



TESIS - TM 185400

STUDI ANALISIS KERUSAKAN TUBE AREA WATERWALL BOILER AKIBAT HYDROGEN DAMAGE PADA PLTU BATUBARA

Agung Sidang Kustiawan
NRP. 02111750078020

Dosen Pembimbing
Dr. Bambang Arip Dwiyantoro, ST.M.Sc. PhD

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



TESIS - TM 185400

STUDI ANALISIS KERUSAKAN TUBE AREA WATERWALL BOILER AKIBAT HYDROGEN DAMAGE PADA PLTU BATUBARA

Agung Sidang Kustiawan
NRP. 02111750078020

Dosen Pembimbing
Dr. Bambang Arip Dwiyantoro, ST.M.Sc. PhD

Program Magister
Bidang Keahlian Manajemen Energi
Kerjasama PT. Indonesia Power
Departemen Teknik Mesin
Fakultas Tekonlogi Industri dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

Lembar Ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

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

di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:
AGUNG SIDANG KASTIAWAN
02111750078020

Tanggal Ujian: 17 Januari 2020
Periode Wisuda: Maret 2020

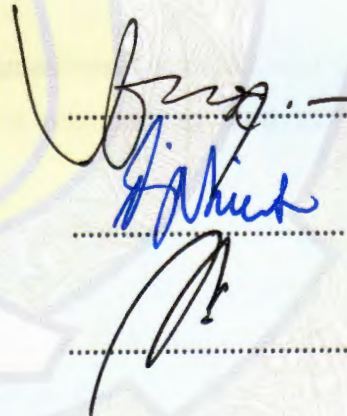
Disetujui oleh:
Pembimbing:

1. Bambang Arip D., S.T., MSc., Ph.D
NIP 197804012002121001




Penguji:

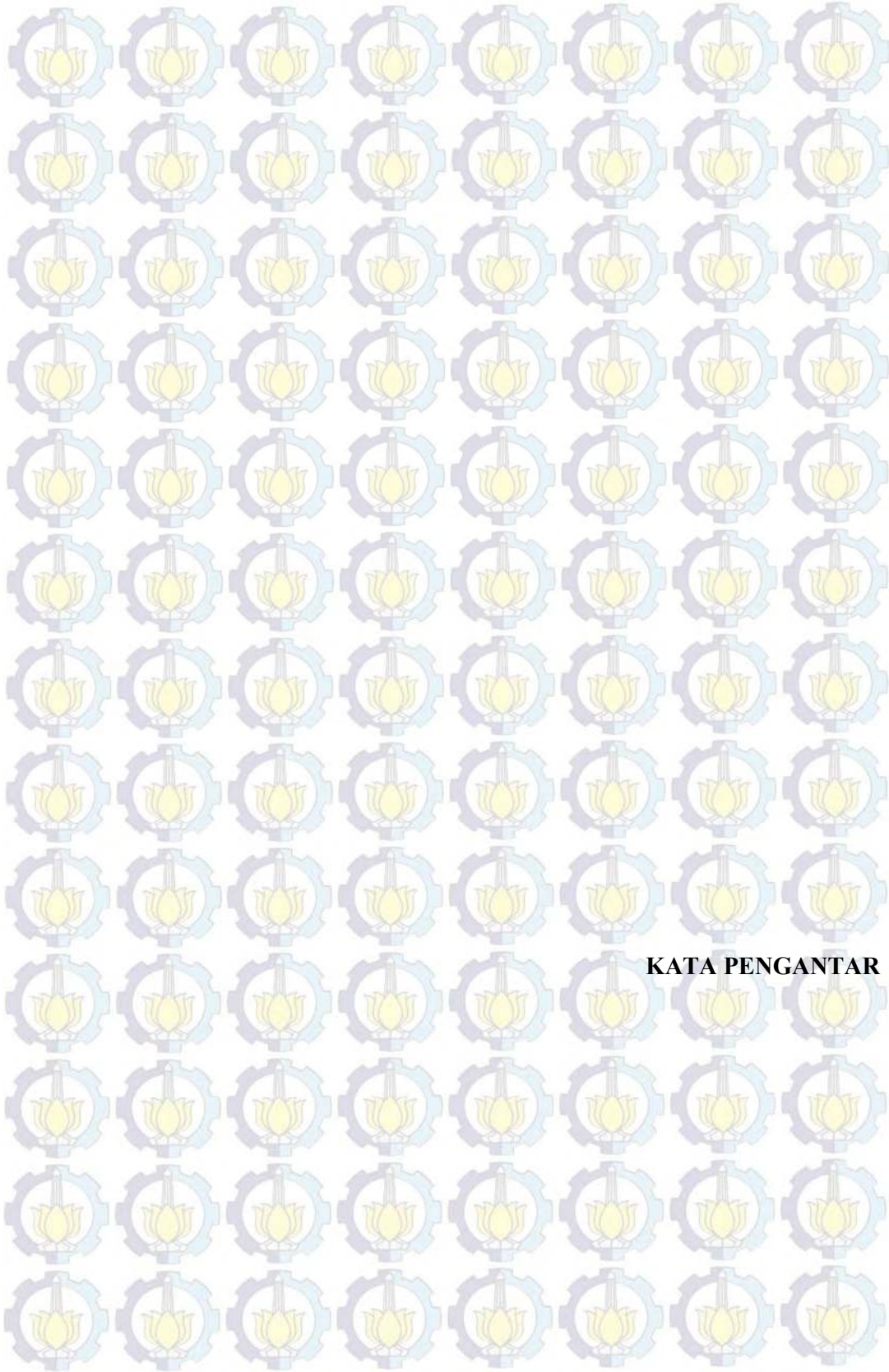
1. Dr. Ir. Budi Utomo Kukuh W., ME
NIP 197205241997021001
2. Prof. Dr. Ir. Djatmiko Ichsani, M.Eng
NIP 195908171987021002
3. Ary Bachtia K. P., S.T., M.T., Ph.D
NIP 197205241997021001



Kepala Departemen Teknik Mesin
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem




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



KATA PENGANTAR

KATA PENGANTAR

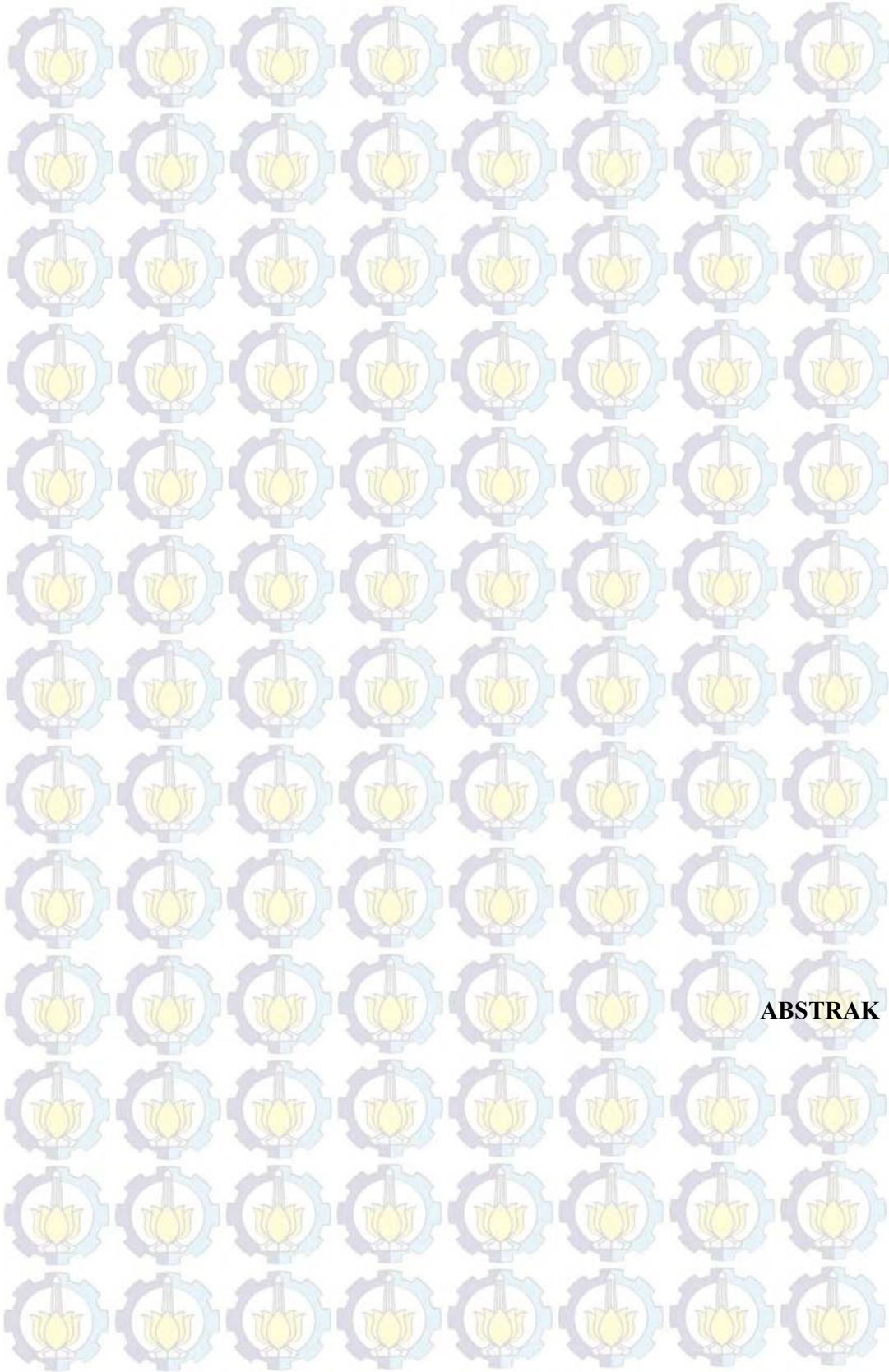
Segala puji bagi Allah Subhanallahwataala yang telah memberikan petunjuk dan kekuatan sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis yang berjudul “Studi analisis kerusakan *tube area waterwall boiler* akibat *hydrogen damage* pada PLTU Batubara”. Penyusunan tesis ini merupakan persyaratan kelulusan Program Studi S-2 Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknologi Industri Rekayasa Sistem, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Penulis menyadari keberhasilan penulisan tesis ini mendapat dukungan dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan banyak terima kasih kepada pihak-pihak yang telah mendukung dan membantu dalam penulisan tesis ini, antara lain kepada:

