida.. Seiring berjalannya waktu, senyawa alkali yang mudah menguap dan senyawa sulfur tersebut terkondensasi pada *fly ash* dan bereaksi membentuk alkali sulfat kompleks seperti $K_3Fe(SO_4)_3$ dan $Na_3Fe(SO_4)_3$ pada logam dan membentuk *molten slag*. *Molten slag* akan memfluks *iron oxide* pelindung besi, sehingga mengekspos metal di bawahnya dan mempercepat terjadinya oksidasi. Penipisan akibat korosi ini secara efektif meningkatkan tegangan melalui dinding yang menipis. Peningkatan tegangan ditambah dengan suhu logam tinggi, dapat menyebabkan kegagalan akibat tegangan (*Stress Corrosion Cracking*).

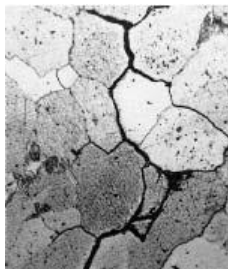


Gambar 2. 8 *Superheater Tube yang Pecah Akibat Coal Ash Corrosion.* (Port, Herro and Robert, 1991)

d. *Stress Corrosion Cracking*

Pada prinsipnya *stress corrosion cracking* merujuk pada kegagalan suatu logam akibat dari interaksi sinergis antara korosi spesifik dan tegangan tarik pada bagian logam yang sensitive. Pada system boiler, baja karbon secara spesifik akan bersifat sensitif terhadap *sodium hydroxide* dan *chlorides*. Pada korosi ini tidak terjadi metal loss secara signifikan, kombinasi dari *sodium hydroxide*, sejumlah silika terlarut, dan tegangan tarik akan menyebabkan *intergranular cracking* pada baja karbon. *Intergranular cracking* yang terjadi dapat dilihat pada Gambar 2.9.

Stress corrosion cracking dapat terjadi pada bagian manapun yang terdapat cukup *corrosive reagent* dan juga tegangan. Jenis korosi ini terkadang dijumpai pada *water tubes*, *superheater tube*, dan *reheater tube*. *Stress corrosion cracking* juga dapat terjadi pada komponen yang mengalami tegangan tinggi pada *steam drum* seperti baut.

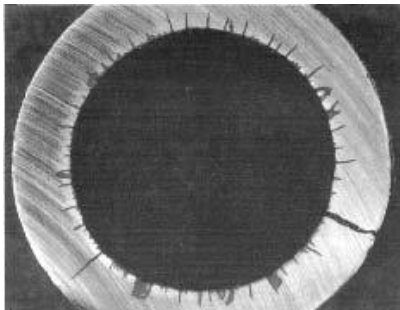


Gambar 2. 9 *Intergranular Cracking Akibat dari Stress Corrosion* (Port, Herro and Robert, 1991)

e. *Fatigue Corrossion Cracking*

Fatigue Corrosion Cracking dapat terjadi dimana terdapat pembebanan berulang (*cyclic stress*) yang cukup besar. Kegagalan ini paling sering terjadi saat boiler dioperasikan pada kondisi puncak, ketika boiler digunakan secara diskontinu serta saat boiler dioperasikan *cyclically*. Kondisi *start up* dan *shut off boiler* secara tiba tiba juga dapat meningkatkan potensi terjadinya korosi ini secara signifikan. Lokasi yang umum sering terjadi *fatigue corrosion cracking* yaitu pada *wall tube*, *reheater tube*, *superheater tube*, *economizer tube*, *deaerator*, dan membran pada *water wall*. Selain itu *crack* juga dapat ditemui pada alur sepanjang permukaan internal pada boiler *tube*.

Tegangan siklis dan kondisi lingkungan merupakan faktor utama pada jenis korosi ini. Pada *bare metal*, adanya tegangan siklis dan lingkungan yang korosif akan menyebabkan oksidasi secara spontan. Faktor lain yang berpengaruh yaitu tingkat pH dan jumlah oksigen terlarut pada *steam*. Bentuk retakan pada *fatigue corrosion* biasanya berbentuk lurus dan tidak bercabang, serta tegak lurus dengan permukaan logam. Untuk lebih jelasnya, dapat dilihat pada Gambar 2.10. Pada gambar dibawah, *tube* mengalami retak akibat tegangan internal dan memperlihatkan retakan lurus dan tidak bercabang, tegak lurus dengan permukaan bagian dalam dari *tube*.



Gambar 2. 10 *Fatigue Corossion Cracking* Akibat Tekanan Internal (Port, Herro and Robert, 1991).

2.3.3 Erosi

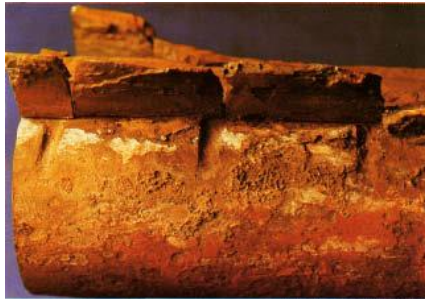
Erosi adalah hilangnya sejumlah bagian material akibat adanya partikel padat yang menyimpannya. Erosi dapat dijumpai di beberapa komponen industry salah satunya adalah boiler. Kegagalan tube boiler akibat erosi mencapai sepertiga dari total kegagalan yang terjadi pada tube boiler. Studi tentang erosi menunjukkan bahwa tingkat pengurangan rata-rata ketebalan tube pada boiler berbahan bakar batubara berkisar antara $2.0 \times 10^{-5} \mu\text{m/s}$ sampai $15 \times 10^{-5} \mu\text{m/s}$. Bahkan pada tingkat laju erosi tertinggi, tube boiler akan pecah setelah waktu operasi mencapai 16.000 jam. Namun erosi yang terjadi ini kebanyakan terjadi di sisi luar dari tube. Jarang ditemui penipisan akibat erosi pada sisi dalam dari tube. Beberapa jenis mekanisme erosi yang sering di temui di boiler adalah sebagai berikut:

a. *Fly Ash Erosion*

Fly ash erosion disebabkan oleh sejumlah partikel yang terperangkap di dalam *flue gas* dengan kecepatan tinggi dan menghantam permukaan logam. Faktor terpenting yang mempercepat erosi ini yaitu jumlah dan juga kecepatan partikel abrasif yang terdapat di *flue gas*. Hal ini dapat mempercepat penipisan *tube* dikarenakan meningkatkan jumlah energi kinetik per dampak dan juga jumlah dampak per satuan waktu pada suatu daerah tertentu. Kandungan unsur tertentu pada partikel abrasif juga dapat meningkatkan laju erosi. Unsur silikon (Si) dan juga aluminium (Al) lebih bersifat erosif karena memiliki kekerasan yang tinggi dan energi kinetik partikel yang besar.

Erosi ini sering ditemui pada jenis boiler *overfeed stokers* dikarenakan jenis boiler ini memungkinkan partikel abrasif memasuki aliran gas panas (*flue gas*) dalam jumlah besar. *Fly ash erosion* banyak terjadi pada area yang mempunyai suhu *flue gas* rendah seperti pada *primary superheater* atau *economizer*. Hal tersebut dikarenakan partikel abrasif akan menjadi lebih keras pada saat suhu rendah. *Fly ash erosion* dalam waktu yang cukup lama akan membuat permukaan *tube* terpolos halus atau bahkan dapat menimbulkan alur (*grooves*).

Pada kondisi ekstrem, erosi ini menyebabkan penipisan yang signifikan hingga akhirnya pecah. Penampakan erosi akibat partikel *fly ash* dapat dilihat pada gambar di bawah.



Gambar 2. 11 Penampakan Alur Akibat *Fly Ash Erosion* pada *Waterwall* (Port, Herro and Robert, 1991)

b. *Coal Particle Erosion*

Secara umum erosi ini mirip dengan *fly ash erosion*. Hanya saja erosi ini sering terjadi di *tube* sepanjang atau sekitar *cyclone burner*. Erosi sering terjadi di sekitar *cyclone burner* karena partikel partikel *coal* atau batubara yang tidak terbakar sempurna oleh *burner* akan megbantam dan menempel pada *tube*. *Tube* yang tertumbuk oleh partikel partikel tersebut akan membuat aus dan memperlihatkan permukaan *tube* yang tak terlindungi. Partikel batu bara menumbuk dengan kecepatan hingga 9 m/s. Penampakan logam yang tererosi mirip dengan penampakan logam akibat *fly ash erosion*.

2.3.4 *Overheating*

Overheating merupakan peristiwa dimana terjadinya peningkatan temperatur yang signifikan pada bagian tertentu. *Overheating* dibedakan menjadi dua, yaitu:

1. *Long Term Overheating*.

Long term overheating adalah suatu kondisi dimana suhu logam melebihi batas desain pada jangka waktu yang lama. Jangka waktunya dapat berhari-hari, berminggu-minggu,

berbulan-bulan atau lebih lama lagi. Kegagalan akibat mekanisme ini merupakan penyebab terbesar dari kegagalan suatu boiler karena logam baja akan kehilangan banyak kekuatan pada suhu tinggi. *Overheating* yang terjadi biasanya bersifat lokal pada suatu titik tertentu (*hot spot*) dan tidak menyeluruh. *Local overheating* yang terjadi akan menyebabkan *bulging* dan membuat pipa mudah pecah (Port, Herro and Robert, 1991).



Gambar 2. 12 *Bulged dan Ruptured pada Super Heater U-Bend akibat Longterm Over Heating*(Port, Herro and Robert, 1991)

Kegagalan akibat *long term overheating* sering terjadi pada komponen *steam generating tube* seperti *waterwalls*, *downcomers*, *screen tube*, *superheaters*, *reheaters*, dan *rooftubes*. Hampir 90% kegagalan yang terjadi pada boiler disebabkan oleh mekanisme ini. *Long term overheating* jarang terjadi pada *economizer* dan *floor tubes*. Pipa yang mengalami *long term overheating* biasanya disebabkan oleh adanya timbunan deposit pada *local area* dari pipa (Port, Herro and Robert, 1991).

2. Short Term Overheating

Short Term Overheating terjadi ketika suhu pipa naik secara signifikan melebihi batas desain dalam waktu yang

singkat. Temperatur pipa pada saat beroperasi berkisar antara 454° C dan tidak jarang dapat mencapai lebih dari 730° C. Tergantung dari temperturnya, kegagalan dapat terjadi pada waktu yang sangat singkat. Kegagalan yang terjadi biasanya akibat terganggunya operasi dari boiler itu sendiri.

Identifikasi dari mekanisme ini dapat dilakukan dengan pemeriksaan metalografi. Beberapa faktor yang menunjukkan kegagalan akibat *short term overheating* yaitu tidak adanya deposit internal yang signifikan, terjadi *uniform tube expansion*, serta tidak terjadinya *bulging*. Pada suhu tinggi, kekuatan logam akan berkurang secara signifikan. Bahkan, jika suhu naik ke level yang sangat tinggi, kegagalan akan terjadi dengan cepat. Jika kegagalan terjadi dengan cepat, *bulging* mungkin tidak terjadi dan *rupture* bisa terjadi dengan keras, terkadang menekuk pipa hampir dua kali lipat dan menyebabkan robekan sekunder dari logam. (Port, Herro and Robert, 1991)

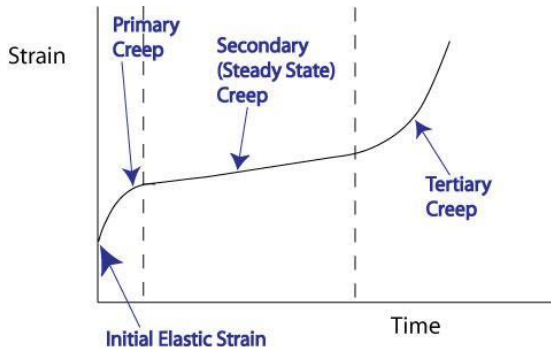


Gambar 2. 13 *Violent Ruptured pada Super Heater akibat Short Term Overheating* (Port, Herro and Robert, 1991)

2.3.5 *Creep*

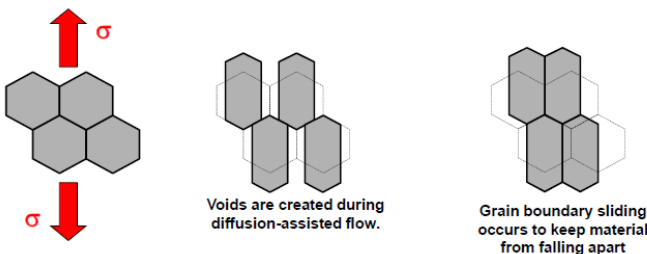
Creep adalah deformasi lambat suatu bahan pada temperatur tinggi dan tegangan konstan sehingga mengakibatkan perubahan bentuk yang permanen, dimana temperatur material sekitar $\geq 40\%$ dari titik leburnya. Secara umum proses *creep* terbagi menjadi 3 tahapan. Tahap I adalah tahap *primary creep* atau *transient creep*,

tahap II adalah tahap *secondary creep* atau *steady state creep*, dan tahap III adalah tahap *creep tersier* dan pada akhirnya material patah/putus (*fracture*) (William D. Callister, 2007).



Gambar 2. 14 Kurva Creep Temperatur Tinggi (William D. Callister, 2007).

Pada saat *creep* terjadi *grain boundary sliding*, yaitu pergeseran batas butir yang terjadi bersamaan dengan mekanisme *Nabarro-Herring (NH)* ataupun *Coble Creep* dimana batas butir merupakan tempat adanya kekosongan (*vacancies*). Pergeseran batas butir juga dianggap sebagai mekanisme yang memungkinkan material untuk memanjang tanpa adanya perubahan ukuran butir selama *superplastic forming*.



Gambar 2. 15 Grain Boundary Sliding (William D. Callister, 2007).

2.3.6 *Fatigue*

Fatigue atau kelelahan adalah bentuk kegagalan yang terjadi karena beban dinamik yang berfluktuasi dibawah *yield strength* dalam waktu yang cukup lama dan berulang ulang. *Fatigue* menjadi 90% penyebab kegagalan pemakaian. Mekanisme dari permulaan retak umumnya dimulai dari *crack initiation* yang terjadi di permukaan material yang lemah atau daerah dimana terjadi konsentrasi tegangan di permukaan seperti goresan, lubang, ataupun *notch* akibat dari pembebanan berulang. Selanjutnya adalah penyebaran retak yang berkembang menjadi *microcracks*. Perambatan atau perpaduan dari *microcracks* ini kemudian membentuk *macrocracks* yang akan berujung pada terjadinya failure. Maka setelah itu, material akan mengalami apa yang dinamakan pepatahan. Pepatahan terjadi ketika material telah mengalami siklus tegangan dan regangan yang menghasilkan kerusakan permanen (William D. Callister, 2007).

2.4 Penelitian Terdahulu

Penelitian mengenai kegagalan pada pipa superheater telah banyak dilakukan sebelumnya. Penelitian-penelitian tersebut dapat dijadikan acuan dalam pengambilan data dan juga menjadi dasar teori dalam menemukan penyebab serta mekanisme kegagalan pada penelitian pipa *superheater* ini. Berikut merupakan penelitian terdahulu yang dapat dijadikan acuan.

1. Nusa, M. N Setia dan Hernadi. “*Boiler Pipe Thinning due to Corrosive Element of Water*”. Tahun 2016

Penulis meneliti penipisan pada *tube boiler* pada *Circulating Fluidized Boiler* (CFB). Boiler yang di teliti telah bekerja terus menerus selama bertahun tahun dengan suhu operasi hingga 560°C. Penelitian juga dimaksudkan untuk mengetahui kelayakan operasional pipa tersebut dan untuk menghindari terjadinya kerusakan yang tidak terdeteksi. *Tube* yang di amati ada beberapa

jenis di antaranya *primary superheater*, *secondary superheater*, *platen superheater*, *wall tube* dan *economizer*.



Gambar 2. 16 Sampel Tube Secondary Superheater (Setia Nusa and Hernadi, 2016)

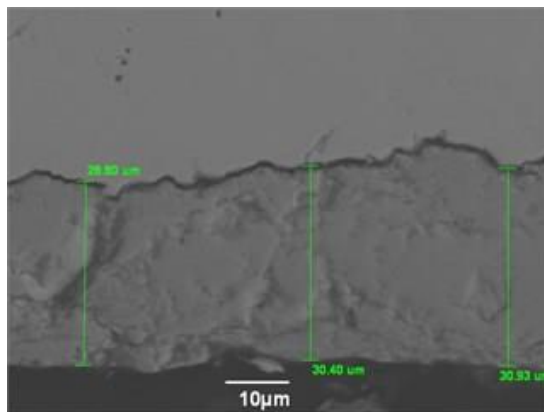
Investigasi yang dilakukan yaitu pengujian metalografi, pemeriksaan kerak, uji tarik, uji bending, uji kekerasan dan ketebalan. Dari analisis struktur mikro, *tube boiler* berada pada kondisi ferrit spheroidisasi perlit dengan lapisan kerak yang cukup tebal serta mengandung grafit. Selain itu juga terjadi serangan korosi merata dan korosi sumuran. Hasil uji tarik dan hasil uji bengkok masih normal (memenuhi standar). Hasil uji kekerasan terjadi penurunan nilai yang signifikan dibanding standar, demikian juga pada ketebalan pipa terjadi penipisan akibat dari adanya proses korosi.

2. Kapayeva, Sarken D dkk. “Remaining Life Assessment for Boiler Tubes Affected by Combined Effect of Wall Thinning and Overheating”. 2017

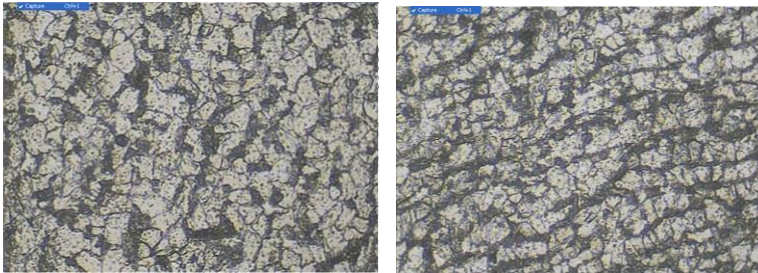
Penelitian ini bertujuan untuk mengembangkan metode yang lebih cepat dan akurat untuk *assessment* boiler dan memprediksi sisa umur dari pipa *low carbon steel* pada boiler. Penulis telah melakukan penelitian yang sistematis dengan tujuan utama untuk mengkorelasikan kombinasi dari hasil pengujian non-

destruktif (NDT) dengan *assessment* kondisi pipa boiler. Evaluasi yang dilakukan berupa pengukuran *non-contact* ketebalan pipa boiler dengan teknologi *Electro Magnetic Acoustic Transducer* (EMAT) dan juga pengukuran *oxide scale* yang terbentuk pada bagian dalam pipa dengan pengujian *ultrasonic* khusus. Pengujian lain juga diperlukan untuk mendukung penelitian ini seperti pengujian metalografi dan pengujian komposisi kimia.

Dari pengujian pengujian yang dilakukan, penulis membuat kesimpulan bahwa mekanisme kerusakan utama adalah penipisan dinding atau kerusakan karena panas berlebih dan kombinasi keduanya. Ultrasonic EMAT telah terbukti sebagai metode yang efektif untuk pengukuran ketebalan pipa yang akurat pada boiler. Tingkat penipisan dapat ditentukan dari hasil EMAT berkala, yang digunakan sebagai alat penting untuk memprediksi sisa umur pipa. Selain itu, deteksi tidak langsung kondisi *long term overheating* dan *creep* dengan pengukuran ultrasonik ketebalan lapisan oksida terbukti sepenuhnya dapat diterapkan. Perbandingan antara hasil NDT dan pemeriksaan struktur logam telah menunjukkan bahwa ada korelasi antara keberadaan skala dan berbagai tingkat degradasi *creep* untuk pipa *carbon steel*.



Gambar 2. 17 Microtophographs dari Internal Oxyde Scale Hasil Uji EMAT (Kapayeva et al., 2017).



Gambar 2. 18 Struktur Mikro dari *Tube Normal* (kiri) dan *Tube* yang Terdapat *Oxyde Scale* (kanan) (Kapayeva *et al.*, 2017).

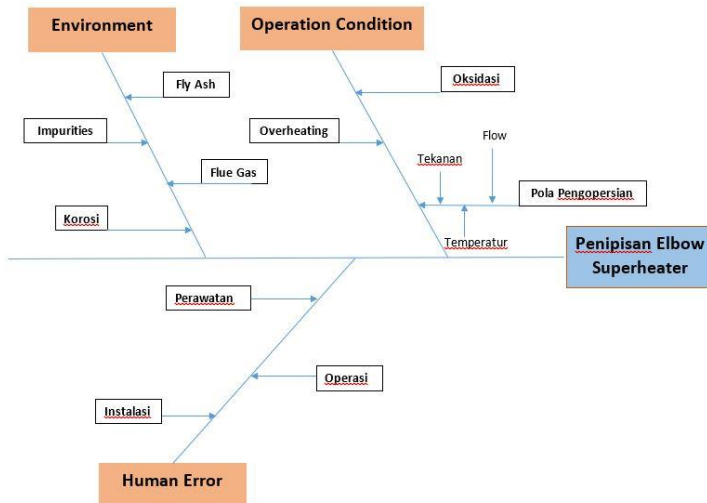
Gambar 2.19 menunjukkan struktur mikro dari pipa normal dan pipa yang terbentuk *oxide scale*. Pada pipa normal, struktur mikro yang terbentuk yaitu struktur *ferritic* dan *pearlitic*. Pada pipa yang kedua juga memiliki struktur mikro yang sama namun memiliki bentuk yang berbeda. Pada pipa kedua, struktur mikro menjadi lebih besar (*enlargement*) dan lebih panjang (*elongation*). Hal tersebut mengindikasikan bahwa pada pipa yang kedua terjadi degradasi pada struktur mikro nya sehingga kekuatan material menurun.

Dari beberapa penelitian terdahulu, banyak yang telah melakukan analisis pada bagian *waterwall* dan juga area lain yang memiliki suhu operasi yang cukup tinggi. Penipisan pada area *primary superheater* atau *Low Temperature Superheater* (LTSH) jarang ditemukan karena suhu operasi pada area ini cukup rendah dibandingkan area lain pada boiler. Karena suhu pada area LTSH lebih rendah, indikasi terjadinya *creep* atau *overheating* juga jarang ditemukan. Selain itu, penelitian ini juga dapat digunakan untuk mengetahui mekanisme lain yang terjadi pada suatu elbow. Pada umumnya, elbow mengalami penipisan akibat erosi dari *fly ash* dikarenakan sudut tumbukan (*impingement angle*) yang memungkinkan terjadinya erosi dibandingkan pipa lurus (*straight tube*). Adanya penelitian ini diharapkan dapat menemukan mekanisme lain yang menyebabkan penipisan pada elbow agar kedepannya kasus penipisan pada elbow seperti ini dapat di cegah.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Root Cause Analysis dengan Fishbone Diagram

Root Cause Analysis merupakan suatu proses terstruktur yang membantu mengidentifikasi faktor faktor yang mendasari atau menyebabkan suatu permasalahan. Memahami faktor atau penyebab suatu permasalahan dapat membantu mengembangkan tindakan pencegahan agar permasalahan serupa tidak terjadi lagi. *Cause and Effect Diagram* atau yang biasa disebut *Fishbone Diagram* merupakan salah satu metode yang digunakan dalam *Root Cause Analysis*. Metode ini digunakan untuk mengidentifikasi dan menunjukkan hubungan antara sebab dan akibat agar dapat menemukan akar penyebab dari suatu permasalahan. Pada penelitian analisis penipisan *elbow tube primary superheater*, digunakan *fishbone diagram* untuk mengidentifikasi penyebab kerusakan.



Gambar 3. 1 Fish Bone Diagram Penipisan Elbow Tube Superheater

3.2 Peralatan Penelitian

Peralatan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Penggaris dan Jangka Sorong
 Penggaris dan Jangka Sorong digunakan untuk mengukur dimensi material yang akan diteliti, yaitu diameter dan ketebalan pipa serta dimensi dimensi lain yang dianggap perlu. Penggaris yang digunakan memiliki ketelitian 1 mm dan jangka sorong yang digunakan memiliki ketelitian 0.02 mm
2. Kamera Digital
 Kamera digital digunakan sebagai alat untuk mengamati penampakan material secara makroskopis. Selain itu juga digunakan sebagai alat dokumentasi penelitian.
3. Mesin Potong
 Mesin Potong yang digunakan ada dua yaitu gergaji dan *wirecut*. Gergaji yang digunakan adalah *Automati Hacksaw* bermerek *CPSG model G7016*. Gergaji ini digunakan untuk memotong material yang besar menjadi potongan yang lebih kecil. Peralatan lain yang digunakan yaitu mesin *wirecut*, digunakan untuk memotong material yang tidak dapat dijangkau oleh gergaji.
4. Alat Pengukur Ketebalan Ultrasonic
 Alat Pengukur Ketebalan Ultrasonic yang digunakan adalah *Olympus Ultrasonic Thickness Gage 38DL plus*. Peralatan ini digunakan untuk mengukur ketebalan pipa pada titik titik tertentu yang tidak dapat dijangkau oleh penggaris dan jangka sorong. Selain itu juga digunakan untuk *mapping* ketebalan pipa di seluruh permukaan
5. Alat Uji Komposisi Kimia
 Merupakan alat yang digunakan untuk melihat komposisi kimia dari material yang akan di teliti. Alat yang digunakan adalah *Foundry Master Pro Optical Emission Spectroscope*



Gambar 3. 2 Olympus Ultrasonic Thickness Gage 38DL plus

6. Peralatan *Grinding* dan *Polishing*

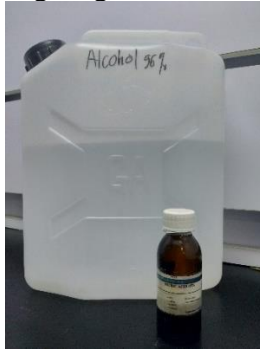
Proses *grinding* material menggunakan mesin *Metkon Gripo 300-IV*. Untuk kertas gosok yang digunakan yaitu dengan grid 80, 120, 240, 320, 400, 500, 600, 800, 1000, 1200, 1500, dan 2000. Sedangkan proses *polishing* menggunakan mesin yang sama seperti mesin *grinding* dengan menggunakan kain beludru dan *autosol*.



Gambar 3. 3 Mesin *Grinding* dan *Polishing* GRIPO 300-1V

7. Peralatan *Etching*

Peralatan *Etching* digunakan untuk menampakkan struktur mikro dengan menggunakan larutan kimia. Larutan yang digunakan yaitu 97 ml Alkohol 96% dan 3 ml Asam Nitrit (HNO_3) 65 %. Peralatan lain yang diperlukan yaitu gelas ukur, pipet, wadah kaca, pengering, dan akuades.



Gambar 3. 4 Alkohol 96 % dan Asam Nitrit 65%

8. Mikroskop Optis

Mikroskop Optis digunakan untuk mengamati struktur mikro dari specimen yang akan di teliti dengan perbesaran tertentu. Mikroskop Optis yang digunakan yaitu Mikroskop Optis *Digital Olympus BX 60M*



Gambar 3. 5 Mikroskop Optis Digital *Olympus BX60M*

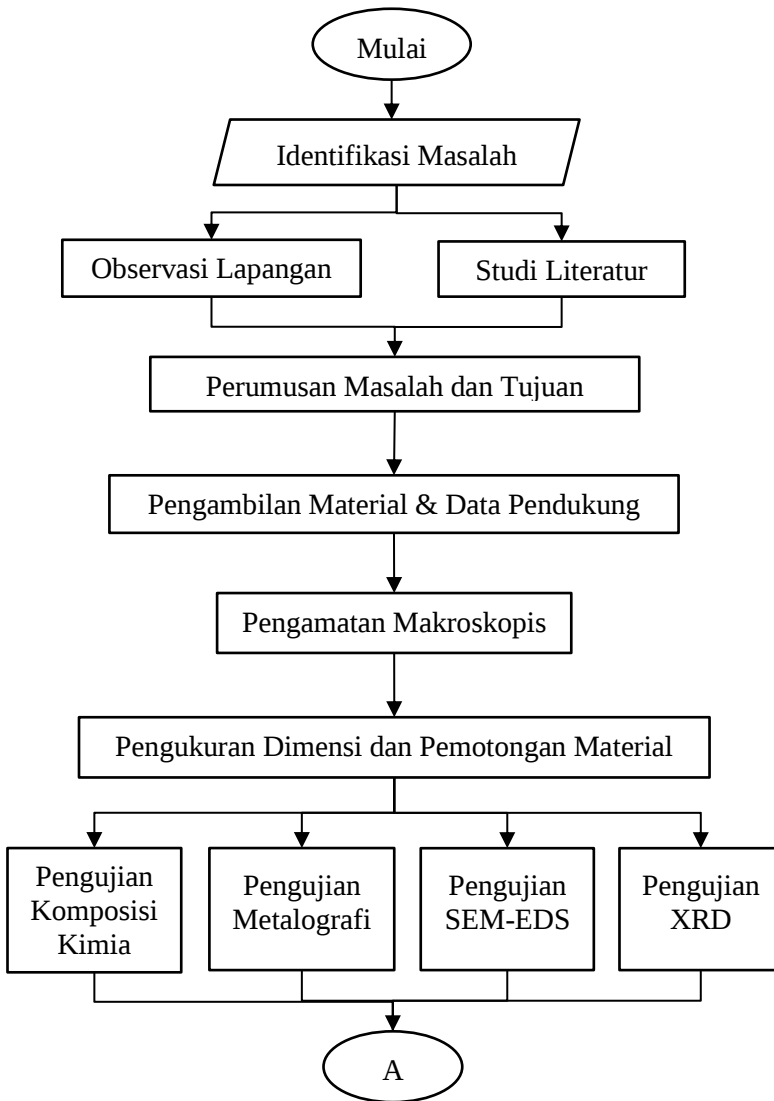
9. *Scanning Electron Microscope (SEM)*

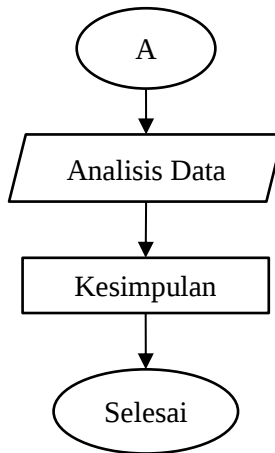
Merupakan Peralatan yang digunakan untuk melihat lapisan oksida yang terdapat di permukaan tube bagian luar maupun dalam. Selain itu juga untuk melihat kandungan unsur apa saja yang terdapat pada lapisan luar dan dalam material dengan metode *EDX spectroscopy*. Perangkat SEM yang digunakan adalah *Hitachi FlexSEM 1000*.



Gambar 3. 6 *Scanning Electron Microscope Hitachi FlexSEM 1000*

3.3 Diagram Alir Penelitian





Gambar 3. 7 Diagram Alir Penelitian

3.4 Langkah Langkah Penelitian

Langkah - langkah penelitian merupakan tahapan tahapan penelitian yang harus dilakukan untuk memperoleh kesimpulan. Skema langkah penelitian telah dijelaskan pada gambar 3.6. Untuk lebih jelasnya, berikut merupakan penjelasan detail dari langkah penelitian:

1. Identifikasi Masalah
Identifikasi Masalah merupakan tahap untuk mengenali dan mendata masalah yang terjadi. Pada penelitian ini identifikasi masalah yang terjadi yaitu terjadinya penipisan pada pipa *elbow* primary super heater boiler
2. Observasi Lapangan
Observasi lapangan merupakan kegiatan yang bertujuan untuk mengumpulkan data-data awal berupa kondisi aktual yang terjadi dilapangan meliputi lokasi, fungsi, carakerja serta foto dari benda kerja yang diteliti untuk membantu merumuskan masalah.

3. Studi Literatur

Merupakan proses pencarian informasi dan referensi untuk menunjang penelitian ini. Studi literatur ini dapat bersumber dari buku, jurnal internasional, artikel, maupun referensi lain yang terkait dengan penelitian. Studi literatur dilakukan terus menerus selama penelitian ini berlangsung.

4. Perumusan Masalah dan Tujuan

Setelah dilakukan observasi dan studi literatur, tahapan selanjutnya yaitu merumuskan masalah yang akan diteliti pada penelitian ini. Perumusan masalah merupakan pertanyaan atau pernyataan yang ingin di jawab atau di uji kebenarannya. Masalah yang dirumuskan pada penelitian ini yaitu untuk mencari tahu penyebab dan mekanisme kegagalan dari pipa elbow Primary Super Heater Boiler

5. Pengambilan Material dan Data Pendukung

Setelah itu dilakukan pengambilan material yang mengalami kegagalan di PLTU yang berlokasi di Kec. Labuan, Pandeglang, Banten. Selain material, data data pendukung lain juga di kumpulkan seperti spesifikasi dan desain boiler serta data operasional lain yang diperlukan.

6. Pengamatan Makroskopis

Pengamatan makroskopis dilakukan untuk melihat penampakan secara visual dari objek material yang diteliti. Pada tahap ini material dilihat penampakan warna dan bentuknya serta dimensi awal tanpa menggunakan alat bantu. Setelah itu material didokumentasikan dengan menggunakan kamera digital

7. Pengukuran Dimensi dan Pemotongan Material

Setelah diamati secara makroskopis, material diukur dimensinya. Dimensi yang diukur meliputi diameter, panjang, serta ketebalan pipa. Pada tahap ini juga dilakukan pengukuran ultrasonic untuk *mapping* ketebalan diseluruh permukaan pipa. Setelah pengukuran dimensi, material di potong menjadi bagian yang lebih kecil menggunakan gergaji dan diukur kembali ketebalan pipa pada masing masing

potongan. Pengukuran ketebalan di lakukan pada sudut tertentu dari 0° - 330° . Dari data ini didapat daerah yang mengalami penipisan ketebalan paling besar.

8. Pengujian Komposisi Kimia

Langkah selanjutnya yaitu pengujian komposisi kimia dari potongan material pipa. Pengujian komposisi ini dilakukan untuk membandingkan komposisi kimia material dengan komposisi kimia standar dari materialnya.