1. Bapak Dr. Bambang Arip D, ST.M.Sc. PhD selaku dosen pembimbing tesis di Departemen Teknik Mesin Fakultas Teknologi Industri Rekayasa Sistem yang sangat membantu mengarahkan dan membimbing penulis dalam proses perencanaan, pelaksanaan dan penyelesaian tesis ini.
2. Dr. Ir. Budi Utomo Kukuh W, ME; Prof Djatmiko Ichsani; Ary Bachtiar K P, ST. MT. Ph.D selaku dosen penguji sidang tesis penulis.
3. Bapak Prof. Prabowo selaku Pembina program kerjasama Beasiswa Indonesia Power dengan Departemen Teknik mesin ITS, yang telah memberikan motivasi dan pembelajaran di Teknik Mesin ITS.
4. PT. Indonesia Power yang memberikan beasiswa dan kesempatan tugas belajar S2 di Departemen Teknik Mesin ITS.
5. PT. Indonesia Power Banten 1 Suralaya OMU (*Operation and Maintenance*) yang merupakan tempat studi pengambilan data dan tempat bekerja.
6. Orang tua dan keluarga yang selalu mendoakan keberhasilan penulis baik dalam pendidikan, pekerjaan maupun kehidupan.
7. Segenap Dosen dan Karyawan Departemen Teknik Mesin ITS Surabaya.
8. Rekan-rekan S-2 angkatan 2018 program kerjasama IP-ITS Departemen Teknik Mesin Manajemen Energi Teknik Mesin ITS
9. Rekan-rekan BSLA OMU (*Banten 1 Suralaya Operation and Maintenance*) yang telah banyak membantu dalam pengambilan data.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan tesis ini namun hal tersebut bukanlah sesuatu yang disengaja, tetapi semata-mata disebabkan karena kekhilafan dan keterbatasan pengetahuan yang dimiliki. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan demi kesempurnaan. Akhir kata, semoga Tesis bermanfaat bagi pembaca dan mahasiswa, khususnya mahasiswa Departemen Teknik Mesin FTI RS-ITS.

Surabaya, Januari 2020

Penulis



ABSTRAK

ANALISIS KERUSAKAN *TUBE* AREA WATERWALL *BOILER* AKIBAT HYDROGEN DAMAGE PADA PLTU BATUBARA

Nama Mahasiswa : Agung Sidang Kustiawan
NRP : 02111750078020
Pembimbing : Bambang Arip D, Phd

ABSTRAK

Boiler merupakan salah satu peralatan utama dalam PLTU berbahan bakar batubara yang berfungsi untuk mengubah air umpan *boiler* (*demin water*) menjadi uap panas (*superheated dan reheated steam*). Uap hasil produk dari *boiler* ini digunakan sebagai penggerak turbin uap untuk memutar generator listrik. Pada *boiler* PLTU Banten Suralaya kondisi *tube area water wall* sering mengalami kebocoran yang diindikasikan dari *hydrogen damage* sejak tahun 2011-2019. Dampak kebocoran *tube boiler* menyebabkan kerugian yang besar terutama *losses* produksi. Kerugian dari kebocoran *tube* adalah menurunkan penilaian kinerja PLTU antara lain mengurangi nilai *EAF* (*Equivalent Availability Factor*) dan menaikkan nilai *EFOR* (*Equivalent Force Outage Rate*).

Dari tingkat frequency kebocoran *tube* dan dampak kerugian yang besar, perlu dilakukan studi dan analisis secara menyeluruh pada *tube water wall boiler* PLTU Banten Suralaya. Hal ini bertujuan untuk memastikan sumber penyebab permasalahan dan metode pencegahan agar tidak berulang. Metode pengujian untuk menganalisis kerusakan *tube* menggunakan uji *tensile*, uji *hardness*, uji *SEM* (*Scanning Electron Microscopes*), uji struktur micro dan uji *XRD* pada *deposit* yang terbentuk. Data operasi dan *maintenance* dan referensi pendukung dipergunakan memperkuat hasil penelitian dan rekomendasi yang diberikan.

Dari hasil penelitian diperoleh bahwa kerusakan *tube boiler* disebabkan oleh *hydrogen damage*. *Hydrogen damage* yang terjadi dipicu dari kebocoran *tube* kondensor yang menyebabkan penurunan kualitas air *boiler* akibat kontaminan air laut. Penurunan kualitas air *boiler* berupa penurunan nilai PH dan kenaikan kadar *sodium* yang melebihi batasan. *Sodium* pada air *boiler* akan merusak *magnetit layer* pada internal *tube boiler*. Akibat kerusakan magnetit layer sodium akan bereaksi dengan *pearlite* dan membentuk metana (*CH₄*) yang berdifusi ke batas butir. Difusi metana (*CH₄*) ke batas butir menyebabkan terbentuknya *micro void* dan *micro crack* dan menurunkan kekuatan *tube*. Kondisi ini dapat divalidasi dari penurunan sisi *hardness* sisi dalam *tube* baik *tube* yang rusak dan *tube sample area boiler*. Dari penelitian didapatkan bahwa kondisi *tube boiler area water wall* secara keseluruhan telah mengalami indikasi *hydrogen damage*. Dampak kondisi ini perlu dilakukan pemantauan parameter operasi terkait kualitas air dan kondisi pembakaran secara menyeluruh pada *boiler* untuk mengurangi potensi terjadinya kebocoran *tube boiler*.

Kata kunci: *Boiler, water wall, hydrogen damage, sodium*

STUDY OF *TUBE AREA WATER WALL BOILER* DAMAGE DUE TO HYDROGEN DAMAGE IN COAL POWER PLANTS

Nama Mahasiswa : Agung Sidang Kustiawan
NRP : 02111750078020
Pembimbing : Bambang Arip D, Phd

ABSTRAK

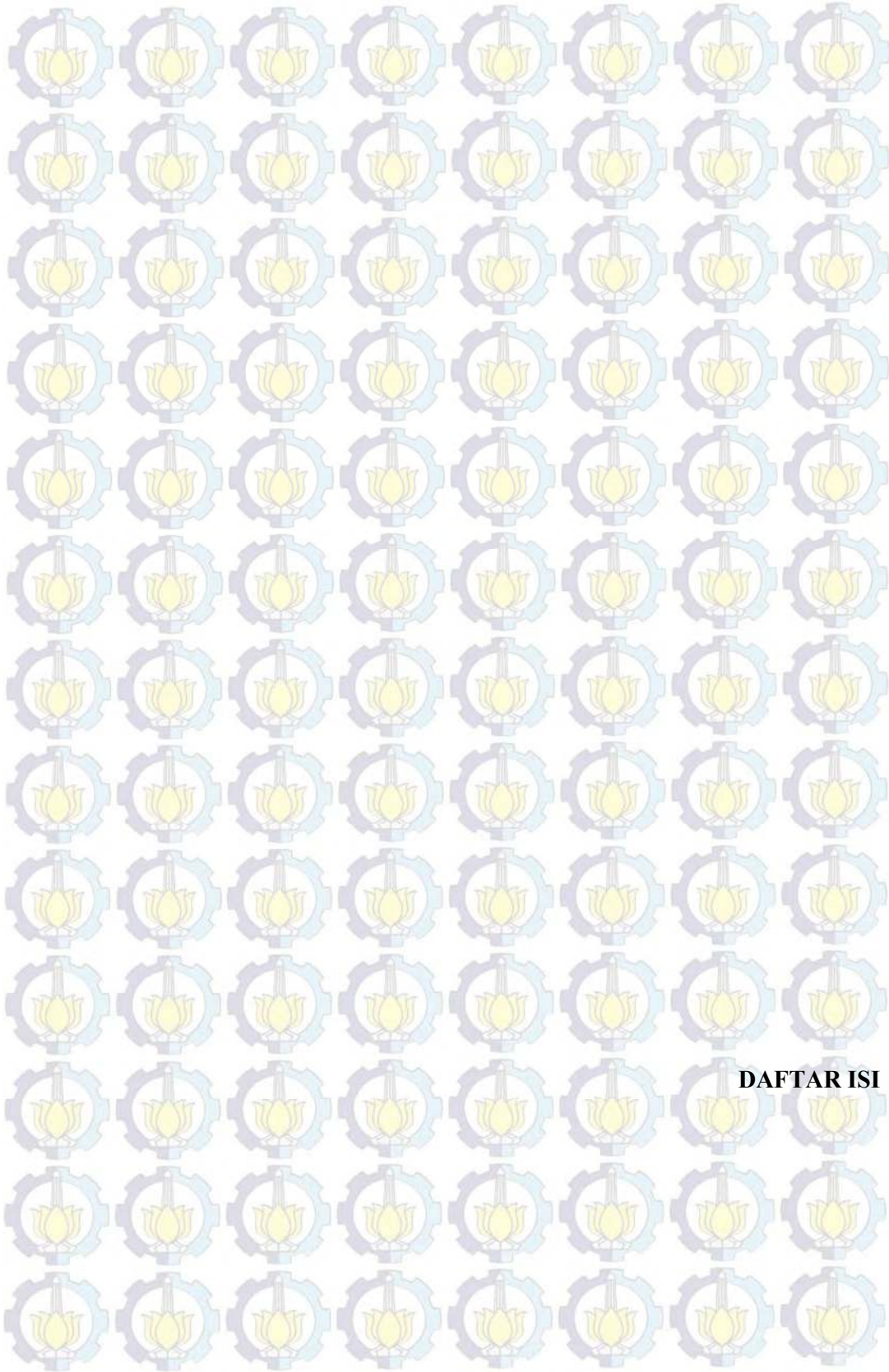
The boiler is one of the main equipment in the coal-fired power plant which functions to convert boiler feed water (demin water) into hot steam (superheated and reheated steam). Steam products from this boiler are used as a steam turbine drive to turn an electric generator. In Banten Suralaya power plant boilers the condition of the water wall tube area often experiences leaks that are indicated from hydrogen damage since 2011-2019. The impact of boiler tube leakage causes large losses, especially production losses. The disadvantage of leakage tubes is to reduce the performance evaluation of PLTU, among others, reducing the value of EAF (Equivalent Availability Factor) and increasing the value of EFOR (Equivalent Force Outage Rate).

From the frequency of tube leakage and the impact of large losses, a thorough study and analysis need to be done on the Suralaya Banten PLTU tube water wall boiler. This aims to ensure that the source of the problem and prevention methods are not repeated. Test methods to analyze tube damage using tensile test, hardness test, SEM (Scanning Electron Microscopes) test, microstructure test and XRD test on the formed deposit. Operation and maintenance data and supporting references are used to confirm the results of the study and the recommendations given.

From the results of the study, it was found that the damage to the boiler tube was caused by hydrogen damage. Hydrogen damage that occurs is triggered by condenser tube leakage which causes a decrease in boiler water quality due to seawater contaminants. A decrease in boiler water quality in the form of a decrease in PH value and an increase in sodium levels that exceeds the limit. Sodium in boiler water will damage the magnetite layer on the internal boiler tube. As a result of damage to the sodium, layer magnetite will react with pearlite and form metana (CH₄) which diffuses to the grain boundary. The diffusion of metana (CH₄) to the grain boundary causes the formation of microvoids and micro-cracks and reduces the strength of the tube. This condition can be validated by a decrease in the hardness of the inner side of the tube, both the damaged tube and the boiler area sample tube. From the research, it was found that the condition of the tube boiler area of the water wall as a whole has experienced an indication of hydrogen damage. The impact of these conditions requires monitoring of operating parameters related to water quality and overall combustion conditions on the boiler to reduce the potential for boiler tube leakage.

Key word: Boiler, water wall, hydrogen damage, sodium

Lembar Ini sengaja dikosongkan

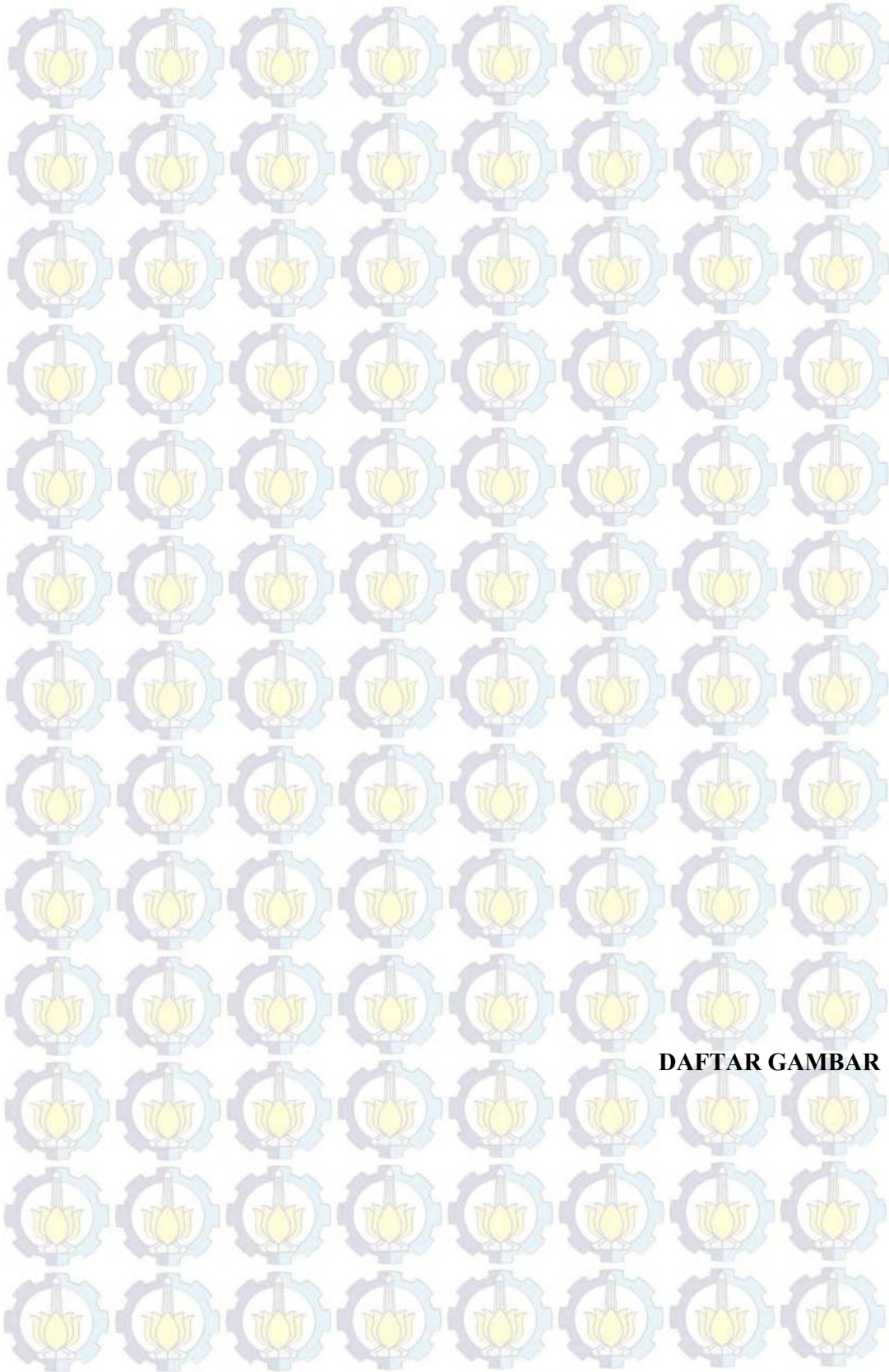


DAFTAR ISI

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
KATA PENGANTAR	ii
ABSTRAK	iii
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xii
BAB I	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar belakang.....	1
1.2 Perumusan masalah.....	5
1.3 Batasan masalah.....	5
1.4 Tujuan penelitian	6
1.5 Relevansi dan manfaat hasil penelitian.....	6
BAB II	9
DASAR TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA	9
2.1 <i>Boiler</i> PLTU Banten Suralaya	9
2.1.1 Fungsi utama <i>boiler</i>	11
2.2 <i>Water wall tube boiler</i>	13
2.3 Korosi Pada <i>boiler</i>	14
2.3.1 Penipisan Pipa	16
2.3.2 <i>Hydrogen damage</i>	18
2.4 <i>Literatur Reference</i>	21
BAB III	33
METODOLOGI PENELITIAN	33
3.1 Studi literatur dan data operasi <i>boiler</i>	34
3.2 Pengambilan sample uji <i>tube boiler</i>	34
3.2.1. Pengambilan Sampe <i>tube area water wall</i>	35
3.3 Pengujian <i>tube boiler</i>	38

BAB IV	43
ANALISIS DAN HASIL PENGUJIAN	43
4.1 <i>Boiler</i> Banten Suralaya	44
4.1.1 Data temperatur dinding wall <i>tube Boiler</i>	39
4.1.2 Data kualitas air <i>boiler</i>	45
4.1.3 Data kerusakan <i>tube boiler</i> Banten Suralaya	52
4.2 Pengujian sample <i>tube</i> baru area <i>water wall</i>	56
4.2.2 Uji SEM-EDS <i>tube</i> baru	57
4.2.3 Uji Tensile <i>tube</i> baru	58
4.3 Pengujian <i>tensile</i> pada <i>tube</i> yang mengalami kerusakan	59
4.4 Pengujian <i>hardness</i> pada <i>tube</i> yang rusak	61
4.5 Investigasi Kegagalan <i>tube</i> yang mengalami kebocoran	62
4.5.1 Sample <i>wall tube</i> code L8	62
4.5.2 Sample <i>wall tube</i> code L7	67
4.5.3 Sample <i>wall tube</i> code L6	72
4.5.4 Sample <i>wall tube</i> code F8.5	75
4.6 Analisis <i>tube</i> sample area <i>water wall tube boiler</i>	78
4.6.1 Hasil uji <i>tensile</i> pada <i>tube</i> area <i>water wall</i>	78
4.6.2 Hasil uji <i>hardness</i> pada <i>tube</i> Area <i>water wall</i>	79
4.7 Rekomendasi	99
BAB V	102
KESIMPULAN	102
DAFTAR PUSTAKA	105
LAMPIRAN	107
TENTANG PENULIS	110