9. Pengujian Metalografi dan SEM

Pengujian Metalografi dilakukan untuk mengetahui struktur mikro yang terdapat pada material. Pengujian ini diawali dengan proses grinding dan polishing hingga permukaan yang akan di cari struktur mikronya terlihat halus dan mengkilap. Selanjutnya di lakukan proses etching dengan *etching reagent* yaitu berupa larutan 98 ml alkohol 96% dan 2 ml asam nitrat (HNO_3) 60%. Spesimen yang telah di-*etching* lalu di amati dengan mikroskop optis dengan perbesaran hingga 500x. Pengujian ini dilakukan untuk membandingkan struktur mikro pada area yang masih standar dengan area yang mengalami penipisan paling besar. Dari pengujian ini juga dapat diketahui mekanisme kegagalan yang terjadi.

10. Pengujian SEM-EDS

Untuk pengujian SEM-EDS digunakan untuk melihat adanya lapisan oksida pada permukaan luar dan dalam dari tube. Selainitu nila ketebalan lapisan oksidanya juga dapat diketahui. Dengan metode dispersi energi, unsur yang terdapat di lapisan oksida dapat dianalisa untuk selanjutnya dapat diketahui mekanisme kegagalan yang mungkin terjadi.

11. Pengujian XRD

Untuk mendukung analisa data juga dilakukan pengujian XRD atau *X-Ray Powder Diffraction*, yaitu pengujian dari kerak yang menempel pada permukaan luar dai tube. Kerak yang dianalisa nantinya dapat diketahui senyawa apa saja yang terdapat didalam keraknya.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan Material dan Data Pendukung

Boiler merupakan komponen penting dalam system pembangkitan listrik PLTU. Komponen boiler harus dapat dioperasikan secara terus menerus dan memiliki nilai keandalan yang tinggi. Boiler yang digunakan sendiri telah dioperasikan sejak tahun 2010 hingga 2019 atau telah digunakan selama 10 tahun. Untuk jenis boiler yang digunakan yaitu jenis *Sub Critical Natural Circulation Boiler* dengan spesifikasi *drum type, single furnace, tangential firing, single reheating, balanced draft* dan *full steel structure*. sebagai berikut. Spesifikasi boiler dari segi parameter operasi dan bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 4.1 dan 4.2 di bawah ini:

Tabel 4. 1 Parameter Operasi Boiler

Parameter Operasi	BMCR	BRL
Main Steam Flow	1025t/h	959t/h
Main Steam Outlet Pres.	17.4MPa.g.	17.23MPa.g
Main Steam Outlet Temp.	541°C	541°C
RH Flow	841t/h	786t/h
RH inlet/outlet Pres.	3.8 / 3.63MPa.g	3.54 / 3.38MPa.g
RH inlet/outlet Temp.	330 / 540°C	322 / 541°C
Feed water Temp.	280°C	275°C
AH inlet air temp.	30°C	30°C

AH outlet air temp.(PA/SA)	363 / 355°C	362/ 354°C
----------------------------	-------------	------------

(Sumber: 96M-SM Boiler Specification)

Tabel 4. 2 Spesifikasi Batubara dan Abu

No	Description	Symbol	Unit	Design Coal	Various range
1	Ultimate analysis as received	C _{ar}	%	46	45-60
2		H _{ar}	%	3.77	3.4-3.8
3		O _{ar}	%	13.9	10~25
4		N _{ar}	%	1	0.5-1.5
5		S _{t.ar}	%	0.33	0.1-0.35
6		A _{ar}	%	5	3~6
7	Total moisture	M _{t,ar}	%	30	25-35
8	Air-dried moisture	M _{ad}	%	18	15~25
9	Volatile content	V _{daf}	%	53	45~60
10	LHV	Q _{ner.ar}	kJ/kg	17250	
11	Grindability	HGI	/	> 50	45~65

(Sumber: 96M-SM Boiler Specification)

Tabel 4. 3 Spesifikasi Abu

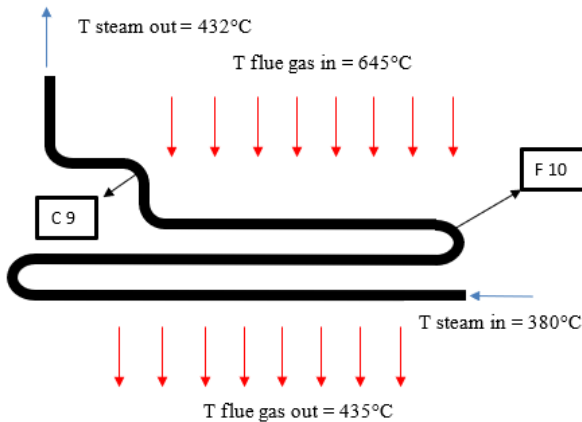
No.	Description	Symbol	Unit	Design Coal	Various range
1	Ash Content	SiO ₂	%	11.7	10~32
2		Fe ₂ O ₃	%	34	8.3~38.5

3		Al ₂ O ₃	%	12	2.63~29.2
4		CaO	%	14	4.18~20
5		MgO	%	12	8.30~16
6		TiO ₂	%	0.3	0.10~0.7
7		SO ₃	%	13.67	0.12~15
8		P ₂ O ₅	%	1.15	0.5~22.7
9		Na ₂ O	%	0.19	0.15~2
10		K ₂ O	%	0.98	0.05~2.4
11	Melting point				
	Deformation Temp.	DT	°C	1150	1150
	Softening Temp.	ST	°C	1200	1200

(Sumber: 96M-SM Boiler Specification)

Pada penelitian ini, sampel yang akan di analisis terletak pada bagian primary superheater atau *Low Temperature Superheater (LTSH)*. Bagian *primary superheater* ini berfungsi untuk menaikkan temperature uap dengan memanfaatkan panas dari aliran flue gas. Uap yang masuk ke *Primary Superheater* dengan temperatur 380°C akan dinaikkan menjadi 432°C. Untuk memanaskan uap digunakan aliran *flue gas* dengan temperatur 645°C. Setelah digunakan untuk memanaskan uap, flue gas akan keluar dari area *Primary Superheater* dengan temperatur 435°C. Arah aliran uap yaitu dari atas ke bawah sedangkan arah aliran flue gas dari atas ke bawah. Skema operasional dan letak tube yang dianalisa dapat dilihat pada gambar dibawah ini.

Gambar 4. 1 Diagram Primary Superheater
(Sumber: 96M-SM Boiler Specification)



Gambar 4. 2 Skema Operasional *Primary SH Tube*

Pada bagian *primary superheater* tersebut menggunakan material dengan jenis *alloy steel* 15CrMoG dengan standar GB 5310 2008 (Chinese): “*Seamless Steel Tubes and Pipes for High Pressure Boiler*”. Tube *primary superheater* ini memiliki ketebalan awal 6 mm dan diameter luar (OD) 57 mm. Tube ini telah digunakan selama 10 tahun (2009-2019). Untuk spesifikasi material dari tube dapat dilihat pada tabel di bawah

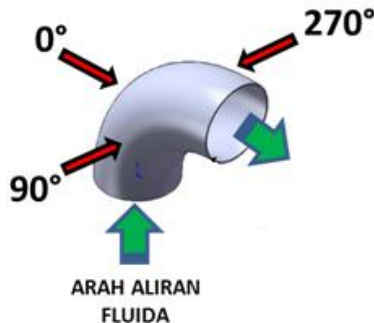
Tabel 4. 4 Properties Material

Jenis Material	Alloy Steel
Standar Material	GB 5310 (2018) : “ <i>Seamless Steel Tubes and Pipes for High Pressure Boiler</i> ”
Nama Material	15CrMoG
Diameter Luar (OD)	57 mm
Ketebalan	6 mm
<i>Tensile Strenght</i>	440-640 MPa

<i>Yield Strengh</i>	295 MPa
<i>Equivalent Steel Grade</i>	ASTM T12P12
<i>Minimum Wall Thickness</i>	5,10 mm

(Sumber: GB 5310 (2018): “*Seamless Steel Tubes and Pipes for High Pressure Boiler*”)

Hasil *assessment* pengukuran ketebalan tube dari pihak PLTU menunjukkan adanya penipisan dari *elbow tube primary superheater*. *Assessment* pengukuran ketebalan dilakukan dengan *Ultrasonic Inspection* menggunakan *Thickness Gauge GE Inspection Tech type DM5E*. Pengambilan nilai ketebalan dilakukan pada tiga titik yaitu titik tengah (0°), kanan, (90°) dan kiri (270°). Ilustrasi pengambilan nilai *thickness* hasil *assessment* dapat dilihat pada gambar di bawah.



Gambar 4. 3 Titik Pengambilan *Thickness* pada Tube
(Sumber: Data Assesment Boiler dari PLTU tahun 2019)

Dari hasil *assessment*, didapati banyak temuan nilai *thickness* yang melebihi batas toleransi (Minimum Wall Thickness) sehingga harus dilakukan penggantian (*retubing*). Batas toleransi penipisan dari tube menggunakan pendekatan Babcox & Wilcox (*Steam: Its Generation and Use*) untuk steam tubes yaitu sebesar 85% dari ketebalan awal atau 5,10 mm.

Dari banyak pipa yang dipotong, dilakukan analisis pada dua tube yaitu *elbow tube* C9 (row 63) dan F10 (row 1) untuk

mengetahui penyebab penipisan yang terjadi. Pada tube C9 terjadi penipisan hingga melebihi batas toleransi pada ketiga titik, sedangkan tube F10 mengalami penipisan namun masih di atas batas toleransi. Hasil *assessment* dari kedua tube dapat dilihat pada tabel di bawah.

Tabel 4. 5 Hasil *Assesment* Boiler dari Pihak PLTU untuk Tube C9 dan F10

Posisi Tube	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
C9 (row 63)	4.88	4.99	5.01
F10 (row 1)	5.21	5.20	5.25

Keterangan : warna merah *thickness* dibawah MWT

(Sumber: Data *Assessment* Boiler dari PLTU tahun 2019)

Untuk foto dan juga skema area dari sampel dapat dilihat pada Gambar 4.4 dan Gambar 4.5 berikut.

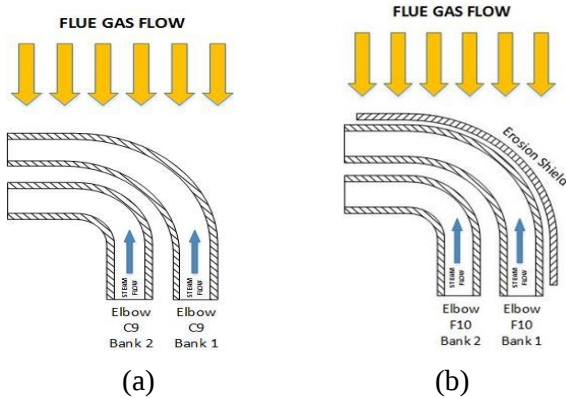


(a)



(b)

Gambar 4. 4 Elbow Tube C9 (a); Elbow Tube F10 (b);



Gambar 4. 5 Skema Area, (a) Elbow C9, dan (b) Elbow F10

4.2 Pengamatan Makroskopis

Pengamatan makroskopis dilakukan pada kedua sampel yaitu tube C 9 dan F 10. Pengamatan ini dilakukan untuk mengetahui penampakan tube secara makro, yaitu berupa warna, bentuk, dan penampakan kontur tube. Untuk pengamatan tube C9, tidak terlihat adanya deposit yang signifikan. Lapisan oksida juga terlihat di sisi luar dari *bend tube* atau *extrados* (gambar c). Untuk warna pada *bend tube* bagian luar (*extrados*) juga terlihat sedikit lebih gelap (gambar b). Gambar penampakan makroskopis tube C 9 dapat dilihat pada tabel 4.5. dibawah

Tabel 4. 6 Pengamatan Makroskopis Tube C 9





Pengamatan makroskopis tube F 10 memperlihatkan terdapat deposit yang cukup tebal pada bagian luar *bend tube* (gambar a). Deposit ini terlihat lebih tebal dibandingkan dengan deposit yang terdapat pada tube C9. Pada bagian bend tube sisi dalam dan luar juga terlihat penampakan dari lapisan oksida (gambar c dan d). Sisi dalam dari *bend tube* (*intrados*) terlihat lebih gelap dibandingkan bagian yang lain. Foto penampakan makroskopis sampel F 10 dapat dilihat pada tabel 4.6 dibawah.

Tabel 4. 7 Pengamatan Makroskopis Tube F 10

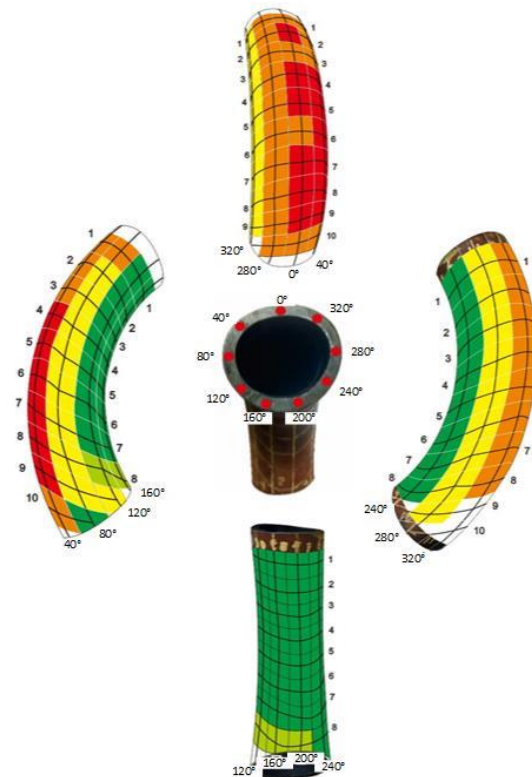




4.3 Pengukuran Ultrasonic Ketebalan Tube

Pengukuran ketebalan tube dilakukan untuk mengetahui ketebalan tube setiap titik sehingga dapat diketahui bagian tube mana yang memiliki nilai ketebalan yang paling kecil. Pengukuran dilakukan dengan menggunakan pengujian ultrasonic untuk mendapatkan pengukuran yang presisi. Pengukuran dilakukan dengan membuat grid di permukaan tube. Grid yang dibuat disesuaikan dengan besar *probe* yang digunakan yaitu sebesar 2cm^2 . Pengukuran dilakukan dengan menggunakan alat ukur ultrasonic *Olympus Ultrasonic Thickness Gage 38DL plus*.

Dari hasil pengukuran dapat dibuat *mapping* (pemetaan) ketebalan tube. Tube dibagi menjadi bagian bagian kecil dengan cara membuat dua garis yang saling berpotongan membentuk grid-grid kecil. Garis yang melintang membagi tube dengan sudut 40 derajat menjadi 9 bagian untuk tube C9, sedangkan untuk tube F10 garis melintang membagi tube dengan sudut 45 derajat menjadi 8 bagian. Sedangkan garis membujur digunakan angka untuk penomorannya. Pertemuan dua garis (sudut dan angka) merupakan lokasi pengukuran ketebalan setiap titik. Nilai pengukuran diilustrasikan dengan warna. Dimana warna merah menunjukkan daerah yang semakin tipis sedangkan warna hijau menunjukkan daerah yang masih tebal.