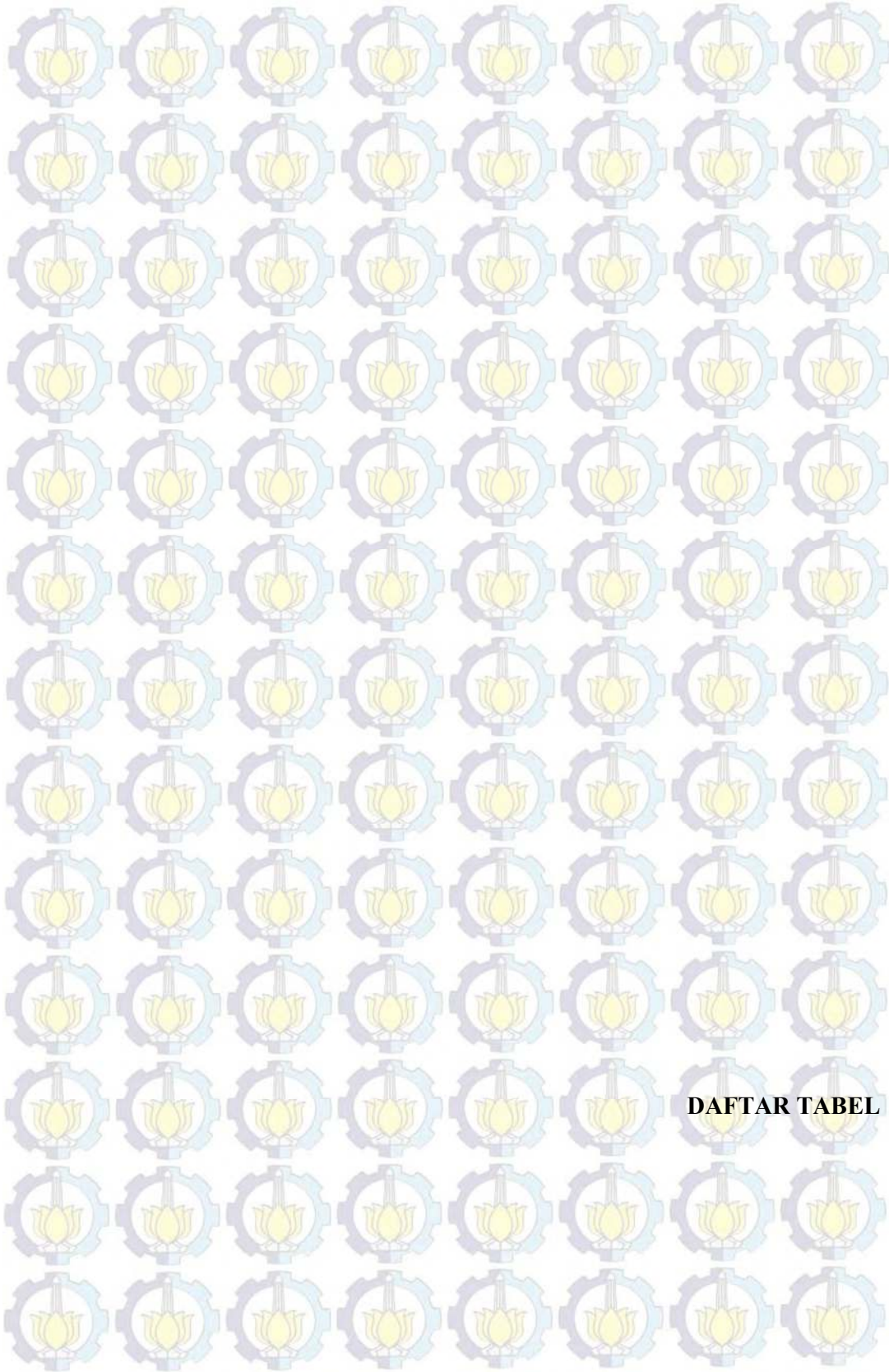
DAFTAR GAMBAR

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Sistem PLTU Banten Suralaya	1
Gambar 1.2. Parameter <i>boiler</i> di control room.....	3
Gambar 1.3 Grafik Kebocoran <i>tube boiler</i> PLTU Banten Suralaya 2011-2019	3
Gambar 1.4 Damage mechanism <i>tube boiler</i> PLTU Banten Suralaya	4
Gambar 2.1 Konstruksi <i>Boiler</i> PLTU Banten Suralaya	10
Gambar 2.2 Pembagian area <i>boiler wall tube</i> berdasarkan elevasi	12
Gambar 2.3 <i>Section tube wall tube boiler</i>	13
Gambar 2.4 <i>Waterwall tube boiler</i>	14
Gambar 2.5 Chart Na vs <i>pressure steam drum</i>	17
Gambar 2.6 Proses terjadinya <i>hydrogen damage</i>	20
Gambar 2.7 Struktur mikro <i>tube</i> yang terkena <i>hydrogen damage</i> . <i>ASM Metal Handbook Vol 11</i>	21
Gambar 2.8 <i>Inner surface</i> dan struktur mikro <i>tube</i> yang rusak	21
Gambar 2.9 Kerusakan <i>water wall tube Boiler</i>	23
Gambar 2.10 Boroscope pada <i>tube boiler</i> yang indikasi indikasi <i>hydrogen damage</i>	24
Gambar 2.11 <i>Tube superheater</i> yang mengalami kerusakan	25
Gambar 2.12 SEM pada <i>Tube superheater</i> yang pecah	25
Gambar 2.13 Bentuk penampang <i>tube</i> yang mengalami kerusakan.....	27
Gambar 2.14 Gambar hasil uji dan <i>hardness</i> pada <i>tube</i> yang rusak.....	27
Gambar 2.15 Hasil uji komposisi dari scale yang terbentuk	28
Gambar 2.16 Kerusakan <i>tube boiler</i>	29
Gambar 2.17 Gambar hasil uji struktur mikro.....	30
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> Penelitian.....	33
Gambar 3.2 Lokasi <i>tube</i> yang pecah indikasi <i>hydrogen damage</i>	35
Gambar 3.3 Lokasi pengambilan sampel <i>tube Boiler</i> ;	36
Gambar 3.4 Metode pengambilan dan penggantian sample <i>tube Boiler</i>	38
Gambar 3.5 Sketsa lokasi pengambilan sampel uji tarik pada <i>tube</i>	39
Gambar 3.6 Bentuk dan dimensi sampel/spesimen uji tarik sesuai ASTM A370.....	39

Gambar 3.7 Lokasi pengambilan sampel ASM Code L7	40
Gambar 4.1 Distribusi dinding <i>Boiler</i> pada elevasi 55-meter sisi front dan rear	44
Gambar 4.2 Siklus air pada PLTU Banten Suralaya	46
Gambar 4.3 Perbandingan kadar Na pada air <i>condensate</i> dan <i>air boiler</i>	48
Gambar 4.4 Perbandingan kadar pH pada air <i>condensate</i> dan <i>air boiler</i>	49
Gambar 4.5 Grafik PH <i>Boiler</i> (Indikasi kebocoran Kondensor).....	49
Gambar 4.6 Grafik Nilai Sodium dalam air <i>Boiler</i>	51
Gambar 4.7 Hasil struktur <i>micro tube</i> baru	57
Gambar 4.8 Gambar hasil SEM <i>tube</i> baru.....	58
Gambar 4.9 Grafik <i>hardness tube</i> baru	59
Gambar 4.10 Grafik hasil uji tarik <i>tube</i> yang rusak	60
Gambar 4.12 Grafik hasil uji <i>hardness tube</i> yang rusak	62
Gambar 4.13 Pengamatan visual dinding bagian dalam area bocor Code L8.....	62
Gambar 4.14 Pengukuran ketebalan dinding <i>tube</i> pada area bocor	63
Gambar 4.15 Struktur mikro sampel Code L8 arah potongan transversal	64
Gambar 4.12 Struktur mikro sampel Code L8-Tengah	64
Gambar 4.16 Diagram fasa Fe-Fe ₃ C.....	65
Gambar 4.17 Pengamatan dinding luar dan dalam Code L7.....	67
Gambar 4.18 Struktur mikro code L7 pada lokasi jauh dari bocor	67
Gambar 4.19 Struktur mikro pada area yang pecah <i>tube</i> Code L7.....	68
Gambar 4.20 Struktur mikro <i>tube tube</i> sample L7	69
Gambar 4.21 Struktur mikro permukaan dinding dalam <i>tube</i> kode sampel L7 dengan menggunakan SEM	70
Gambar 4.22 truktur mikro permukaan dinding dalam <i>tube</i> kode sampel L7dengan menggunakan SEM	60
Gambar 4.23 Hasil analisis SEM-EDS pada deposit permukaan dinding dalam <i>tube</i> kode sampel L7.....	71
Gambar 4.24 <i>Tube</i> code L6 yang bocor	72
Gambar 4.25 Struktur mikro <i>tube</i> sampel code L6.....	73
Gambar 4.26 Struktur mikro <i>tube</i> sampel code L6.....	73
Gambar 4.27 Gambar hasil SEM code L6.....	74

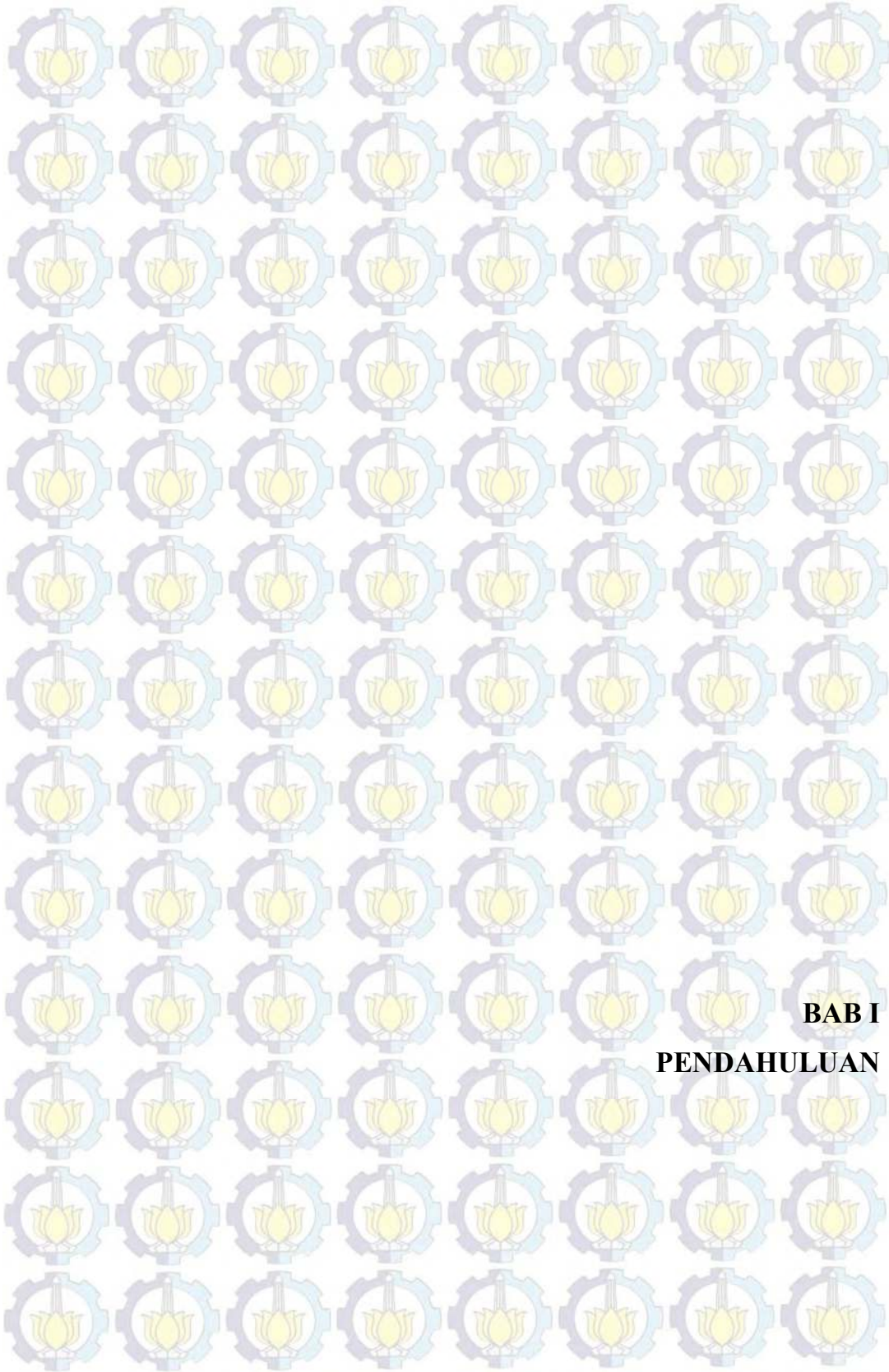
Gambar 4.28 Potongan code F 8.5 yang bocor.....	75
Gambar 4.29 Struktur mikro area dinding luar <i>code F 8.5</i>	76
Gambar 4.30 Struktur mikro area dinding luar <i>code F 8.5</i>	77
Gambar 4.31 Hasil uji tarik pada <i>tube area water wall</i>	78
Gambar 4.32 Grafik uji <i>hardness tube area water wall</i>	79
Gambar 4.33 Referensi untuk standard grafik standard untuk jumlah void.....	80
Gambar 4.34 Standard untuk bentuk struktur micro	81
Gambar 4.35 Hasil pengujian sample <i>tube boiler</i>	95