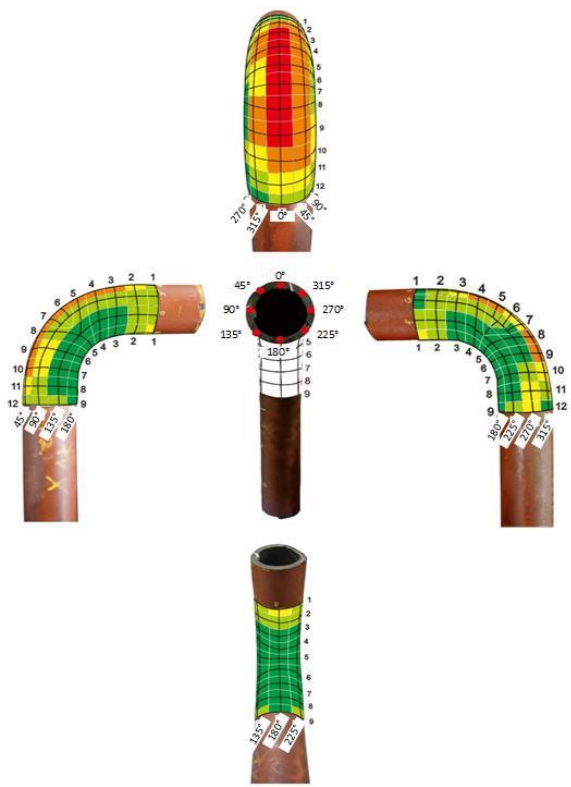


Gambar 4. 6 Mapping Pengukuran Ketebalan Tube C 9

Tabel 4. 8 Hasil Pengukuran Ketebalan Tube C 9 (dalam mm)

No	0°	40°	80°	120°	160°	200°	240°	280°	320°
1	5.42	5.45	5.68	6.29	6.66	6.76	6.3	5.9	5.58
2	5.36	5.46	5.8	6.33	6.64	6.71	6.33	5.89	5.63
3	5.42	5.49	5.86	6.31	6.75	6.72	6.28	5.86	5.55
4	5.39	5.35	5.89	6.3	6.73	6.83	6.29	5.9	5.5

5	5.3	5.36	5.86	6.31	6.65	6.73	6.29	5.88	5.56
6	5.4	5.34	5.84	6.29	6.62	6.92	6.35	5.92	5.57
7	5.37	5.3	5.84	6.39	6.48	6.63	6.32	5.93	5.57
8	5.36	5.34	5.87	6.2	6.11	6.06	6.31	5.86	5.53
9	5.36	5.34	5.88	5.92				5.94	5.58
10	5.49	5.47	6.53						5.7



Gambar 4. 7 Mapping Pengukuran Ketebalan Tube F 10

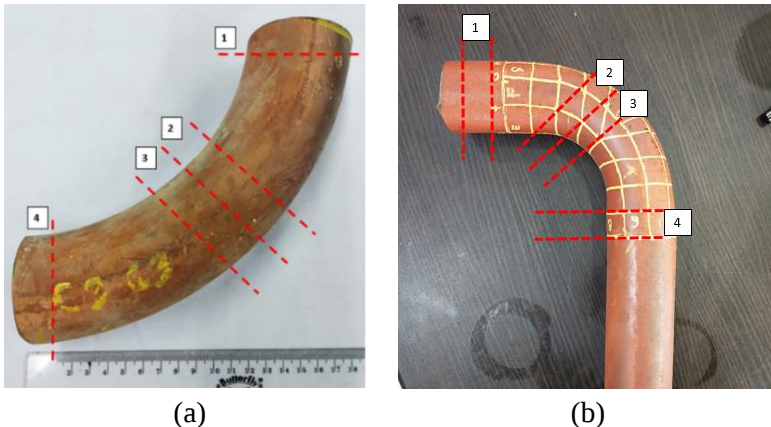
Tabel 4. 9 Hasil Pengukuran Ketebalan Tube F 10 (dalam mm)

No.	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
1	6.26	6.1	6.18	6.12	5.98	6.08	6.28	6.22
2	6.02	5.99	6.16	6.09	6.03	6.11	6.16	6.09
3	5.63	5.74	6.14	6.42	6.6	6.53	6.11	5.92
4	5.48	5.53	6.06	6.8	7.5	6.95	6.14	5.73
5	5.29	5.53	6.09	6.94	7.76	6.84	6.17	5.73
6	5.47	5.54	6.07	6.67	7.64	6.81	6.14	5.82
7	5.46	5.56	6.06	6.67	7.56	6.92	6.32	5.82
8	5.47	5.56	6.01	6.47	7.01	6.78	6.58	5.75
9	5.38	5.57	5.94	6.09	6.21	6.18	6.47	5.79
10	5.59	5.64	5.88				6.08	5.85
11	5.82	5.8	6.09					6.13
12	6.02	6.09	6.13					6.23

Pada hasil pengukuran tube C9, dapat diketahui bahwa daerah tube yang paling tipis berada pada daerah bend tube sisi luar, yaitu pada daerah sepanjang garis 0° dan 40°. Nilai *thickness* paling kecil yaitu sebesar 5,3 mm. Sedangkan nilai *thickness* pada sisi dalam menunjukkan nilai *thickness* yang lebih besar. Nilai *thickness* paling besar yaitu 6,83 mm. Untuk hasil pengukuran F10 memiliki hasil persebaran ketebalan yang kurang lebih sama dengan C9, yaitu daerah tube sisi luar sepanjang garis 0° dan 45° memiliki nilai *thickness* yang lebih kecil dibandingkan sisi dalam. Nilai *thickness* paling kecil yaitu 5,29 mm dan yang paling besar 6,92 mm. Dari hasil tersebut dapat dibuktikan bahwa penipisan ketiga tube tersebut terjadi pada area *bend tube* di sisi sebelah luar (*extrados*).

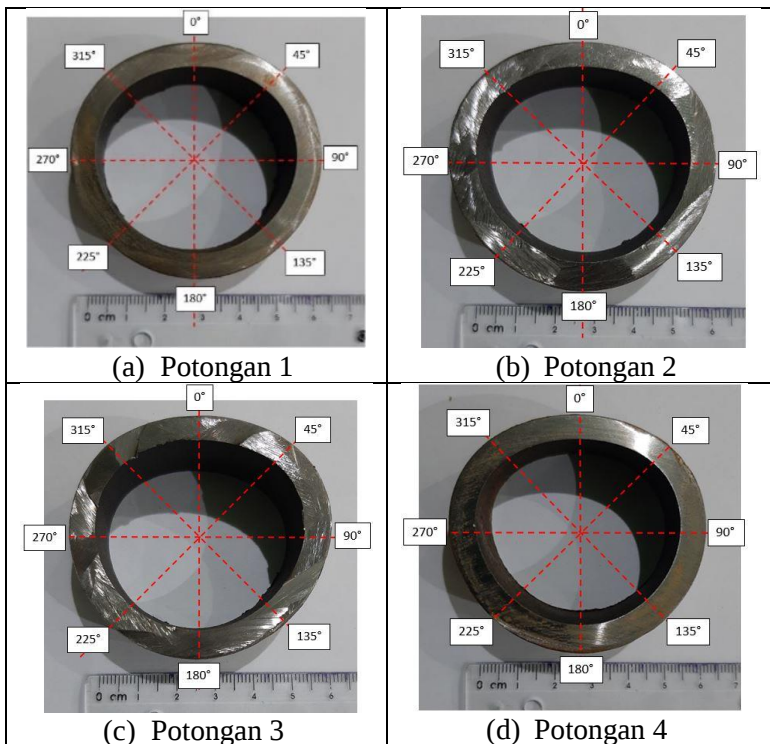
4.4 Pengukuran Potongan Tube

Setelah dilakukan pengukuran ketebalan tube secara ultrasonic, selanjutnya tube dipotong menjadi beberapa bagian seperti pada skema Gambar 4.8. Setelah dipotong, dilakukan pengukuran kembali terhadap masing-masing potongan menggunakan jangka sorong. Tujuan dilakukannya pengukuran ini adalah untuk memvalidasi hasil pengukuran ultrasonic.



Gambar 4. 8 Skema Pemotongan Sampel Tube (a) Tube C9; (b) Tube F10

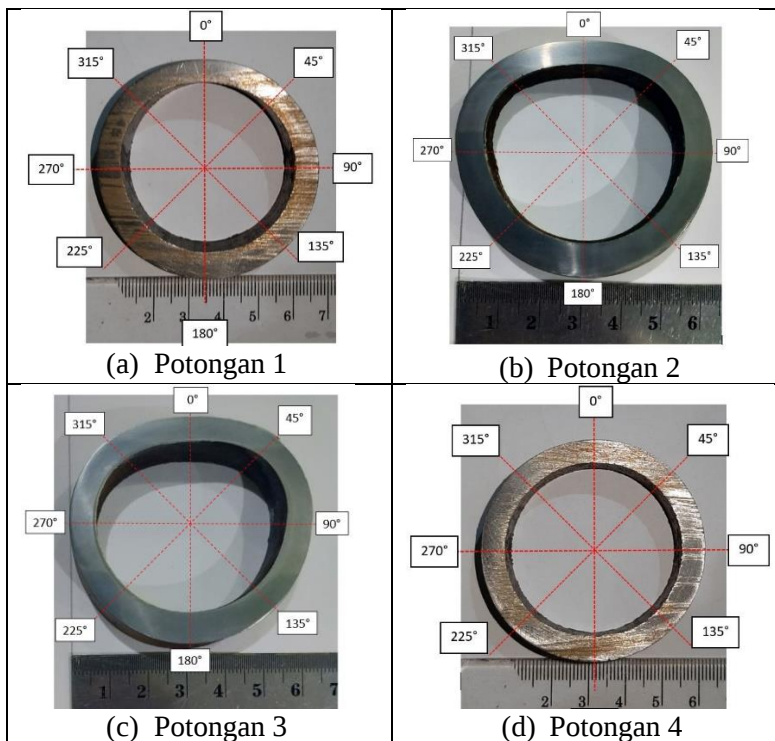
Tube dipotong menjadi 4 bagian berupa potongan cincin lalu diukur ketebalannya. Potongan 1 dan 4 merupakan bagian dari tube yang paling ujung atau jauh dari elbow. Sedangkan potongan 2 dan 3 adalah bagian tengah dari elbow dimana pada pengukuran *ultrasonic* merupakan daerah yang nilai *thickness* nya lebih kecil dibandingkan daerah lainnya. Setiap potongan dilakukan pengukuran dengan mengambil nilai pengukuran sebanyak 8 titik dari 0° hingga 315° dengan setiap perbedaan sebesar 45° seperti yang terlihat pada tabel 4.7 sampai tabel 4.9.

Tabel 4. 10 Letak Pengukuran Potongan Tube C9**Tabel 4. 11** Hasil Pengukuran Potongan Tube C9 (dalam mm)

Posisi	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
1	5.78	5.9	6.12	6.28	6.3	6.16	5.94	5.8
2	5.42	5.56	6.02	6.5	6.72	6.58	6.18	5.74
3	5.48	5.7	6.16	6.62	6.8	6.54	6	5.9
4	5.58	5.6	6.16	6.5	6.9	6.58	6.18	5.7

Untuk potongan C 9, hasil pengukuran memiliki tren yang hampir sama dengan pengukuran *ultrasonic*. Nilai thickness paling kecil yaitu pada potongan 2 di titik 0° dengan nilai 5,42 mm. Pada area *intrados* dari tube, yaitu pada sudut 90° - 270° memiliki nilai ketebalan yang masih cukup besar yaitu sekitar 6 mm. Hal tersebut menunjukkan penipisan terjadi lebih banyak pada sisi luar (*extrados*) dari *bend tube*.

Tabel 4. 12 Letak Pengukuran Potongan Tube F10



Tabel 4. 13 Hasil Pengukuran Potongan Tube F10 (dalam mm)

Posisi	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
1	6.22	6.32	6.28	6.32	6.4	6.3	6.22	6.28
2	5.82	5.98	6.46	7.36	7.68	7.4	6.52	6.22
3	5.9	6.32	6.54	7.56	7.76	6.86	6.42	6.18
4	6.36	6.26	6.28	6.22	6.12	6.12	6.28	6.28

Dari hasil pengukuran potongan tube F 10, potongan 1 dan 4 menunjukkan hasil pengukuran yang hampir sama di setiap titiknya, yaitu kurang lebih sekitar 6 mm. Hal ini menunjukkan bahwa tidak terjadi penipisan pada daerah yang jauh dari *bend tube*. Pada potongan 2 dan 3 nilai *thickness* paling kecil berada pada titik 0° dan yang paling besar berada pada titik 180°. Hal ini menunjukkan bahwa daerah elbow sisi luar memiliki ketebalan yang lebih tipis dari pada elbow sisi dalam. Untuk nilai *thickness* terkecil yaitu 5,82 mm untuk potongan 2.

Terdapat perbedaan antara hasil pengukuran potongan dengan pengukuran *ultrasonic*. Tabel di bawah merupakan tabel hasil perbedaan pengukuran pada potongan 2 dan 3 dari kedua tube

Tabel 4. 14 Perbedaan Pengukuran Potongan dengan *Ultrasonic* Tube C9

Tube	Lokasi	Posisi	Ultrasonic	Jangka Sorong	Deviasi
C9	Potongan 2	0°	5.39	5.42	0.55 %
		90°	5.89	6.02	2.15 %
		180°	6.73	6.72	0.14 %
		270°	5.9	6.18	4.53 %
	Potongan 3	0°	5.3	5.48	3.28 %
		90°	5.86	6.16	4.87 %
		180°	6.65	6.8	2.20 %
		270°	5.88	6	2 %

Tabel 4. 15 Perbedaan Pengukuran Potongan dengan Ultrasonic Tube C9

Tube	Lokasi	Posisi	Ultrasonic	Jangka Sorong	Deviasi
C9	Potongan 2	0°	5.29	5.82	9.10 %
		90°	6.09	6.46	5.72 %
		180°	7.76	7.68	1.03 %
		270°	6.17	6.52	5.36 %
	Potongan 3	0°	5.47	5.9	7.28 %
		90°	6.07	6.54	7.18 %
		180°	7.64	7.76	1.54 %
		270°	6.14	6.42	4.36 %

Dari pengukuran potongan dapat diambil kesimpulan bahwa tren hasil dari pengukuran potongan menunjukkan kecocokan dengan pengukuran *ultrasonic* yaitu penipisan ketiga tube tersebut terjadi pada area *bend tube* di sisi sebelah luar (extrados). Namun terdapat sedikit perbedaan nilai pengukuran nya antara pengukuran potongan dan pengukuran *ultrasonic*. Pada tube C9 deviasi hasil pengukuran kedua pengukuran kurang dari 5%, sedangkan pada tube F10 deviasi pengukuran kurang dari 10%.

4.5 Pengujian Komposisi Kimia

Pengujian ini dilakukan dengan menggunakan metode *Optical Emission Spectroscopy* yaitu metode untuk mengetahui komposisi kimia material dengan memanfaatkan pancaran gelombang elektromagnetik. Pengujian komposisi kimia perlu dilakukan untuk validasi apakah terdapat perbedaan antara komposisi kimia tube dengan komposisi kimia standar tube. Untuk pengujian ini hanya salah satu tube saja yang diuji karena kedua tube memiliki jenis material yang sama. Perbandingan komposisi kimia tube dengan standar material tube dapat dilihat pada tabel di bawah:

Tabel 4. 16 Perbandingan Komposisi Kimia Sampel dengan Standar

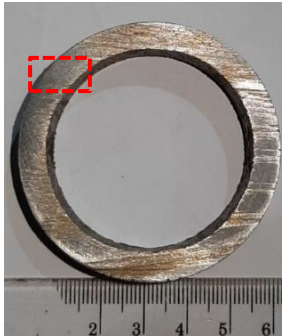
Unsur Penyusun	%	
	Standar GB 5310 (15CrMoG)	Spesimen
Carbon (C)	0.12 - 0.18	0.132
Silicon (Si)	0.17 - 0.37	0.263
Manganese (Mn)	0.40 - 0.70	0.493
Chromium (Cr)	0.80 - 1.10	0.851
Molybdenum (Mo)	0.40 – 0.55	0.455
Phosphorus (P)	< 0.025	0.0068
Sulfur (S)	< 0.015	0.005

Setelah dilakukan pengujian, komposisi kimia dari sampel tube masih dalam jangkauan komposisi kimia dari standar nya (Standar GB 5310 15 CrMoG). Hal tersebut menunjukkan bahwa tidak ada perubahan komposisi kimia dari tube. Dari pengujian juga didapat nilai *carbon* dari spesimen yaitu sebesar 0.132%, yang berarti material tube ini tergolong kedalam material *low carbon steel*.

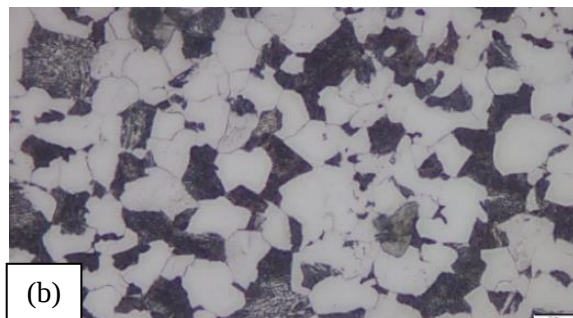
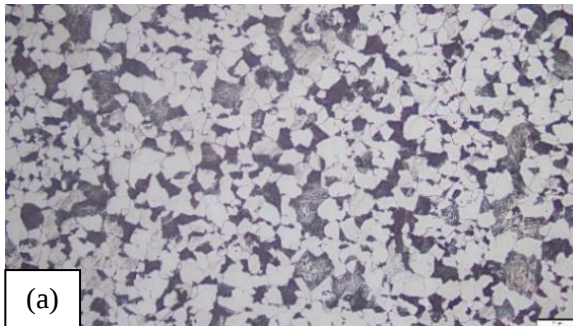
4.6 Pengujian Struktur Mikro

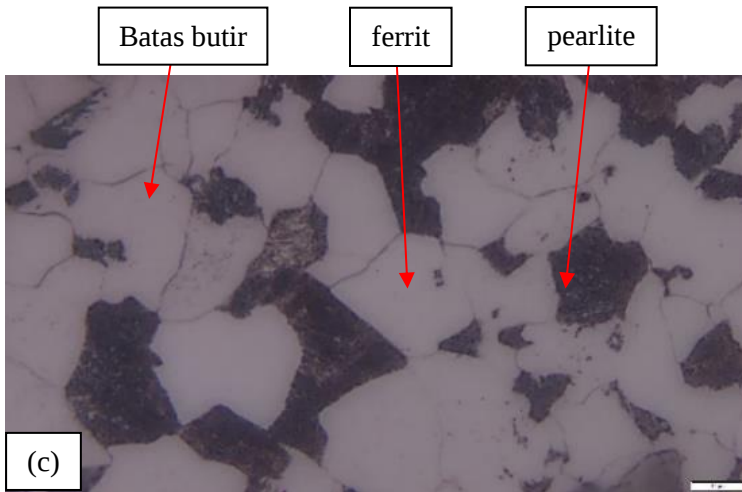
Pengujian struktur mikro dilakukan untuk mengetahui perbandingan struktur mikro daerah yang memiliki ketebalan dibawah batas toleransi dengan daerah yang masih memiliki nilai ketebalan yang masih cukup tebal (*virgin tube*). Pengujian metalografi diawali dengan proses grinding dan polishing hingga permukaan spesimen mengkilap. Setelah itu dilakukan proses etsa dengan larutan nital (100 ml alkohol dan 5 ml HNO₃).