DAFTAR TABEL

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Standard kualitas air <i>boiler</i>	15
Tabel 2.2 Action level Na (sodium) vs <i>pressure steam drum</i>	17
Tabel 3.1 Sample pada <i>tube boiler</i> yang rusak.....	34
Tabel 3.2 Pembagian elevasi wall <i>tube boiler</i>	36
Tabel 3.3 Tabel pengambilan sample <i>tube boiler</i> yang terpasang	37
Tabel 4.1 Spesifikasi <i>boiler</i> Banten Suralaya.....	43
Tabel 4.2 Standard batasan parameter air pada PLTU Banten Suralaya.....	45
Tabel 4.3 Monitoring kualitas air PLTU Banten Suralaya	47
Tabel 4.4 Spesifikasi waterwall <i>tube</i> Banten Suralaya.....	51
Tabel 4.5 kerusakan <i>tube boiler</i> Banten Suralaya.	52
Tabel 4.6 Hasil Uji komposisi <i>tube</i> baru	54
Tabel 4.7 Hasil Uji tarik <i>tube</i> baru	56
Tabel 4.8 Uji Tarik <i>tube</i> yang rusak	58
Tabel 4.9 Struktur micro <i>tube</i> sampel area water wall	82
Tabel 4.8 Hasil Pengujian <i>tube</i> sample <i>Boiler</i>	96



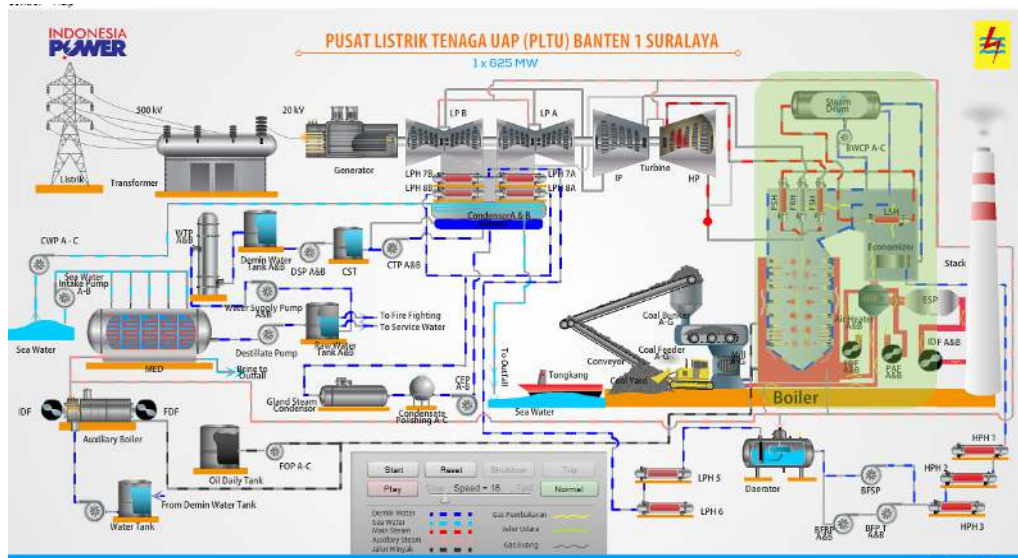
BAB I
PENDAHULUAN

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Unit Jasa Pembangkitan Banten Suralaya adalah salah satu unit bisnis PT Indonesia Power yang khusus bergerak di bidang *Jasa Operation and Maintenance (O&M)* di PLTU Banten Suralaya milik PT. PLN (Persero) yang merupakan salah satu PLTU *Fast Track Program (FTP)* 10.000 MW Tahap 1. Pembangunan PLTU FTP tahap 1 ini berdasarkan pada PP RI Nomor 71 tahun 2006 tanggal 5 Juli 2006 tentang penugasan kepada PT. PLN (Persero) untuk melakukan percepatan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang menggunakan bahan bakar batubara. Program ini dicetuskan dalam rangka mengantisipasi kebutuhan energi listrik yang terus meningkat pada tahun mendatang dan sekaligus melakukan penghematan penggunaan Bahan Bakar Minyak (BBM). Pada Gambar 1.1 menunjukkan skema siklus PLTU batubara pada Unit Banten Suralaya, dari skema terlihat proses dari penyaluran batubara dari *coal stock* menuju *boiler* dan skema proses pembangkit dari awal sampai dengan *output generator* untuk menghasilkan listrik sesuai dengan kapasitas desain.



Gambar 1.1. Sistem PLTU Banten Suralaya

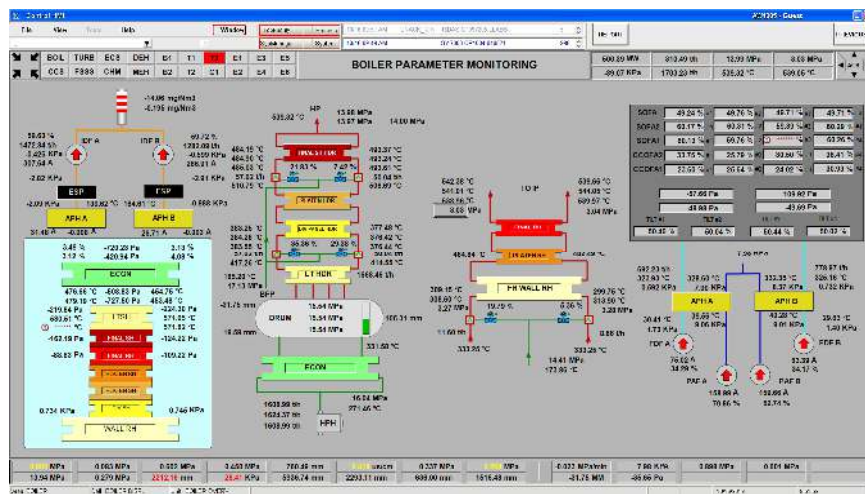
PLTU Banten Suralaya menggunakan lahan seluas 34 hektar. Di sebelah utara, PLTU Banten Suralaya berbatasan dengan Selat Sunda, sebelah timur dan selatan berbatasan

dengan Desa Salira dan di sebelah barat Unit Pembangkitan Suralaya (PLTU Suralaya Unit 1-7 milik PT Indonesia Power). Secara geografis PLTU Banten Suralaya terletak pada 5°45'14" Lintang Selatan dan 106°2'32" Bujur Timur. PLTU Banten Suralaya mempunyai kapasitas daya terpasang 1x625MW. Produksi listrik ditransmisikan melalui *Gas Insulated Switchgear* (GIS) 500KV ke Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500KV Suralaya. Selain itu dari *Gas Insulated Switchgear* (GIS) 500KV juga di transmisikan ke Gardu Induk Tegangan Tinggi (GITT) 150KV Suralaya melalui *Inter Bus Transformer* (IBT). Adapun bahan bakar yang digunakan adalah batubara dengan kalori rendah/*low rank coal* (LRC) 3900-4500 KCal/kg (LHV/*Low Heating Value*) dengan konsumsi rata-rata 8.000 ton/hari pada *maximum capacity rate* 625MWe.

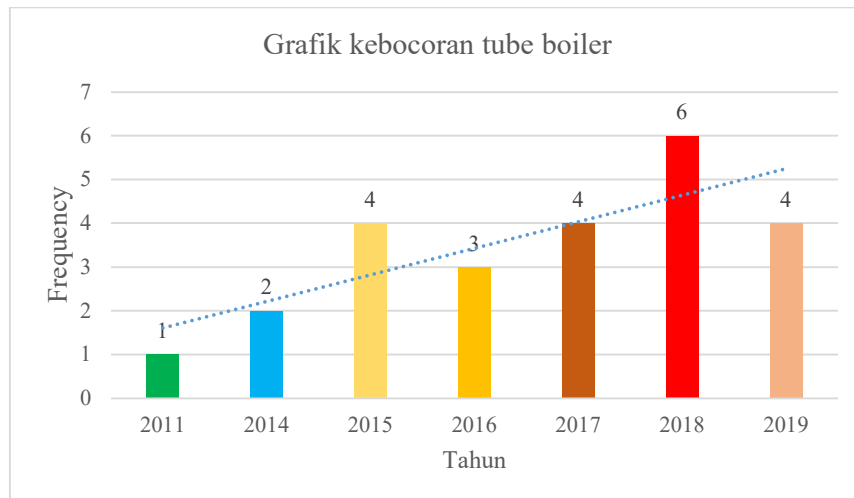
Boiler merupakan salah satu peralatan utama dalam sebuah pembangkit listrik tenaga uap yang berfungsi untuk mengubah air umpan *boiler* (*demin water*) menjadi uap panas (*superheated dan reheated steam*). Uap produk dari *boiler* ini digunakan sebagai penggerak turbin uap untuk memutar generator listrik. *Boiler* di PLTU Banten Suralaya (seperti pada gambar 1.1) diproduksi oleh *Shanghai Boiler Works, Ltd* dengan tipe *Sub- critical Pressure Intermediate Single Reheat Control Reirculation Boiler, Four Corner Tangential Combustion, Positive Pressure Direct-Fired Pulverized System, Single Furnace, II Type Arrangement in Open Air, Solid Ash Extraction, All Steel Structure, and Balanced Draft*.

Dalam Pengoperasian *boiler*, parameter operasi selalu diamati setiap saat, untuk menjamin *boiler* beroperasi dengan kondisi baik dan menjaga *performance* dan kehandalan dari *tube-tube boiler*. Parameter proses pembakaran antara lain adalah nilai kalori batubara, *flow* dan *pressure* serta *temperature* udara pembakaran. Output dari proses pembakaran dan main steam yang dihasilkan oleh *boiler* juga dipantau untuk memastikan kesesuaian dengan kebutuhan beban pembangkit. Parameter utama terkait *temperature, pressure* dan *flow steam* harus selalu tercatat dan terpantau oleh bidang operasi. Kenaikan *pressure* dan *temperature* yang tidak tercontrol dalam proses pembakaran *boiler* dapat berdampak pada kerusakan *tube tube boiler*. Untuk memastikan *boiler* selalu terisi oleh air parameter *drum level* harus selalu dijaga pada kondisi tengah *drum boiler*. Pada gambar 1.2 menunjukkan parameter-parameter yang dipantau pada

proses operasi *boiler*. Parameter yang dipantau pada antara lain, *temperature main steam*, *temperature cold reheat*, *pressure furnace*, *temperature flue gas*, *ampere fan* dll. Kekurangan air pada *drum boiler* dapat menyebabkan kerusakan *tube* karena kurangnya pendinginan dan menyebabkan *tube overheating*, dan kelebihan level air pada *drum boiler* dapat menyebabkan *carry over* pada *steam* yang dapat me rusak sudu-sudu turbin. Parameter yang penting lain yang harus dijaga dan dipantau adalah kualitas air pengisi dan air yang masuk kedalam *boiler*. Kandungan kontaminant dalam air *boiler* dalam merubah kualitas air *boiler* yang berpotensi untuk merusak dan mengurangi *lifetime* dari *tube boiler*.