Untuk spesimen pembanding (*virgin tube*) diambil dari tube F 10 di lokasi yang jauh dari *bend tube* yaitu potongan 1. Gambar struktur mikro dan posisi pengambilan nya dapat dilihat pada gambar di bawah ini



Gambar 4. 9 Titik Pengujian Potongan 1 Tube F 10

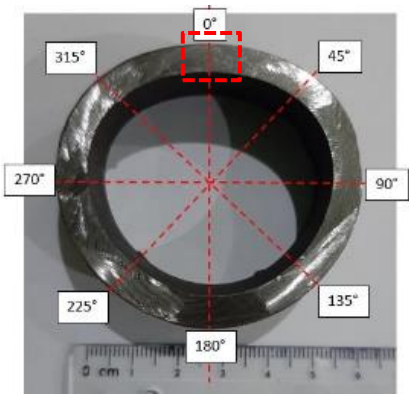




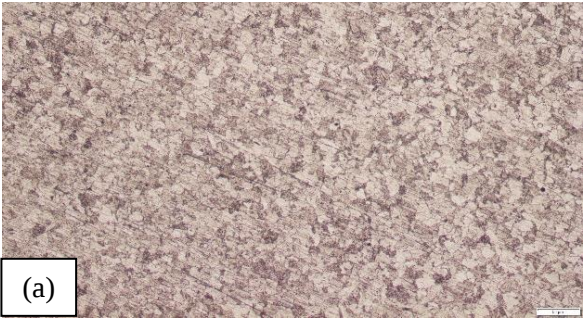
Gambar 4. 10 Struktur mikro titik pengujian virgin tube
(a) Perbesaran 100X (b) Perbesaraan 200X (c) Perbesaran 500X

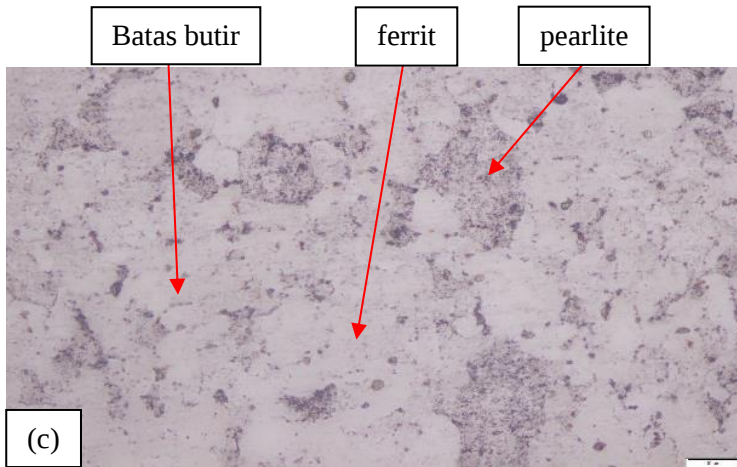
Berdasarkan hasil metalografi pada *virgin tube*, dapat diketahui bahwa matriks penyusun nya berupa *normal ferrit* dan *pearlite*. Fase *ferrit* di tunjukan dengan area berwarna putih bersih dan terang sedangkan *pearlite* terlihat berwarna gelap dan mempunyai struktur lamellar. Pada gambar terlihat fase ferrit terlihat lebih dominan jumlahnya daripada *pearlite* dengan bentuk kristal yang acak.

Setelah mendapatkan struktur mikro dari *virgin tube*, langkah selanjutnya yaitu dicari struktur mikro dari potongan tube yang memiliki nilai ketebalan paling kecil. Untuk tube C9 digunakan potongan 2 pada posisi 0°, sedangkan untuk tube F10 juga digunakan potongan 2 pada posisi 0°. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 4.10 sampai 4.13.



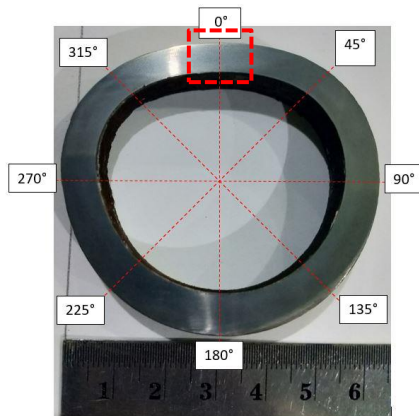
Gambar 4. 11 Titik Pengujian Potongan 2 Tube C 9



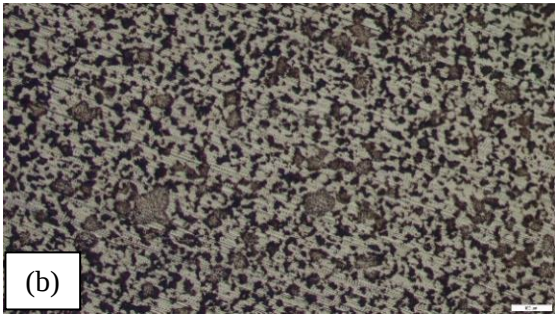
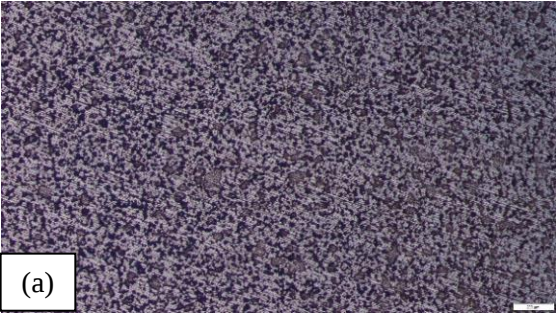


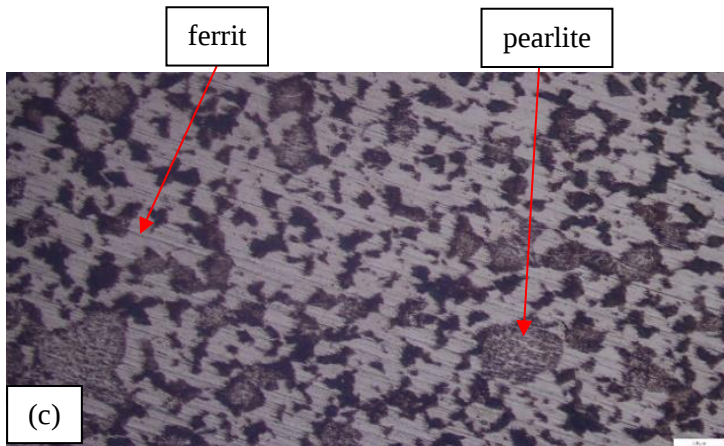
Gambar 4. 12 Struktur mikro titik pengujian tube C9 (a) Perbesaran 100X (b) Perbesaraan 200X (c) Perbesaran 500X

Pada tube C9, fase penyusunnya masih berupa pearlite dan ferrit. Namun struktur mikro C9 telah mengalami degradasi dibandingkan dengan *virgin tube*. Degradasi yang terjadi dapat ditemukan pada fase pearlite. Pada *virgin tube*, fase *pearlite* berwarna hitam pekat dan terdapat struktur *lamellar*. Fase *pearlite* juga dapat dibedakan dengan mudah dari fase *ferrit*. Sedangkan pada tube C9 ini, fase *pearlite* sedikit memudar dan mulai terjadi perubahan fase akibat panas yang diterima tube selama jangka waktu yang panjang. Selain itu struktur *lamellar* yang terdapat pada *pearlite* juga mulai menghilang. Untuk indikasi *overheating* berupa *void* ataupun grafit tidak di temukan dalam struktur mikro tube C9 ini.



Gambar 4. 13 Titik Pengujian Potongan 2 Tube F 10





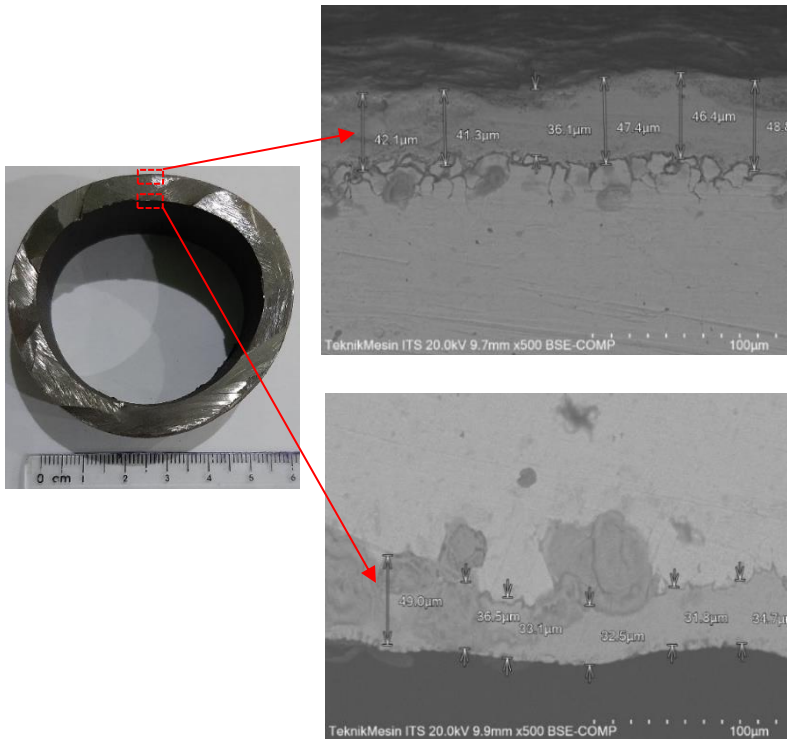
Gambar 4. 14 Struktur mikro titik pengujian tube F 10 (a) Perbesaran 50X; (b) Perbesaraan 100X; (c) Perbesaran 200X

Pada tube F 10 juga memiliki fase yang sama dengan C9 yaitu berupa ferrit dan pearlite namun memiliki ukuran dan bentuk butir yang sedikit lebih kecil dari virgin tube. Kondisi struktur mikro juga masih cukup baik dan tidak mengalami degradasi. Kriteria degradasi struktur mikro diantaranya ditunjukkan oleh membesar nya butiran ferit, dan berkurangnya fase pearlite. Selain itu berubahnya beberapa paduan seperti Cr, Mo, dan V selama operasi jangka panjang dari ferit solid solution menjadi karbida juga menjadi salah satu indikasi degradasi. Karbida yang terbentuk akan semakin tumbuh seiring waktu dan membuat dislokasi pada batas butir sehingga karakter mekanik material berubah. Grafit ataupun void pada batas butir tidak ditemukan pada tube F10, sehingga tube ini tidak mengalami creep atau overheating.

4.7 Pengujian SEM-EDS

Pengujian SEM-EDS dilakukan untuk mengetahui adanya lapisan oksida pada tube dan juga komposisi kimia yang terdapat di dalamnya. Pengamatan lapisan oksida dilakukan dengan menggunakan metode *Scanning Electron Microscope* (SEM)

sedangkan untuk analisis komposisi kimia lapisan oksida dengan metode *Energy Dispersive Spectroscopy* (EDS). Gambar hasil pengamatan lapisan oksida dapat dilihat di bawah.



Gambar 4. 15 Pengamatan Lapisan Oksida pada Tube C 9

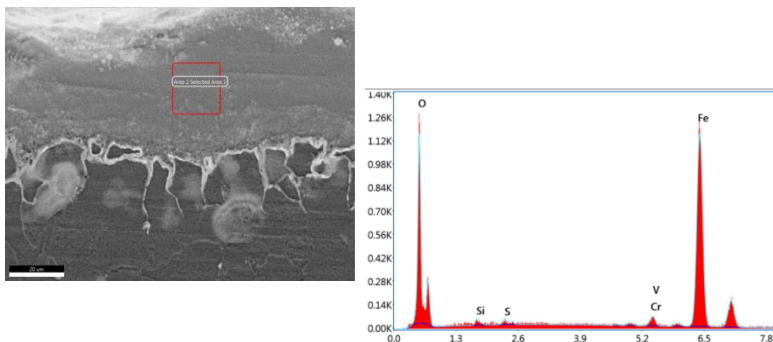
Pada tube C9, lapisan oksida dapat dilihat keberadaannya pada kedua sisi tube. Gambar diatas merupakan gambar lapisan oksida pada sisi luar dari tube (*flue gas side*) dan sisi dalam dari tube (*steam side*). Lapisan oksida pada tube C9 bagian luar memiliki nilai rata-rata ketebalan sebesar $43.6 \mu\text{m}$. Sedangkan untuk rata-rata nilai ketebalan oksida pada bagian dalam hanya sebesar $32,6 \mu\text{m}$. Hal ini menunjukkan bahwa oksidasi yang terjadi pada sisi luar tube C9 cukup dominan daripada sisi dalam.

Dari hasil EDS, diketahui bahwa pada lapisan oksida sisi luar ditemukan unsur besi (Fe) dan oksigen (O) dalam jumlah besar. Sedangkan unsur lain berupa *silicon*, *sulfur*, *chromium* dan *vanadium* ditemukan dalam jumlah kecil. Unsur *silicon* dan *sulfur* merupakan unsur hasil sisa pembakaran bahan bakar yang terbawa oleh *flue gas* dan mengendap

Sedangkan untuk *chromium* dan *vanadium* merupakan unsur penyusun dari tube itu sendiri.

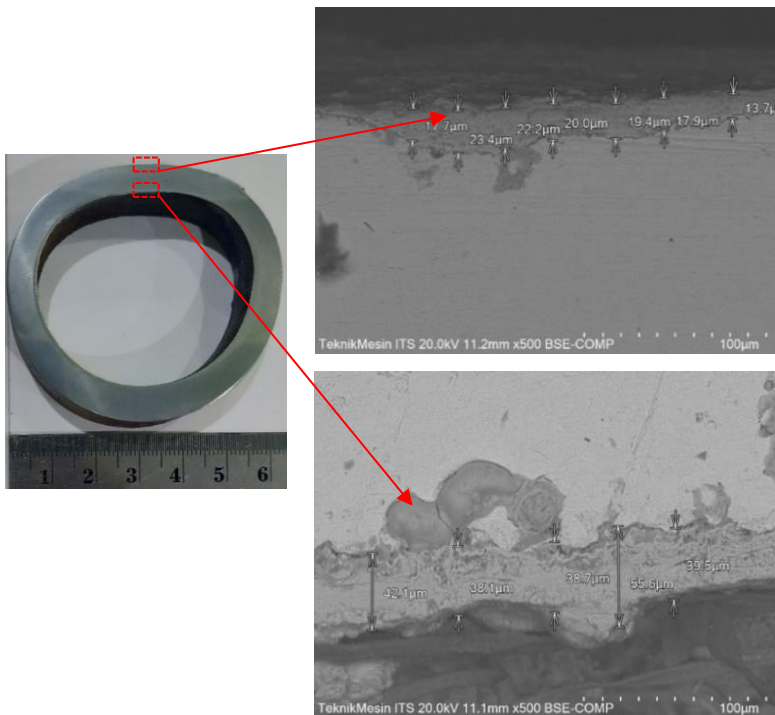
Smart Quant Results

Element	Weight %	Atomic %	Error %
O K	22.97	50.5	7.68
SiK	0.88	1.1	20.9
S K	0.64	0.7	24.12
V K	0.74	0.51	32.31
CrK	2.26	1.53	11.97
FeK	72.51	45.66	2.29



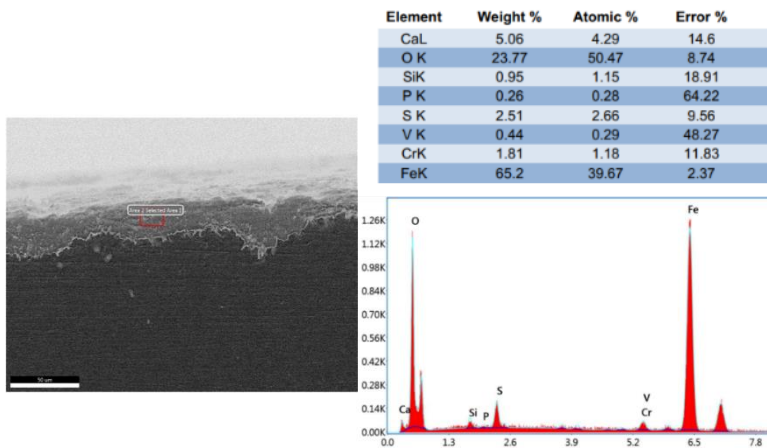
Gambar 4. 16 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida C9 Bagian Luar

Dari hasil pengamatan tube F 10, ditemukan adanya lapisan oksida baik pada sisi dalam maupun luar dari tube (gambar 4.16). Gambar sebelah atas merupakan gambar lapisan oksida pada sisi luar dari tube (*flue gas side*) sedangkan gambar sebelah bawah adalah gambar lapisan oksida pada sisi dalam tube (*steam side*). Ketebalan lapisan oksida pada sisi dalam lebih tebal daripada sisi luar. Rata rata ketebalan oksida sisi luar adalah 19.18 μm sedangkan pada sisi dalam adalah 42.8 μm .