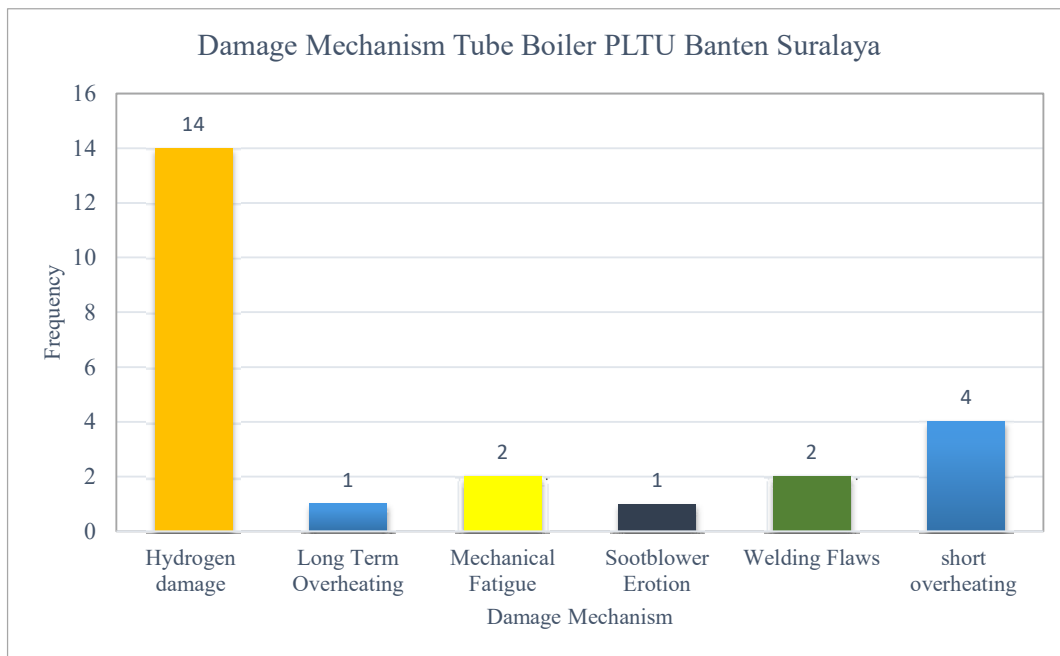


Gambar 1.2. Parameter *boiler* di *control room*



Gambar 1.3 Grafik kebocoran *tube boiler* PLTU Banten Suralaya 2011-2019

Pada gambar 1.3 Menunjukkan grafik kebocoran *tube boiler* yang terjadi sejak tahun 2011-2019. Dari trend data, terlihat kenaikan kebocoran tube boiler dari tahun ke tahun. Tingkat kebocoran yang terjadi, hampir 70% berada pada area *water wall tube boiler*, dengan mayoritas kerusakan/ *damage mechanism* berupa *hydrogen damage* seperti yang terlihat pada gambar 1.4. Dampak dari kondisi kebocoran ini mengakibatkan kerugian yang besar, baik berupa kehilangan produksi dan dari biaya *maintenance* untuk perbaikan kebocoran. Dampak lain yang diakibatkan dari kebocoran *tube boiler* adalah penurunan kinerja unit baik pada penilaian *EAF (Equivalent Availability Factor)* dan menaikkan *EFOR (Equivalent Force Outage Rate)*. Total *loses time* produksi tahun 2017-2019 yang disebabkan dari *boiler* bocor mencapai 1164 jam dengan kesempatan kehilangan produksi mencapai 687.156.550 Kwh. Dari permasalahan yang besar ini maka perlu dilakukan penelitian dan identifikasi penyebab kerusakan *tube boiler* pada area *waterwall tube* yang disebabkan oleh *hydrogen damage*. Pada gambar 1.4 menunjukkan *damage mechanism* yang diidentifikasi menjadi penyebab kebocoran *tube* yang terjadi pada *boiler* PLTU Banten Suralaya yang terjadi sejak tahun 2011-2019.



Gambar 1.4 *Damage mechanism tube boiler* PLTU Banten Suralaya

1.2. Perumusan Masalah

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

- a. Bagaimana melakukan Identifikasi kerusakan *tube area waterwall boiler* pada PLTU Banten Suralaya?
- b. Bagaimana memastikan terbentuknya *hydrogen damage* pada *tube area waterwall* pada PLTU Banten Suralaya?
- c. Bagaimana mengukur kondisi *tube area waterwall boiler* yang terdapat indikasi terkena *hydrogen damage*
- d. Bagaimana melakukan mapping potensi kerusakan *hydrogen damage* pada *tube area waterwall* PLTU Banten Suralaya?
- e. Bagaimana memberikan rekomendasi dan tindak lanjut terkait kondisi *boiler* yang sudah terkena *hydrogen damage*.

1.3. Batasan Masalah

Berdasarkan permasalahan yang telah diuraikan, maka batasan masalah yang digunakan meliputi:

- a. *Tube sample* yang dilakukan penelitian adalah *tube area waterwall boiler* yang terpasang pada *boiler* PLTU Banten Suralaya
- b. Pengujian yang dilakukan adalah uji *hardness*, struktur micro, (*Scanning Electron Microscope*) *SEM*, Uji Tarik, uji komposisi material dan pengujian deposit yang terbentuk. Standar pengujian yang digunakan adalah standard *ASTM (America Society for Testing and Materials)*
- c. Pemotongan *tube sample area waterwall boiler* dilakukan pada saat kondisi *off line (boiler stop)*
- d. Pengujian dan test material *tube* dilakukan di lab yang tersertifikasi dan Lembaga resmi untuk mendapatkan hasil yang valid dan bisa dipertanggung jawabkan
- e. Titik sample *waterwall tube boiler* dianggap mewakili tingkat elevasi dan 4 sisi *boiler (front, rear, left, right)*.
- f. Parameter produksi yang diambil adalah yang terecord pada panel *control room*

dan sesuai dengan actual produksi harian.

- g. Pengambilan data secara manual pada *boiler* (*temperature*, kualitas air *boiler*) adalah sesuai dengan kebutuhan operasi dan parameter yang ditetapkan untuk produksi.
- h. Data yang digunakan adalah data yang berasal dari PLTU Banten Suralaya

1.4. Tujuan Penelitian

Berdasarkan permasalahan yang telah diuraikan sebelumnya, penelitian ini dilakukan dengan tujuan sebagai berikut:

- a. Mengetahui metode pengujian *tube boiler* baik yang sudah mengalami kerusakan berupa pecah dan *tube sample* yang belum rusak.
- b. Mengetahui mekanisme terbentuknya *hydrogen damage* pada *tube boiler* area *waterwall* PLTU Banten Suralaya
- c. Mengetahui tingkat penyebaran indikasi *hydrogen damage* pada *tube boiler* area *waterwall* PLTU Banten Suralaya
- d. Melakukan pemetaan kondisi *waterwall tube boiler* yang sudah mengalami *hydrogen damage* pada PLTU Banten Suralaya
- e. Melakukan rekomendasi dan tindak lanjut terkait kondisi *boiler* yang sudah mengalami indikasi *hydrogen damage*.

1.5 Relevansi dan Manfaat Hasil Penelitian

Manfaat yang akan diperoleh pada saat dan atau setelah topik ini dilakukan penelitian adalah:

1. Sisi Ekonomi

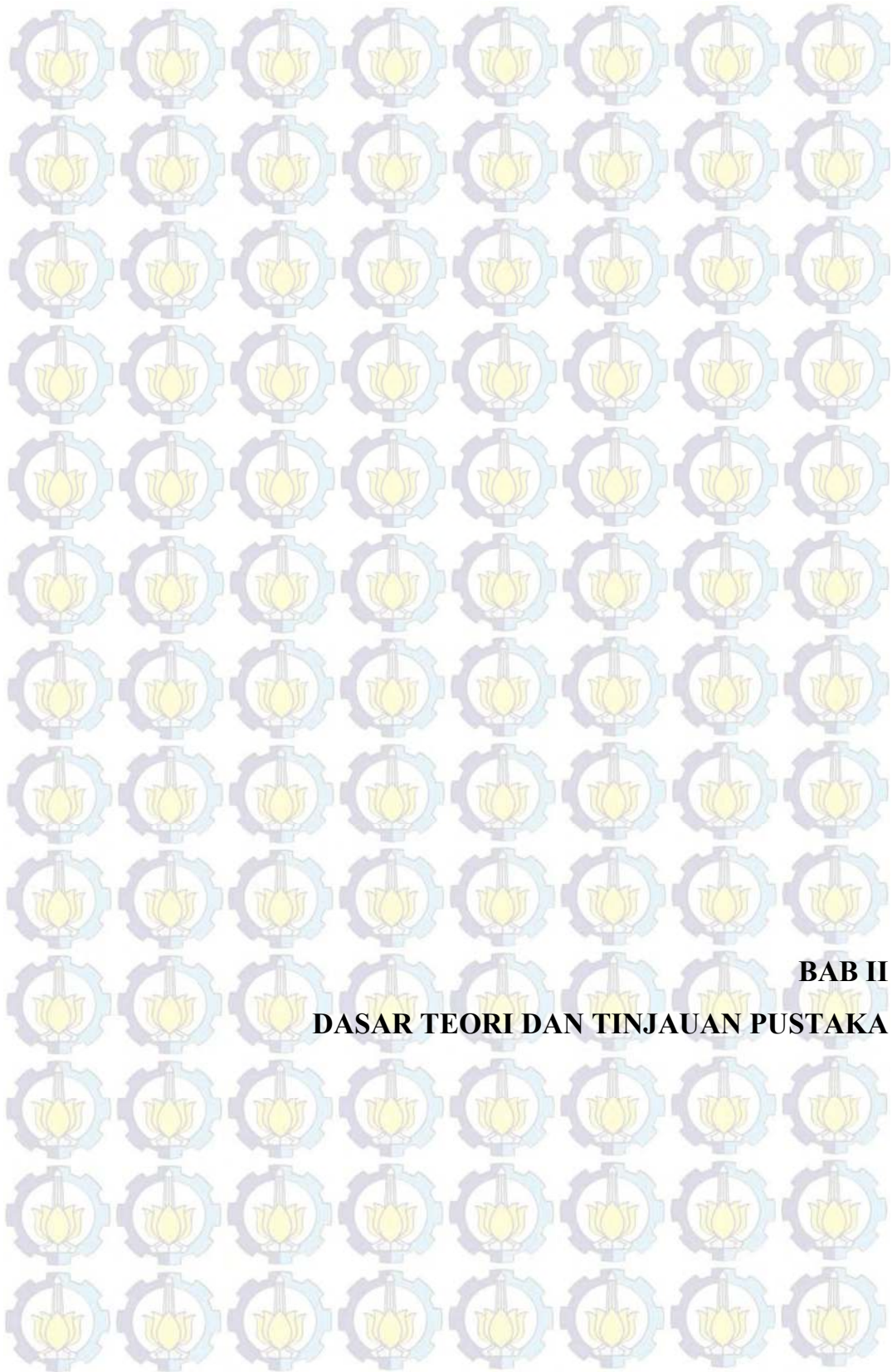
Dengan penelitian yang dilakukan diharapkan mampu meningkatkan Performa kinerja pada *boiler* PLTU Banten Suralaya, sehingga dapat menurunkan Biaya pokok Produksi (BPP) dalam proses operasi di pembangkit PLTU

2. Sisi Iptek

Dengan penelitian yang dilakukan akan dapat meningkatkan pemahaman pegawai dan peningkatan analisis dan rekomendasi terkait *tube boiler* yang mengalami yang kerusakan diakibatkan *hydrogen damage*

3. **Sisi Manfaat Masyarakat**

Penelitian ini dapat loses produksi dari kebocoran *boiler*, sehingga *supply* kebutuhan listrik dapat terus terjaga dan dapat memenuhi pelayanan kepada masyarakat.



BAB II
DASAR TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA

BAB II

DASAR TEORI DAN TINJAUAN PUSTAKA

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) adalah suatu sistem pembangkit tenaga listrik yang mengkonversikan energi kimia menjadi energi listrik dengan menggunakan uap air sebagai *fluida* kerjanya, yaitu dengan memanfaatkan energi kinetik uap untuk menggerakkan poros sudu-sudu turbin. Selanjutnya poros turbin akan menggerakkan *generator*. Dari *generator* inilah kemudian dibangkitkan energi listrik dengan kapasitas tertentu sesuai desain yang dibuat. Sumber kalor yang digunakan berupa batubara merupakan yang paling banyak digunakan sebagai bahan bakar PLTU, selain karena harga yang lebih bervariasi dan terjangkau juga ketersediaannya yang cukup melimpah untuk saat ini.

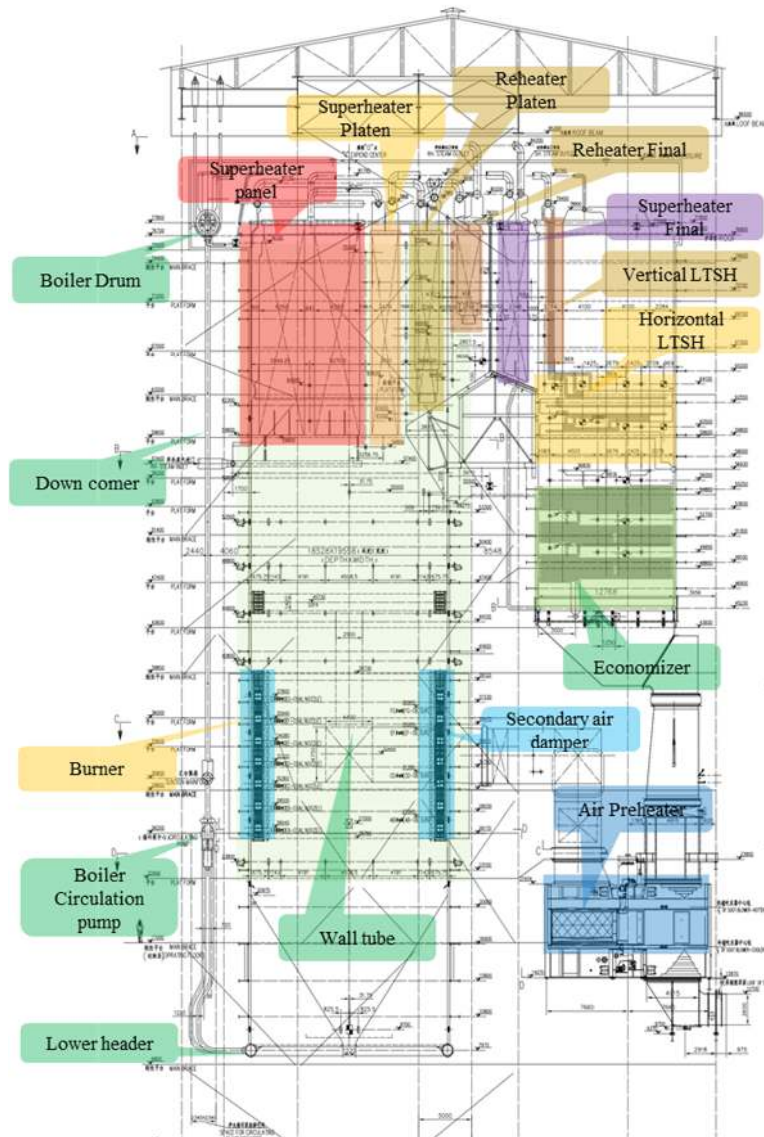
2.1 Boiler PLTU Banten Suralaya

Salah satu dari 4 (empat) peralatan utama yang sangat penting di dalam suatu pembangkit listrik adalah *boiler/ generator steam* atau biasa disebut ketel uap. Alat ini merupakan alat penukar kalor yang menghasilkan uap pada tekanan dan temperatur tinggi (*superheated vapour*). Perubahan dari fase cair menjadi uap dilakukan dengan memanfaatkan energi panas yang didapatkan dari pembakaran bahan bakar berupa batubara dengan nilai kalor 4200-4500 *kcal* (mengikuti desain *boiler*). *Boiler* terdiri dari 2 (dua) komponen utama, yaitu ruang bakar (*furnace*) yang berfungsi sebagai alat untuk mengubah energi kimia menjadi energi panas dan alat penguapan yang terdiri dari pipa-pipa penguap (*riser tube/ waterwall tube*) yang mengubah energi pembakaran batubara menjadi energi potensial uap (energi panas). Untuk memaksimalkan penyerapan panas dan meningkatkan efisiensi didalam *boiler*, dilengkapi dengan komponen lain seperti: *Economizer, Superheater, Reheater dan Air pre-heater*. Jumlah produksi uap tergantung pada luas permukaan pemindah panas, laju aliran dan panas pembakaran yang diberikan.

Di dalam *boiler banyak* siklus yang terjadi, yaitu proses pembakaran bahan bakar dan proses penguapan air menjadi uap yang digunakan untuk memutar turbin. Perpindahan panas dalam *boiler* terjadi pada 3 proses, yaitu:

- a. Radiasi pada ruang bakar (*furnace*)
- b. Konveksi di *economizer*, *air heater* dan *primary superheater*
- c. Kombinasi radiasi dan konveksi di *secondary superheater* dan *reheater*

Gambar 2.1 Menunjukkan pembagian area dan komponen utama pada konstruksi *boiler* pada PLTU Banten Suralaya. Pembagian juga berdasarkan area radiasi, konveksi dan kombinasi radiasi dan konveksi pada *boiler*.



Gambar 2.1 konstruksi *boiler* PLTU Banten Suralaya

2.1.1 Fungsi utama *Boiler* adalah:

1. Untuk memproduksi uap dengan spesifikasi tekanan 17.5 MPa dan temperatur 540°C MCR (*Maximum Continuous Rating*).
2. Memanaskan uap jenuh (*wet steam*) yang dihasilkan menjadi uap panas lanjut (*superheat steam*) sebelum digunakan untuk memutar *HP turbine*
3. Memanaskan ulang uap (*Reheater*) bekas memutar *HP turbine* sebagai metode pengembalian kualitas *temperature* uap untuk memutar *IP dan LP turbine*
4. Menampung air yang akan dipanaskan pada pipa-pipa penguap (*waterwall tube*) dan menampung uap dari *waterwall tube* dan *tube bundle* sebelum dialirkan ke pabrik atau ruang produksi.
5. Memisahkan uap dan air (*boiler drum*) yang hasil pemanasan di ruang bakar (*furnace*).
6. Mengatur kualitas air *boiler*, dengan membuang kontaminan baik berupa logam maupun unsur lain yang berpotensi terbentunya deposit dan korosi yang terlarut di dalam air *boiler* melalui *continuous blowdown*
7. Mengatur level permukaan air sehingga tidak terjadi kekurangan air saat *boiler* beroperasi, karena jika terjadi kekurangan air dapat menyebabkan *overheating* pada *tube tube boiler*.

Sistem pembakaran pada ruang bakar *boiler* disuplai oleh sistem *coal mill pulverizer* bertekanan positif dengan tekanan *outlet coal mill pulverizer* sebesar 1.2 Kpa. *coal mill pulverizer* yang berjumlah 7-unit dengan pola operasi 6 *coal mill pulverizer inservice* dan 1 *coal mill pulverizer standby* pada beban maksimum 600 MW. Setiap *coal mill pulverizer* terdapat 4 *outlet coal pipe* yang ditempatkan pada setiap *corner* dengan level yang sama sehingga pola aliran udara di *furnace* berbentuk *tangential*. Desain *fineness coal* 200 mesh sampai 70%. Pada bagian atas kompartemen *burner* terdapat dua layer *SOFA (Seperated Overfire Air)* dan *CCOFA (Closed Coupled Overfire Air) secondary air nozzles*, dan disetiap kompartemen *burner* terdapat 19 *secondary air buffles* yang dioperasikan dengan

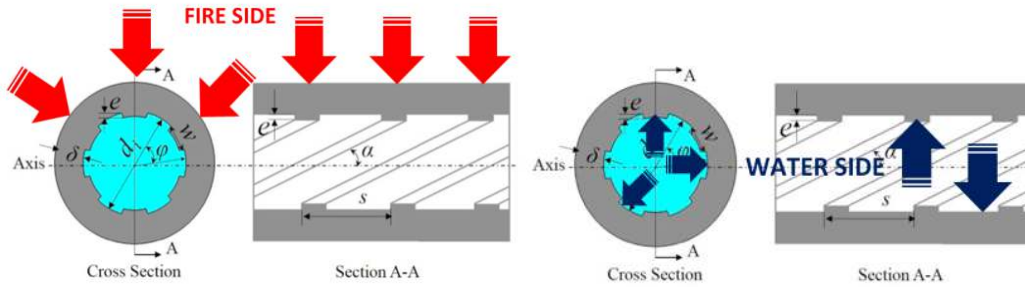
pneumatic actuator. *Secondary air nozzles* dibelokan pada putaran *clockwise* $4,5^\circ$ untuk layer AB, BC1, CD2, DE2, EF, FG2 dan 15° untuk layer DE1, CD1, CD3, BC2. Aliran udara di dalam furnace berputar pada arah *clockwise* membentuk pembakaran *tangential*. komponen *secondary air nozzles* ini disebut *rotating-starting secondary air*. Hal sebaliknya pada *secondary air nozzles* dari layer GG, CCOFA1 dan CCOFA2 dibelokan pada arah *counter clockwise* sudut 25° . Layer FG1 dan FG3 dibelokan *counter clockwise* sudut 20° untuk menghilangkan kekuatan rotasi aliran udara di zona atas dari *burner* sehingga disebut *rotation-eliminating secondary air*. Dengan merubah rasio volume dari *rotating-starting* dan *rotation-eliminating air*, rotasi residual aliran udara dan deviasi gas *temperature* dapat diatur. Sudut *tilting burner boiler PLTU Banten Suralaya* dapat diatur pada sudut -30° hingga $+30^\circ$.