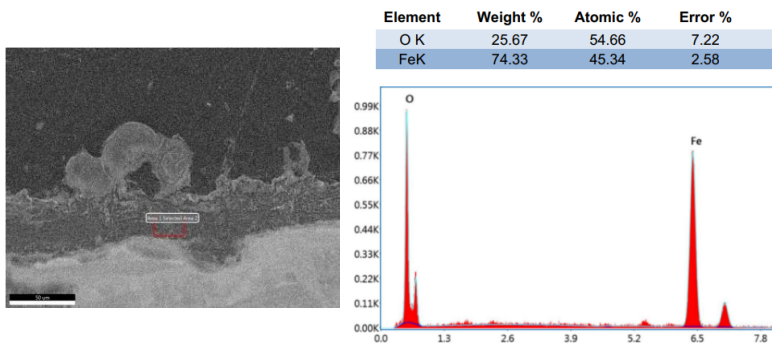
Gambar 4. 17 Pengamatan Lapisan Oksida pada Tube F10

Dari hasil EDS tube F10 sisi luar, ditemukan unsur besi dan oksigen dalam jumlah besar. Sedangkan unsur lain berupa *silicon*, fosfor, kalsium, dan *sulfur* ditemukan dalam jumlah kecil. Unsur-unsur tersebut merupakan unsur hasil sisa pembakaran yang terbawa oleh *flue gas* dan mengendap di permukaan tube. Unsur kalsium dan *sulfur* pada tabel memiliki nilai yang lebih besar dari pada unsur yang lainnya, dimana kedua unsur ini dapat mempercepat terjadinya oksidasi jika jumlahnya cukup signifikan. Unsur lain berupa *chromium* dan *vanadium* juga ditemukan karena kedua unsur ini merupakan bagian dari unsur penyusun material.



Gambar 4. 18 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida F10 Bagian Luar

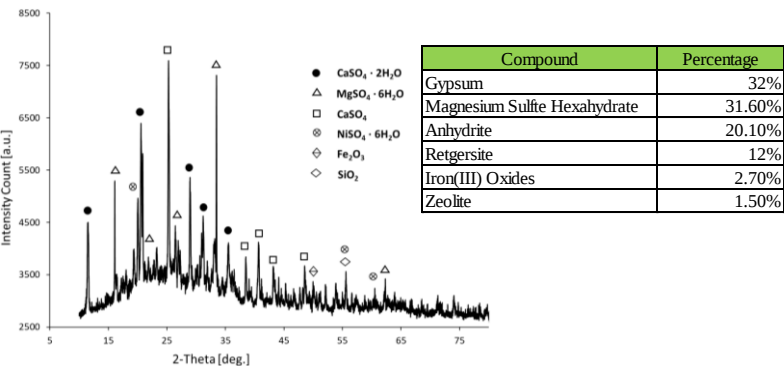
Analisa SEM-EDS dari lapisan oksida bagian dalam dari tube, menunjukkan bahwa lapisan oksida didominasi oleh unsur besi(Fe) dan juga oksigen(O). Tidak ditemukan unsur lain pada lapisan oksida bagian dalam dari tube ini sehingga dapat dikatakan fluida yang mengalir di dalam tube memiliki kondisi yang cukup baik karena tidak adanya unsur pengotor (impurities).



Gambar 4. 19 Analisa SEM-EDS Lapisan Oksida F10 Bagian Dalam

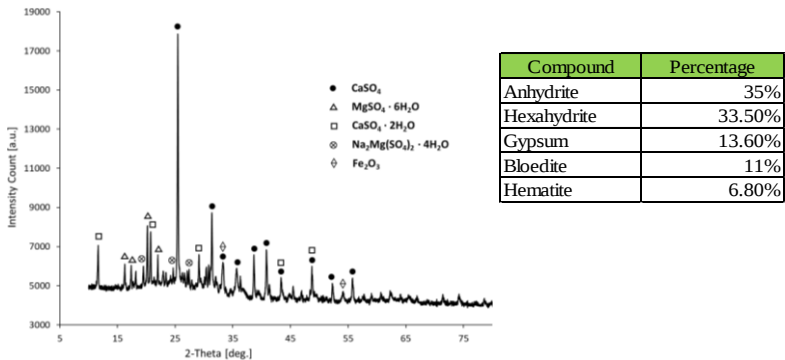
4.8 Pengujian XRD

Pengujian bubuk kerak dengan metode XRD dilakukan untuk mengetahui senyawa yang terdapat pada kerak yang menempel di permukaan luar tube. Kerak yang menempel di permukaan luar tube, dibersihkan lalu dikumpulkan dan selanjutnya di lakukan analisa. Hasil analisa XRD kedua tube dapat dilihat di bawah ini:



Gambar 4. 20 Hasil Analisa XRD Kerak pada Tube C9

Pada tube C9, analisa XRD menunjukkan adanya beberapa senyawa, diantaranya *Anhydrite*, *Iron(III) Oxide*, *Magnesium Sulfate Hexahydrate*, *Zeolite*, *Retgersite*, dan *Gypsum*. Senyawa yang dominan jumlahnya adalah *Gypsum* ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) sebesar 32%, *Magnesium Sulfate Hexahydrate* ($\text{MgSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) sebesar 31,6%, dan *Anhydrite* (CaSO_4) sebesar 20,1%. Sedangkan unsur yang lain dengan persentase di bawah 15% yaitu *Retgersite* ($\text{NiSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), *Zeolite* (SiO_2) dan *Iron(III) Oxide* (Fe_2O_3). Senyawa yang dominan juga sama dengan tube F10, di dominasi oleh beberapa unsur (Mg, Ca, S, Na) yang merupakan unsur hasil pembakaran batu bara.



Gambar 4. 21 Hasil Analisa XRD Kerak pada Tube F10

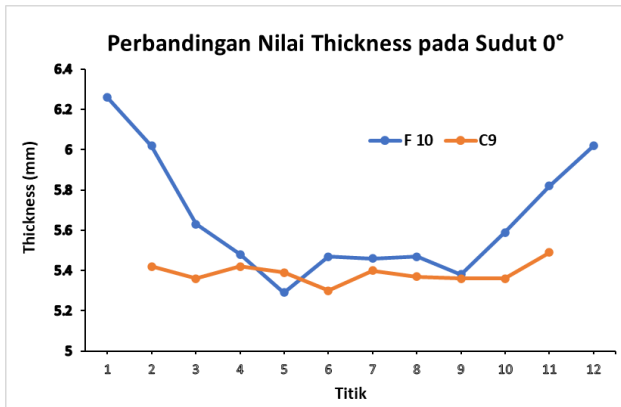
Hasil analisa XRD pada tube F10 di dapatkan beberapa senyawa, yaitu *Anhydrite*, *Hexahydrate*, *Gypsum*, *Bloedite*, dan *Hematite*. *Anhydrite* (CaSO_4) dan *Hexahydrate* ($\text{MgSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) terdapat dalam jumlah besar yaitu sebesar 35% dan juga 33,5%. *Gypsum* ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) dan *Bloedite* ($\text{Na}_2\text{Mg}(\text{SO}_4)_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$) juga memiliki persentase yang cukup tinggi yaitu 13,6% dan 11,1%. Unsur-unsur yang terdapat pada senyawa-senyawa tersebut (Mg, Ca, S, Na) merupakan unsur yang terdapat pada bahan bakar yang digunakan. Sehingga dapat dikatakan bahwa kerak yang timbul merupakan hasil pengendapan bahan bahan sisa pembakaran bahan bakar. Sedangkan untuk produk hasil korosi berupa hematit (Fe_2O_3) hanya sebesar 6,8%.

4.9 Pembahasan

Hasil pengukuran ultrasonic dari kedua tube menunjukkan tren yang sama. Yaitu penipisan terjadi pada sisi *extrados* dari tube. Nilai ketebalan minimum untuk C9 adalah 5,3 mm sedangkan F10 adalah 5,29 mm. Namun, terdapat perbedaan antara hasil *assessment* pihak pembangkit dengan pengujian *ultrasonic* hasil analisa. Pada hasil pengujian *ultrasonic*, nilai ketebalan dari tube masih di atas batas toleransi dimana batas toleransi adalah 5,1 mm. Dari hasil pengujian ultrasonic seharusnya tube masih bisa di gunakan dan tidak perlu dilakukan penggantian (*retubing*).

Perbedaan hasil pengukuran ini dapat disebabkan oleh prosedur pengukuran pada saat *assessment* yang kurang sesuai.

Perbandingan ketebalan pada sudut 0° dari kedua tube menunjukkan bahwa pada tube C9 mengalami penipisan yang lebih dominan daripada tube F10. Pada tube C9, nilai ketebalan tube cenderung merata sepanjang 0° . Sedangkan pada tube F10, nilai *thickness* terkecil hanya terdapat pada titik tertentu. Hal tersebut dikarenakan pada tube F10 terdapat instalasi *shield* untuk melindungi tube dari erosi akibat *fly ash*.



Gambar 4. 22 Perbandingan Nilai *Thickness* pada Sudut 0°

Hasil pengamatan makroskopis dari tube C9 menunjukkan tidak adanya deposit yang cukup signifikan. Pada bend tube, terdapat area yang berwarna lebih gelap dan seperti indikasi terkikis halus. Hal tersebut mengindikasikan adanya erosi akibat partikel *fly ash*. Mekanisme erosi akibat *fly ash* disebabkan karena partikel *fly ash* yang terbawa oleh *flue gas* mengikis tube dengan kecepatan tinggi. Dari skema boiler, tube C9 juga terletak pada jalur langsung aliran *flue gas* dan tidak terlindungi oleh *erosion shield*. Selain itu, partikel abrasif juga ditemukan pada deposit di tube C9. Salah satu partikel abrasif yang ditemukan pada analisa XRD yaitu unsur Silicon (Si) pada senyawa Zeolite (SiO_2).

Pengamatan lapisan oksida dari tube C9 menunjukkan adanya lapisan oksida pada kedua sisi tube, namun ketebalan lapisan oksida lebih tebal pada sisi luar dari tube. Adanya lapisan oksida yang tebal pada sisi luar ini merupakan hasil interaksi antara partikel batu bara dengan material tube pada kondisi temperatur tinggi (Port, Herro and Robert, 1991). Unsur-unsur pada batubara dapat mempercepat terjadinya korosi pada temperature tinggi dan menambah ketebalan dari lapisan oksida. Salah satu unsur korosif yang ditemukan pada analisa EDS yaitu *sulfur*. Ketika lapisan oksida semakin tebal, maka perpindahan panas dari tube ke lingkungan kurang maksimal sehingga menyebabkan terjadinya kenaikan temperature. Kenaikan temperature ini dapat mempercepat terjadinya *high temperature corrosion* dan membuat ketebalan dari tube berkurang. Dari penjelasan tersebut, dapat disimpulkan bahwa, semakin tebal lapisan oksida maka penipisan akan lebih dominan terjadi. Pengamatan lapisan oksida dari tube C9 menunjukkan nilai ketebalan lapisan oksida pada sisi luar memiliki nilai yang lebih besar dari pada sisi dalam. Hal ini menunjukkan penipisan dari tube C9 lebih dominan dari sisi luar. Dari analisa yang dilakukan, dapat disimpulkan bahwa tube C9 mengalami penipisan yang dominan dari sisi luar akibat kombinasi dari *fly ash erosion* dan juga *high temperature corrosion*.

Hasil analisa menunjukkan pada tube F10 ditemukan adanya deposit yang cukup tebal pada area bend tube. Deposit yang ditemukan terlihat seperti kerak dan berwarna terang. Pada analisa XRD, diketahui bahwa kerak tersebut didominasi oleh unsur unsur hasil pembakaran batu bara seperti Magnesium, Kalsium, Silicon, dan juga Natrium.

Dari hasil pengamatan lapisan oksida dengan metode SEM-EDS, didapatkan nilai ketebalan rata-rata lapisan oksida bagian luar dari tube F10 lebih kecil dari ketebalan oksida bagian dalam. Seperti pembahasan sebelumnya pada tube C9, semakin tebal lapisan oksida maka penipisan akan lebih dominan terjadi. Hal ini menunjukkan bahwa penipisan dari tube F10 ini lebih dominan terjadi pada bagian dalam dari tube. Penipisan terjadi akibat adanya

unsur oksigen (O) dalam fluida yang berinteraksi dengan unsur besi (Fe) dalam material pada temperatur tinggi. Interaksi antara kedua unsur ini akan menghasilkan lapisan oksida yang dapat menyebabkan kenaikan temperatur dari tube. Kenaikan temperatur dari tube dapat mempercepat terjadinya oksidasi dan menyebabkan penipisan ketebalan dari tube.

BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan, maka hasil dari penelitian ini dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Berdasarkan pengukuran *ultrasonic*, penipisan dari kedua tube terjadi pada sisi *extrados* dari tube.
2. Nilai ketebalan terendah yaitu 5,32 mm untuk tube C9 dan 5,29 mm untuk tube F10. Nilai ketebalan dari kedua tube masih di atas batas minimum ketebalan, yaitu 5,10 mm.
3. Penipisan tube C9 lebih dominan dari sisi luar dengan mekanisme penipisan berupa kombinasi antara *fly ash erosion* dan *high temperature corrosion*
4. Penipisan tube F10 lebih dominan dari sisi dalam dengan mekanisme penipisan berupa *general corrosion*.
5. Penipisan dari tube C9 lebih dominan dari tube F10 karena tube C9 tidak dilengkapi *shield* pelindung dari erosi.

5.2 Saran

Dari penelitian yang telah dilakukan, terdapat beberapa saran agar kegagalan atau penipisan pada primary superheater dapat dicegah, yaitu:

1. Melakukan pembersihan deposit yang menempel dipermukaan tube secara berkala.
2. Melapisi (*coating*) pipa dengan lapisan anti korosi untuk mencegah oksidasi terjadi.
3. Memasang pelindung (*shield*) pada bend tube yang terpapar langsung oleh *flue gas* untuk mencegah erosi.
4. Melakukan pencampuran (*blending*) dan perlakuan (*treatment*) bahan bakar batu bara untuk mengurangi partikel erosif dan korosif pada *fly-ash*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

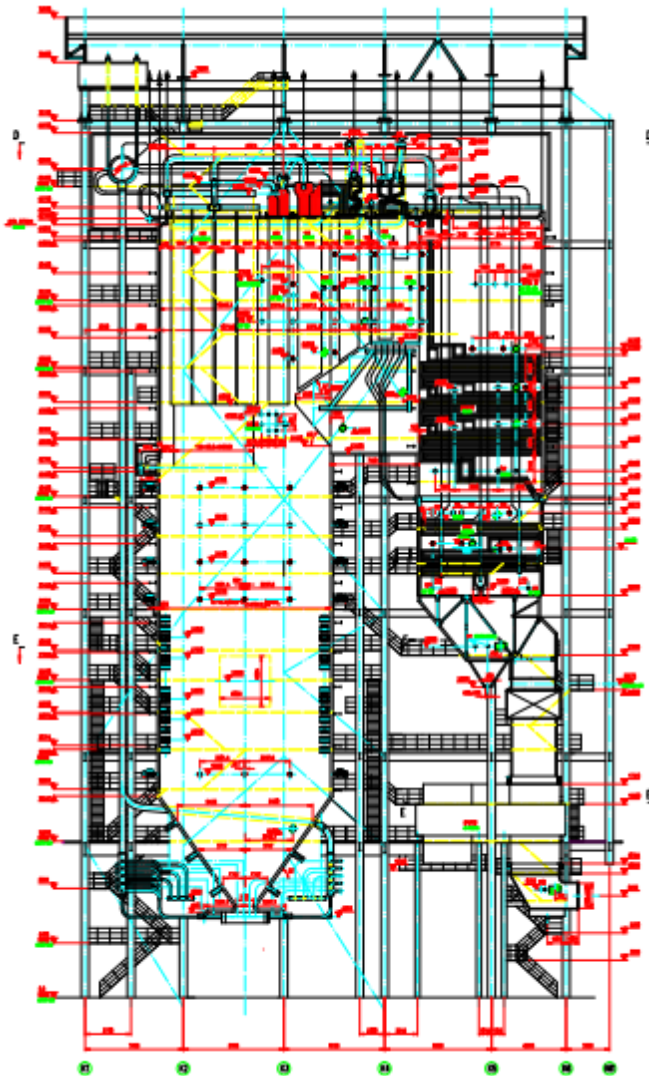
Daftar Pustaka

1. Basu, Prabir dkk. 2000. *"Boilers and Burners. Design and Theory"*. New York: Springer Science
2. Begum, Sahida dkk. 2013. *"Wall Thinning and Creep Damage Analysis in Boiler Tube and Optimization of Operating Conditions"*. Journal of Mechatronics Vol. 1, 1–6, 2013
3. Callister, Jr, William D. 2007. *Material Science and Engineering*. United States of America: John Wiley & Inc
4. Dongfang Boiler Group Co. Ltd. 2008. *"96M-SM Labuan Boiler Specification."* China: Dongfang Electric Co. Ltd
5. Gupta, Gagan Kumar dkk. 2017. *"Critical Failure Analysis of Superheater Tubes of Coal-Based Boiler"*. Journal of Mechanical Engineering 63(2017)5, 287-299
6. Kakac, Sadik. 1991. *"Boilers, Evaporators, and Condensers"*. New Jersey: John Willey & Sons, Inc
7. Kapayeva, Sarken D dkk. 2017. *"Remaining Life Assessment for Boiler Tubes Affected by Combined Effect of Wall Thinning and Overheating"*. Journal of Vibroengineering, Vol. 19, Issue 8, 2017, p. 5892-5907.
8. Makhlof, Abdel S.H dkk. 2016. *"Handbook of Materials Failure Analysis With Case Studies from the Chemicals, Concrete, and Power Industries"*. United Kingdom: Elsevier Ltd.
9. Muhajir, Habib dkk. 2017. *"Remaining Life Assessment of Superheater Tube in Boiler of Coal Fired Power Plant"*. The 2nd International Joint Conference on Advanced Engineering and Technology (IJCAET 2017) and International Symposium on Advanced Mechanical and Power Engineering (ISAMPE 2017)
10. Nusa, M.N. Setia dkk. 2016. *"Boiler Pipe Thinning due to Corrosive Element of Water"*. Peneliti Bidang Pengujian Material Balai Besar Teknologi Kekuatan dan Struktur-BPP Teknologi

11. Port, Robert D dkk. 1991. "*The Nalco Guide to Boiler Failure Analysis*". New York : McGraw-Hill, Inc
12. Rayaprolu, Kumar. 2009. "*Boilers for Power and Process*". Florida: CRC Press Taylor & Francis Group.
13. Yudiartono, dkk. 2018. "*Outlook Energi Indonesia 2018*". Jakarta: Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT).

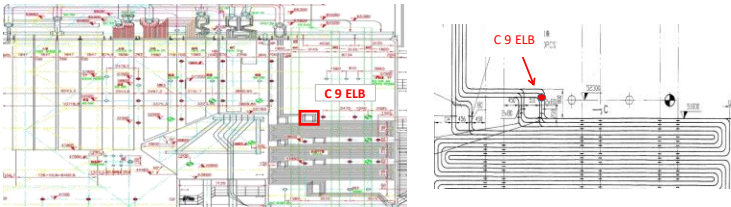
LAMPIRAN

1. Gambar Teknik Boiler



3. Data Assesment Pengukuran Elbow C9 dan F10

LOKASI : COLD SUPERHEATER
POSISI : C 9 ELB



No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
1	5.11	4.93	4.94
2	5.19	5.16	5.13
3	5.29	5.28	5.33
4	5.05	5.00	4.98
5	5.52	5.33	5.30
6	5.01	4.91	4.93
7	5.20	5.11	5.17
8	5.04	4.99	5.02
9	5.59	5.81	5.64
10	5.49	5.30	5.54
11	5.35	5.39	5.33
12	5.17	5.26	5.21
13	5.37	5.49	5.63
14	5.22	5.32	5.22
15	5.39	5.55	5.38
16	5.25	5.36	5.24
17	5.01	4.97	4.91
18	5.33	5.24	5.31
19	5.22	5.37	5.24
20	5.29	5.31	5.41
21	5.14	5.12	5.07
22	5.31	4.95	5.09
23	4.95	4.70	4.69
24	4.63	4.87	4.88
25	5.13	5.10	5.09
26	5.22	5.28	5.28

No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
27	5.15	5.28	5.16
28	5.07	5.06	4.99
29	5.07	5.10	5.09
30	4.97	5.29	5.26
31	5.26	5.16	5.25
32	5.11	5.17	5.17
33	5.00	5.07	5.00
34	5.32	5.34	5.35
35	5.25	5.30	5.25
36	5.20	5.11	5.09
37	5.28	5.19	5.20
38	5.22	5.32	5.36
39	5.43	5.35	5.41
40	5.13	5.22	5.17
41	5.08	5.13	5.23
42	5.31	5.30	5.32
43	5.13	5.09	5.04
44	4.95	4.89	4.92
45	5.31	5.35	5.25
46	4.85	4.96	4.91
47	5.11	5.18	5.17
48	5.25	5.19	5.18
49	5.09	5.05	5.07
50	4.70	4.71	4.75
51	4.90	4.89	4.94
52	4.87	4.85	4.85

No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
53	4.77	4.79	4.77
54	4.79	4.76	4.75
55	5.01	4.97	4.94
56	5.16	5.15	5.11
57	5.08	5.00	4.94
58	5.15	5.21	5.13
59	5.13	5.22	5.24
60	4.95	4.91	4.95
61	4.93	4.91	4.98
62	4.92	4.74	4.82
63	4.88	4.90	5.01
64	5.17	5.11	5.22
65	5.26	5.27	5.26
66	5.18	5.20	5.19
67	5.04	5.04	4.95
68	5.16	5.02	4.97
69	5.08	4.91	4.99
70	5.09	5.15	5.16
71	5.33	5.32	5.35
72	5.10	5.28	5.29
73	5.22	5.32	5.22
74	5.04	5.04	5.14
75	5.28	5.16	5.13
76	5.21	5.06	5.23
77	5.36	5.30	5.34
78	5.14	5.24	5.37

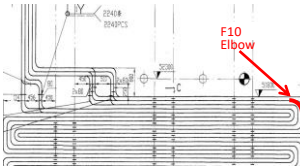
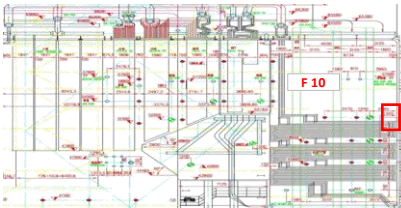
Design : Design Thickness : 6.00 mm Minimal Thickness : 5.10 mm OD design : 57.10 mm Spesifikasi material : SA 210C Hasil Pengukuran : Min. Thickness Tube : 4.69 mm Maks. Thickness Tube : 5.81 mm OD pada min. thickness : 58.22 / 54.39 mm	Spesifikasi Alat : Nama : Thickness Gauge Merk : GE INSPECTION TECH Type : DMSE Probe : DA 501/500495/53104/5 MHZ	Catatan : - No. Row dihitng dari Unit 1 ke Unit 2 -Pengambilan data pada pipa ke 2 : Thickness min. ukur : Thickness dibawah MWT
---	--	---

Remarks :
Terdapat banyak temuan thickness di bawah MWT

Accepted by : Site-Co Assessment Date : 13-Jul-19 Signature : Farid Dwinantoro	Approved by : Date : 13-Jul-19 Signature : Afri Septandry	Inspected by : Technician UJH Date : 13-Jul-19 Signature : Fady Brian W.
--	---	--

LOKASI : COLD SUPERHEATER

POSISI : F 10 ELBOW



No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
1	5.21	5.20	5.25
2	5.05	4.94	5.10
3	5.12	4.90	4.88
4	5.18	5.06	5.19
5	5.09	4.80	4.86
6	4.97	5.02	5.10
7	5.25	5.18	5.31
8	4.64	4.53	4.56
9	4.85	4.85	5.00
10	4.93	4.91	4.86
11	4.92	4.93	4.95
12	5.32	5.41	5.46
13	4.67	4.55	4.74
14	4.82	4.91	4.93
15	4.86	4.80	4.93
16	4.65	4.74	4.81
17	4.91	4.95	4.96
18	4.76	4.73	4.72
19	4.65	4.49	4.66
20	4.80	4.86	4.77
21	5.29	5.17	5.32
22	4.74	4.95	4.75
23	4.79	4.65	4.67
24	4.87	4.94	5.07
25	4.82	4.92	4.91
26	4.72	4.79	4.66

No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
27	4.73	4.80	4.79
28	4.85	4.92	4.85
29	4.84	4.94	4.84
30	5.19	5.29	5.26
31	4.97	5.12	5.32
32	5.10	5.06	5.02
33	5.14	5.19	5.19
34	4.74	4.88	4.81
35	4.88	4.88	4.95
36	4.76	4.80	4.75
37	4.97	5.14	5.04
38	5.27	5.14	5.03
39	4.92	4.98	4.94
40	5.02	4.88	4.74
41	5.15	5.20	5.12
42	4.78	4.79	4.78
43	5.16	5.19	5.18
44	5.45	5.33	5.23
45	5.30	5.35	5.18
46	5.21	4.80	4.76
47	4.80	4.71	4.90
48	5.11	4.86	5.03
49	5.14	5.06	4.96
50	4.98	5.20	5.38
51	4.85	4.76	4.80
52	5.33	5.19	5.17

No. Row	Tebal Pipa (mm)		
	Kiri	Tengah	Kanan
53	4.90	4.92	4.82
54	4.91	4.84	4.93
55	5.11	5.25	5.16
56	5.06	5.05	5.05
57	5.07	4.99	5.12
58	5.01	4.82	4.81
59	5.31	5.34	5.43
60	5.37	5.44	5.31
61	5.04	5.12	5.08
62	4.77	4.85	4.88
63	4.93	4.94	5.01
64	4.82	4.85	5.16
65	4.74	4.66	4.75
66	4.90	4.93	5.02
67	5.30	5.27	4.93
68	4.99	4.98	5.03
69	5.03	5.15	5.14
70	4.72	4.74	4.84
71	5.06	5.22	5.01
72	4.97	5.01	4.96
73	4.85	5.16	5.00
74	4.99	4.95	5.09
75	4.82	4.91	4.88
76	4.83	4.92	5.01
77	4.81	4.90	4.96
78	5.00	4.90	4.96

Design :

Design Thickness : 6.00 mm
 Minimal Thickness : 5.10 mm
 OD design : 57.1 mm
 Spesifikasi material : SA 210 C

Hasil Pengukuran :

Min. Thickness : 4.49 mm
 Maks. Thickness Tube : 5.46 mm
 OD pada min. thickness : 58,80 / 53,32 mm

Spesifikasi Alat :

Nama : Thickness Gauge
 Merk : GE INSPECTION TECH
 Type : DM5E
 Probe : DA 501/500495/53104/5 MHZ

Catatan :

- No. Row dihitung dari Unit 1 ke Unit 2
 - Pengambilan data pada tube ke 2
 : Thickness min. ukur
 : Thickness dibawah MWT

Remarks :

Terdapat banyak temuan thickness di bawah MWT

Accepted by : Site-Co Assessment

Date : 13-Jul-19

Signature :

Farid Dwinantoro

Approved by :

Date : 13-Jul-19

Project Leader

Signature :

Afri Septiandry

Inspected by : Technician UJH

Date : 13-Jul-19

Signature :

Fady Brian W.

4. Hasil Pengujian Spektro

LAPORAN HASIL PENGUJIAN <i>REPORT ON THE TEST RESULT</i>			
Nomor Number		: 1001 /PL19/BJP/2019	
PELANGGAN / Customer			
1.	Nama Name	FAIZAL RAMADHAN	
2.	Alamat Address	Teknik Mesin ITS, Kampus ITS Sukolilo Surabaya	
BENDA UJI / Test Specimen			
1.	Tanggal Diterima Date of Received	: 28 Agustus 2019	
2.	Spesimen Uji Test Specimen	: Diameter 2"x15mm – AS RECEIVED	
3.	Identifikasi Material Identification of Material	: BOILER TUBE Cr Mo G	
4.	Proses Las /Posisi Las/Juru Las Weld Process Position Welder	: -	
5.	Proyek Project	: -	
PENGUJIAN / Testing			
1.	Tanggal Pengujian Date of Testing	: 28 Agustus 2019	
2.	Lokasi Pengujian Location of Testing	: Lab. Uji Bahan PPNS, Kampus ITS Sukolilo, Surabaya	
3.	Jenis Pengujian Type of Testing	: Chemical Composition Test	
4.	Kondisi Lingkungan Environmental Condition	: Suhu 25.4°C	
5.	Acuan Reference	: -	
ALAT / Equipment			
1.	Nama Name	Optical Emission Spectroscope	-
2.	Tipe/Model Type/Model	Foundry Master Pro	-
3.	Kapasitas Capacity	Global	-
4.	Merek/Buatan Manufacturer	Oxford Instrument / Germany	-
5.	Nomor Seri Serial Number	44P0070	-
6.	Nilai Ketidakpastian Number of uncertainty	-	-
7.	Keterelusuran Traceability	-	-
HASIL PENGUJIAN / Result of Testing		(Terlampir) (Attached)	
DITERBITKAN TANGGAL Date of Issue		30 Agustus 2019	

LAMPIRAN HASIL PENGUJIAN
ATTACHMENT OF THE TEST RESULT

Nomor Number	:	1001 /PL19/BJP/2019
-----------------	---	---------------------

No. SPK. 21-VIII/PL19/BJP/2019

F08-LUB-PPNS

PENGUJIAN KOMPOSISI KIMIA / CHEMICAL COMPOSITION TEST

No.	Unsur	Fe	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
1	Nilai	97.1	0.132	0.263	0.493	0.0068	< 0.0050	0.851	0.455
	Unsur	Ni	Al	Co	Cu	Nb	Ti	V	W
	Nilai	0.0554	0.0274	0.0068	0.596	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050
	Unsur	Pb							
	Nilai	0.0054							
	Unsur								
	Nilai								
	Unsur								
	Nilai								
	Unsur								
	Nilai								

OPTICAL EMISSION SPECTROSCOPY RESULT

Tanggal : 8/28/2019

Penandaan : -

No. SPK : 21-VIII/PL19/BJP/2019

Material : BOILER TUBE Cr Mo G

Pelanggan : FAIZAL RAMADHAN / T. MESIN ITS

Dimensi : DIA. 2"x15mm - AS RECEIVED

Kepala Lab. : M. THORIQ W., ST., MM.

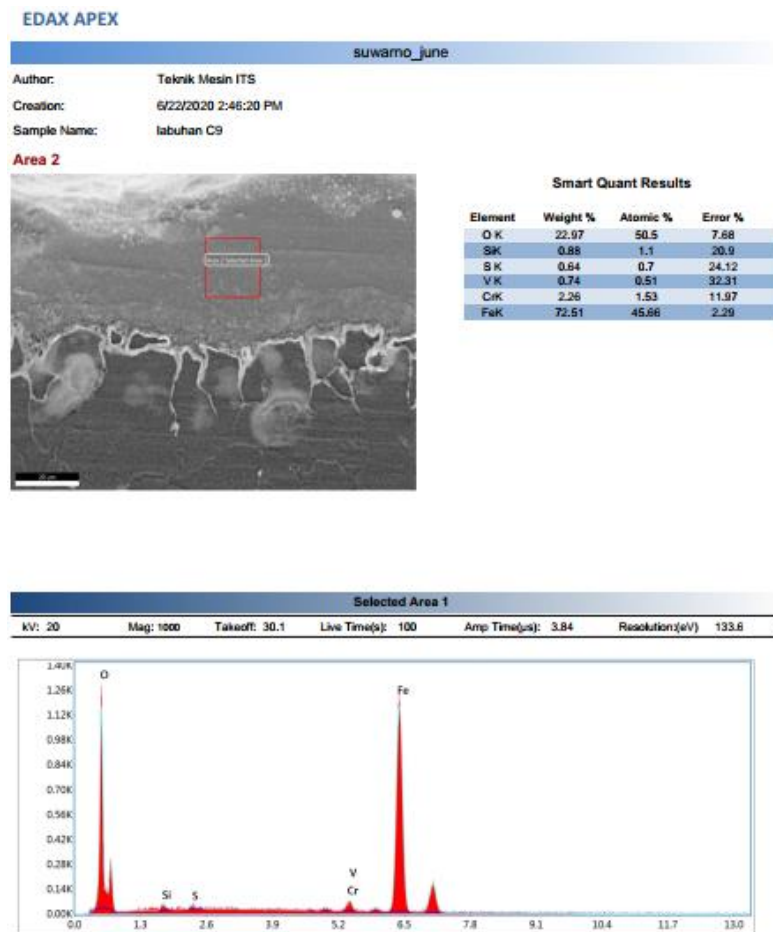
Heat No. : -

Program : FE_000

Keterangan : -

	Fe	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo
1	97.0	0.139	0.253	0.496	0.0068	< 0.0050	0.843	0.444
2	96.9	0.136	0.270	0.495	0.0073	< 0.0050	0.854	0.476
3	97.3	0.122	0.265	0.488	0.0065	< 0.0050	0.855	0.444
Ave	97.1	0.132	0.263	0.493	0.0068	< 0.0050	0.851	0.455
	Ni	Al	Co	Cu	Nb	Ti	V	W
1	0.0581	0.0643	0.0071	0.632	0.0070	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050
2	0.0496	0.0096	0.0068	0.775	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050
3	0.0583	0.0083	0.0065	0.382	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050
Ave	0.0554	0.0274	0.0068	0.596	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050	< 0.0050
	Pb							
1	0.0120							
2	< 0.0050							
3	< 0.0050							
Ave	0.0054							

5. Hasil Pengujian SEM-EDS

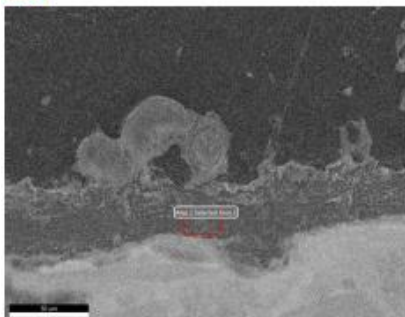


EDAX APEX

suwarno_june

Author: Teknik Mesin ITS
 Creation: 6/22/2020 1:24:14 PM
 Sample Name: labuhan

Area 1

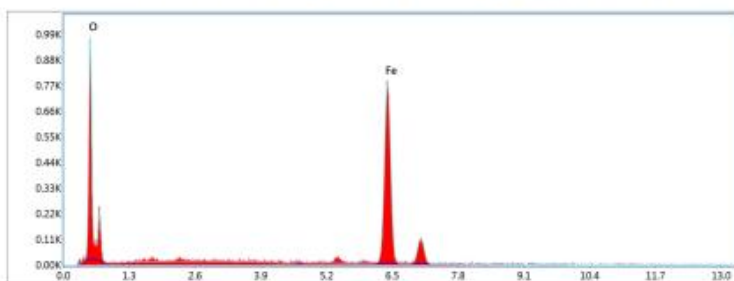


Smart Quant Results

Element	Weight %	Atomic %	Error %
O K	25.67	54.66	7.22
FeK	74.33	45.34	2.58

Selected Area 2

kV: 20 Mag: 500 Takeoff: 30.1 Live Time(s): 100 Amp Time(μs): 3.84 Resolution(eV): 133.6

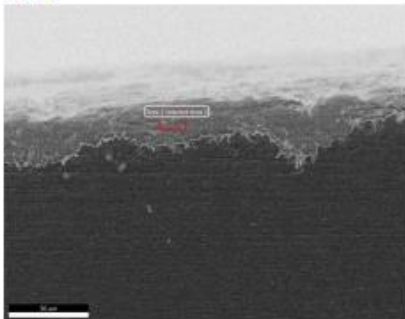


EDAX APEX

suwamo_june

Author: Teknik Mesin ITS
 Creation: 6/22/2020 1:36:02 PM
 Sample Name: labuhan

Area 2

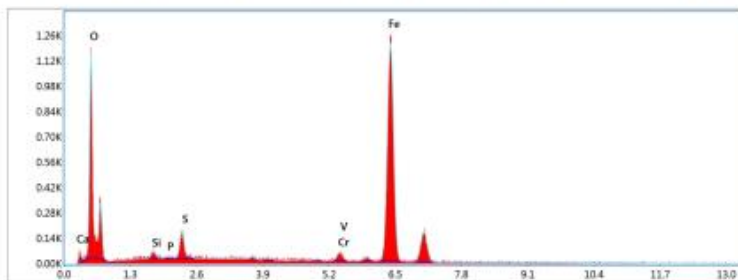


Smart Quant Results

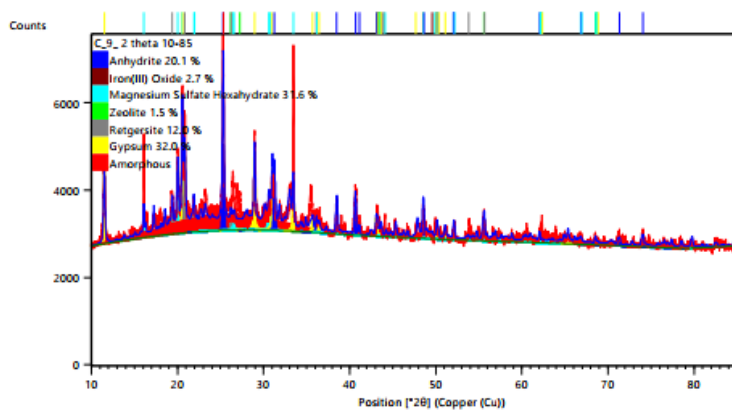
Element	Weight %	Atomic %	Error %
CaL	5.06	4.29	14.6
O K	23.77	50.47	8.74
SiK	0.95	1.15	18.91
P K	0.26	0.28	84.22
S K	2.51	2.66	9.56
V K	0.44	0.29	48.27
CrK	1.81	1.18	11.83
FeK	65.2	39.67	2.37

Selected Area 1

kV: 20 Mag: 500 Takeoff: 30.1 Live Time(s): 100 Amp Time(μs): 3.84 Resolution(eV): 133.6



6. Hasil Pengujian XRD



Gambar (5). XRD pattern sampel C.9

Tabel 9. Peak list sampel C.9

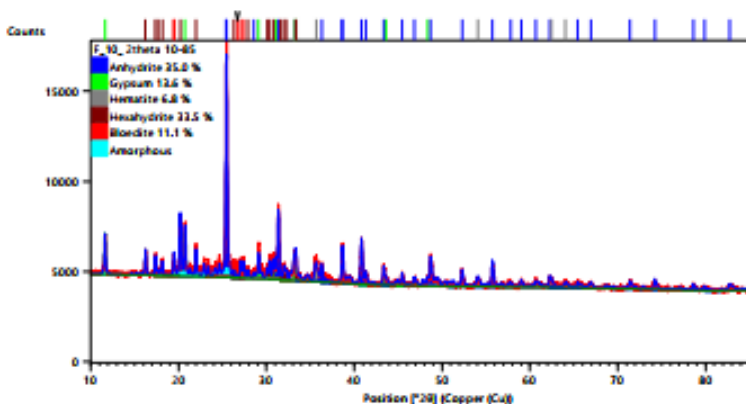
Pos. [°2θ]	Height [cts]	FWHM Left [°2θ]	d-spacing [Å]	Rel. Int. [%]
11.5055	1883.98	0.2034	7.68487	74.65
16.0913	671.04	0.1574	5.50363	26.59
19.4022	572.15	0.2013	4.57128	22.67
20.0486	1471.34	0.1855	4.42533	58.30
20.5548	296.98	0.1893	4.31749	11.77
20.5860	2523.76	0.2034	4.31100	100.00
20.8584	1761.88	0.2013	4.25532	69.81

21.9148	604.47	0.1996	4.03232	23.95
21.9806	0.07	0.2001	4.04054	0.00
25.2917	1953.32	0.2033	3.51856	77.40
25.3230	370.00	14.1421	3.51429	14.66
25.3250	1956.62	0.2033	3.51402	77.53
26.1756	94.86	0.1000	3.40172	3.76
26.2196	149.98	0.2013	3.39611	5.94
26.5113	40.40	0.2362	3.35940	1.60
26.5317	145.27	0.2363	3.35687	5.76
27.2697	1.98	0.1000	3.26767	0.08
28.9638	1790.21	0.2034	3.08008	70.93
30.6071	359.53	0.2705	2.91855	14.25
30.6120	110.59	0.2706	2.91808	4.38
30.7235	280.27	0.2715	2.90775	11.11
31.0285	1421.19	0.2034	2.87986	56.31
31.2666	1165.04	0.2074	2.85847	46.16
33.4530	8.16	0.2953	2.67648	0.32
33.4581	1162.46	0.2034	2.67608	46.06
35.6987	301.83	0.2034	2.51308	11.96
36.1374	0.14	0.2013	2.48358	0.01
36.1485	285.17	0.2094	2.48284	11.30
36.1699	29.22	0.3195	2.48142	1.16
36.4462	175.76	0.2034	2.46324	6.96
38.5118	631.87	0.2105	2.33574	25.04
40.6862	753.68	0.2115	2.21579	29.86
41.1338	221.49	0.2117	2.19270	8.78
43.0901	413.59	0.2034	2.09758	16.39
43.1344	2.63	0.2057	2.09552	0.10
43.1344	3.71	0.2057	2.09552	0.15
43.1990	3.85	0.2128	2.09254	0.15
43.2406	225.62	0.2128	2.09062	8.94
43.3207	79.51	0.2013	2.08695	3.15
43.3529	150.50	0.2034	2.08547	5.96
43.3810	2.23	0.3867	2.08418	0.09
43.4555	0.20	0.1000	2.08078	0.01
43.4808	17.91	0.1000	2.07963	0.71
43.5781	21.99	0.3886	2.07521	0.87
43.6377	148.12	0.2034	2.07252	5.87
43.6893	174.47	0.2034	2.07019	6.91
43.8135	2.29	0.2013	2.06461	0.09
43.9769	9.71	0.2013	2.05732	0.38
44.0217	0.08	0.1000	2.05532	0.00
44.1358	2.42	0.3940	2.05028	0.10
47.6661	31.14	0.2034	1.90634	1.23
48.5229	391.54	0.2034	1.87466	15.51
48.5599	56.94	0.4377	1.87332	2.26
48.5853	4.21	0.4379	1.87240	0.17
48.5913	2.85	0.4380	1.87218	0.11

48.6051	519.45	0.2159	1.87168	20.58
48.6565	7.12	0.2013	1.86982	0.28
48.5786	43.08	0.2057	1.83719	1.71
49.9230	7.82	0.4515	1.82531	0.31
50.0173	6.60	0.4524	1.82209	0.26
50.0550	7.26	0.4528	1.82081	0.29
50.0660	44.93	0.2013	1.82043	1.78
50.1159	1.68	0.4534	1.81874	0.07
50.1542	350.34	0.2034	1.81744	13.88
50.1588	0.26	0.4539	1.81728	0.01
50.2433	1.47	0.4547	1.81442	0.06
50.3061	5.58	0.2013	1.81231	0.22
50.3314	145.36	0.2034	1.81146	5.76
51.1015	264.13	0.2034	1.78595	10.47
52.0735	204.52	0.2181	1.75488	8.10
52.1458	195.03	0.2181	1.75261	7.73
52.1798	0.05	0.4747	1.75155	0.00
52.2097	99.89	0.2013	1.75062	3.96
53.8065	72.32	0.2013	1.70237	2.87
55.6165	14.07	0.1000	1.65118	0.56
55.6224	514.20	0.2205	1.65102	20.37
55.6562	62.93	0.2013	1.65010	2.49
55.6586	0.11	0.1000	1.65003	0.00
55.6597	4.74	0.5116	1.65000	0.19
62.0628	183.65	0.2256	1.49425	7.28
62.0713	16.41	0.2013	1.49407	0.65
62.0756	0.18	0.5832	1.49398	0.01
62.1244	0.04	0.5837	1.49292	0.00
62.1708	2.88	0.5843	1.49192	0.11
62.2236	2.99	0.5849	1.49078	0.12
62.3218	0.35	0.5860	1.48866	0.01
62.3828	4.33	0.2034	1.48736	0.17
66.8569	4.43	0.6399	1.39827	0.18
66.8592	26.83	0.2013	1.39823	1.06
66.8846	71.99	0.2299	1.39776	2.85
66.8934	9.17	0.1000	1.39759	0.36
66.9385	5.56	0.6409	1.39676	0.22
68.5399	0.58	0.6606	1.36798	0.02
68.5485	23.93	0.2315	1.36783	0.95
68.5557	139.73	0.2034	1.36770	5.54
68.6597	0.01	0.1000	1.36588	0.00
68.6993	1.23	0.6626	1.36519	0.05
68.7168	0.32	0.6628	1.36489	0.01
68.7248	8.49	0.2034	1.36475	0.34
68.8313	36.12	0.2034	1.36290	1.43
71.3442	157.34	0.2344	1.32094	6.23
74.0594	178.69	0.2374	1.27908	7.08

Tabel 10. Pattern list sampel C.9

Visible	Ref.Code	Score	Compound Name	Displ. [°2 θ]	Scale Fac.	Chem. Formula
*	98-001-6382	34	Anhydrite	0.000	0.558	Ca1 O4 S1
*	98-010-8905	13	Iron(III) Oxide	0.000	0.224	Fe2 O3
*	98-017-0744	23	Magnesium Sulfate Hexahydrate	0.000	0.279	H12 Mg1 O10 S1
*	98-017-0493	28	Zeolite	0.000	1.215	O2 Si1
*	98-003-9420	32	Retgersite	0.000	0.619	H12 Ni1 O10 S1
*	98-009-2369	22	Gypsum	0.000	0.372	H4 Ca1 O6 S1



Gambar [6]. XRD pattern sampel F.10

Tabel 11. Peak list sampel F.10

Pos. [°2 θ]	Height [cts]	FWHM Left [°2 θ]	d-spacing [Å]	Rel. Int. [%]
11.6330	1543.94	0.1731	7.60093	31.50
16.2433	984.97	0.1624	5.45179	20.10
17.3635	761.71	0.1622	5.10314	15.54
17.6978	204.37	0.1621	5.00749	4.17
18.1562	548.03	0.1621	4.88208	11.18
19.4316	511.44	0.1731	4.55980	10.43
19.4374	140.22	0.1619	4.55843	2.86
19.5284	343.25	0.1731	4.54202	7.00

20.1856	2148.14	0.1617	4.39560	43.83
20.7367	1719.06	0.1722	4.28001	35.07
21.9828	1062.25	0.1614	4.04013	21.67
25.4333	4901.36	0.1452	3.49930	100.00
25.4677	4737.41	0.1452	3.49465	96.66
25.4900	338.41	9.4868	3.49164	6.90
26.2776	259.75	0.1607	3.38875	5.30
26.6988	95.74	0.1727	3.33624	1.95
27.1006	599.61	0.1726	3.28768	12.23
27.3881	386.63	0.1726	3.25382	7.89
27.8768	308.57	0.1604	3.19788	6.30
28.5847	209.26	0.1458	3.12027	4.27
29.1153	1051.55	0.1725	3.06460	21.45
30.0944	197.50	0.1600	2.96708	4.03
30.3662	573.04	0.1599	2.94114	11.69
30.7935	750.35	0.1598	2.90130	15.31
31.1076	699.31	0.1727	2.87271	14.27
31.3628	2925.87	0.1464	2.84992	59.70
31.6019	90.79	0.1597	2.82890	1.85
32.0338	244.07	0.1596	2.79174	4.98
32.2664	336.50	0.1595	2.77214	6.87
33.1633	861.01	0.2999	2.69919	17.57
33.3182	5.55	0.1731	2.68699	0.11
33.3645	504.04	0.1731	2.68338	10.28
33.4065	234.85	0.1593	2.68010	4.79
35.6679	639.82	0.3051	2.51518	13.05
36.2987	694.62	0.1478	2.47291	14.17
38.6270	108.28	0.1485	2.32904	2.21
38.6507	1585.05	0.1485	2.32766	32.34
40.8217	1895.96	0.1493	2.20874	38.68
41.3287	563.81	0.1495	2.18282	11.50
43.3453	568.79	0.1503	2.08582	11.60
43.3501	240.59	0.1758	2.08560	4.91
43.6188	99.65	0.1759	2.07337	2.03
43.6230	81.64	0.1759	2.07318	1.67
45.4521	412.96	0.1512	1.99391	8.43
46.8361	294.18	0.1519	1.93816	6.00
48.3829	191.19	0.1780	1.87976	3.90
48.6905	1303.44	0.1528	1.86860	26.59
52.3087	463.30	0.1547	1.74754	9.45
54.0789	345.73	0.3557	1.69444	7.05
55.7371	1269.55	0.1568	1.64789	25.90
57.7944	200.77	0.1581	1.59403	4.10
57.7970	1.69	0.1532	1.59397	0.03
57.7972	1.66	0.1532	1.59396	0.03
59.0339	178.99	0.1590	1.56348	3.65
60.6884	232.33	0.1602	1.52476	4.74
62.2677	442.33	0.1614	1.48983	9.02

62.4824	210.93	0.3866	1.48322	4.30
64.0670	196.90	0.3931	1.43226	4.02
65.4380	78.22	0.1639	1.42311	1.60
65.4542	170.79	0.1639	1.42479	3.48
66.9707	166.94	0.1633	1.39617	3.41
71.4249	382.66	0.1695	1.31964	7.81
74.2408	408.98	0.1724	1.27640	8.34
78.6117	299.17	0.1774	1.21602	6.10
79.8924	180.33	0.1790	1.19972	3.68
82.7760	148.01	0.1828	1.16308	3.02

Tabel 12. Pattern list sampel F.10

Visible	Ref.Code	Score	Compound Name	Displ.["2θ]	Scale Fac.	Chem. Formula
*	98-000-1956	39	Anhydrite	0.000	0.838	Ca1 O4 S1
*	98-000-2057	29	Gypsum	0.000	0.213	H4 Ca1 O6 S1
*	98-002-4791	33	Hematite	0.000	0.116	Fe2 O3
*	98-001-6546	37	Hexahydrate	0.000	0.252	H12 Mg1 O10 S1
*	98-015-1453	22	Bloedite	0.000	0.104	H8 Mg1 Na2 O12 S2

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BIODATA PENULIS



Penulis dilahirkan di Banyuwangi pada tanggal 4 Februari 1996, merupakan anak ke 2 dari 3 bersaudara. Penulis telah menempuh Pendidikan di TK Dharma Wanita II Jajag, SD Negeri 1 Jajag, SMP Negeri 1 Cluring, dan SMA Negeri 1 Genteng. Setelah lulus dari SMA Negeri 1 Genteng, penulis mengikuti SBMPTN dan diterima di Departemen Teknik Mesin ITS pada tahun 2014 dengan NRP 02111440000118.

Selama berkuliah di Teknik Mesin ITS, penulis aktif dalam berbagai organisasi di dalam maupun di luar kampus. Penulis pernah menjabat sebagai Staff Departemen Pengembangan Profesi dan Ilmiah Mahasiswa HMM periode 2015-2016, Kepala Departemen Pengembangan Profesi dan Ilmiah Mahasiswa HMM periode 2016-2017, dan Staf Departemen Sosial dan Teknologi Paguyuban Beasiswa KSE ITS periode 2016-2017. Tidak hanya organisasi, penulis juga pernah menjadi Asisten Laboratorium Metalurgi dan juga Grader mata kuliah Kinematika Mekanisme. Beberapa program *internship* yang pernah diikuti penulis diantaranya adalah di PT Barata Indonesia dan PT Perikanan Nusantara Sorong. Penulis dapat dihubungi melalui email : framadhan721@gmail.com.