Pada gambar 2.2 Menunjukkan pembagian *boiler* berdasarkan *drawing* pabrik. Pembagian ini terkait posisi dan elevasi serta berguna untuk menentukan *assessment tube boiler*. Pembagian area ini akan mempermudah untuk memberikan rekomendasi terkait temuan kerusakan *tube boiler*.



Gambar 2.2 Pembagian area *boiler water wall tube* berdasarkan elevasi

2.2 Waterwall Tube Boiler



Gambar 2.3 Section tube water wall tube boiler

Pada gambar 2.3 menunjukkan konstruksi *tube boiler area waterwall* yang digunakan pada PLTU Banten Suralaya, konstruksi *tube* yang digunakan memiliki dimensi *outer diameter* (OD) 51 mm dan tebal *minimum wall thickness* (MWT) 5.7 mm. *Waterwall tube* adalah dinding terdiri dari *tubes* / pipa-pipa yang disatukan oleh membrane yang terbuat dari batang besi yang disatukan dengan proses *welding* dengan *tube waterwall*. *Water wall* umumnya terbuat dari material *carbon steel SA 210-A1* dengan *range temperature* operasi 380-450°C. Konstruksi *water wall tube* berupa pipa dengan ulir/ *rifled tube* pada sisi dalam permukaan. Tujuan penggunaan *rifled tube* untuk mencegah terjadi pembentukan fase uap air pada sisi dinding *boiler* dan memperluas bidang serap panas. Konstruksi aliran *waterwall tube* air dari *drum* disirkulasikan paksa menggunakan *Boiler Circulation pump (BCP)* dari *downcomer* menuju *lower header water wall*. Air akan masuk kedalam *waterwall tube* melalui *nozzle orifice* untuk mendapatkan tambahan kecepatan aliran. Air akan berubah fase menjadi uap sepanjang area *waterwall tube* dari adanya panas yang diserap dari proses pembakaran di ruang bakar. Uap akan naik dan menuju *boiler drum* untuk dipanaskan ke area *superheater*. Untuk mencegah *losses* panas dan untuk meningkatkan *safety* terhadap operator, maka disisi luar dari *water wall tube* di pasang dinding isolasi yang terbuat dari *rockwool wire blanket*.

Pada gambar 2.4 menunjukkan *tube area water wall tube*. Dari gambar tersebut dapat terlihat bahwa pemasangan *tube boiler area water wall* bisa berupa *single tube* atau *panel tube*. Pemasangan antar *tube* dan *panel* menggunakan mekanisme *welding joint*.



Gambar 2.4 *waterwall tube boiler*

2.3 Korosi pada boiler

Korosi menjadi salah satu masalah yang sering terjadi pada *tube boiler*. Hal ini disebabkan *boiler* menggunakan media air untuk mengalirkan kalor hasil pembakaran. Air juga mempunyai karakter mudah mengkorosikan *tube boiler*. Untuk meminimalkan kondisi tersebut digunakan air murni/ *demin water* yang hanya tersusun oleh molekul H_2O dan tanpa ada zat lain yang terlarut di dalamnya, sehingga bersifat tidak korosif. Unsur unsur yang terkandung dalam *demin water* yang menjadi salah satu pemicu air memiliki sifat yang korosif. Oksigen menjadi salah satu gas yang mudah larut di dalam air dan menjadi penyebab utama terjadinya korosi pada *tube boiler*.

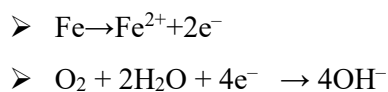
Temperatur air juga menjadi salah satu faktor pendukung terjadinya korosi. Seperti yang kita ketahui bersama bahwa air di dalam *boiler* akan mencapai temperatur yang sangat tinggi sesuai dengan jenis *boiler* yang digunakan. Air yang berada pada temperatur tinggi akan memiliki sifat-sifat yang sangat berbeda dengan air pada temperatur ruang. Pada temperatur di atas temperatur kritisnya, air akan menjadi lebih mudah melarutkan berbagai macam zat yang bahkan sebelumnya tidak mudah larut. Hal ini diakibatkan karena pada temperatur tersebut air lebih mudah terionisasi dan pecah membentuk ion H_3O^+ dan OH^- . Faktor inilah yang semakin mendorong terjadinya korosi pada pipa-pipa *boiler*.

Pada table 2.1 menunjukkan *standard* terkait kualitas air *boiler*, standard ini berdasarkan dari EPRI (*Electric Power Research Institute*) *Cycle Chemistry Guidelines for Fossil Plants: All-Volatile Treatment*. Kualitas air *boiler* harus dipantau setiap saat selama 24 jam *boiler* operasi. Pemantauan ini untuk memastikan kualitas air *boiler* sesuai dengan standard yang ada, untuk menjamin operasi *boiler* aman. Kenaikan atau penurunan kualitas air berdampak pada terbentuknya deposit dan korosi pada *tube boiler*.

Tabel 2.1 Standard k///////ualitas air *boiler*

Parameter	Satuan	Standard
<i>Ph</i>	Unit	9– 9.5
<i>Conductivity</i>	µmhos/cm	5000, max
<i>TDS</i>	Ppm	3500, max
<i>P- Alkalinity</i>	Ppm	-
<i>M- Alkalinity</i>	Ppm	800, max
<i>O- Alkalinity</i>	Ppm	2.5xSiO ₂ , min
<i>T. Hardness</i>	Ppm	-
<i>Sodium</i>	Ppm	1500, max
<i>Besi</i>	Ppm	2, max
<i>Phosphat residual</i>	Ppm	20– 50
<i>Sulfite residual</i>	Ppm	20– 50
<i>pH condensate</i>	Unit	8.0– 9.0

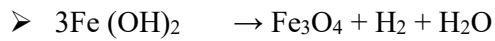
Korosi pada pipa-pipa *boiler* melibatkan atom *Fe* (besi) yang mengalami kontak dengan air sehingga teroksidasi membentuk kation Fe^{2+} dengan jalan melepaskan dua elektronnya. Elektron-elektron tersebut selanjutnya akan mereduksi atom oksigen dan bereaksi dengan air membentuk ion hidroksida



Selanjutnya ion Fe^{2+} bereaksi dengan ion OH^{-} membentuk *ferro hidroksida*.



Pada kondisi kekurangan oksigen, atau biasa disebut dengan anaerobik, *ferro hidroksida* dapat teroksidasi lebih lanjut untuk membentuk lapisan *magnetit* yang justru bermanfaat bagi *boiler* untuk mencegah korosi yang lebih parah.



Berikut adalah bentuk-bentuk korosi yang terjadi pada *boiler*:

2.3.1 Penipisan Pipa. Korosi pertama pada *boiler* biasa terjadi pada pipa yang alirannya mengalami semacam tabrakan atau turbulen, seperti pada lekukan pipa. Kondisi ini menyebabkan molekul-molekul Fe hanya teroksidasi hingga membentuk Fe^{2+} dan tidak membentuk Fe^{3+} yang berfungsi untuk membentuk magnetit. Karena tidak terbentuk lapisan *magnetit*, maka korosi akan lebih dalam mengikis pipa *boiler*. Erosi terus berlanjut didukung dengan aliran fluida di dalam pipa yang turbulen, sehingga ketebalan pipa berangsur-angsur menipis akibat korosi jenis ini.

Berikut adalah kondisi-kondisi yang memicu terjadinya korosi jenis ini:

- Aliran yang bertabrakan.
- Nilai pH yang rendah
- Kandungan oksigen di dalam air terlalu tinggi
- Adanya zat kimia yang menyebabkan besi untuk lebih mudah terlarut

Korosi ini sangat berbahaya karena dapat menyebabkan penurunan ketebalan *tube boiler* sehingga memicu leak dan pecah. Untuk menghindarinya dan melakukan mitigasi awal terkait kondisi penipisan *tube boiler*, perlu dilakukan inspeksi menyeluruh pada setiap bagian pipa *boiler* pada saat *overhaul* pembangkit.

Pada table 2.2 menunjukkan pencegahan dan tindakan *preventif* terkait perubahan kualitas air *boiler*. Standar tersebut menjadi arahan bagi operator untuk melakukan tindakan *preventif* yang bertujuan untuk mencegah kerusakan *tube boiler* yang lebih parah. Kerusakan pada *tube boiler* yang diakibatkan karena perubahan kualitas air bisa

berdampak pada penurunan kualitas kekuatan mekanik *tube boiler* dan menurunkan *life time* operasi *boiler*.

Tabel 2.2 *Action level Na (sodium) vs Pressure Steam Drum*

Action level		Keterangan
Action level 3	:	unit harus stop setelah 8 jam kualitas air tidak kembali normal
Action level 2	:	unit harus stop setelah 24 jam kualitas air tidak kembali normal
Action level 1	:	unit harus stop setelah 1 minggu kualitas air tidak kembali normal
Normal	:	Unit beroperasi dengan normal

Pada gambar 2.5 menunjukkan perbandingan *operating drum pressure* terhadap kandungan *sodium (Na)* dalam *ppm (part per million)* pada air *boiler*. Chart pada gambar 2.5 menunjukkan nilai Batasan *sodium* yang diijinkan pada variasi *pressure drum pressure*. Chart ini juga menunjukkan *level action* yang harus diambil. *Level action* berdasarkan table 2.2.

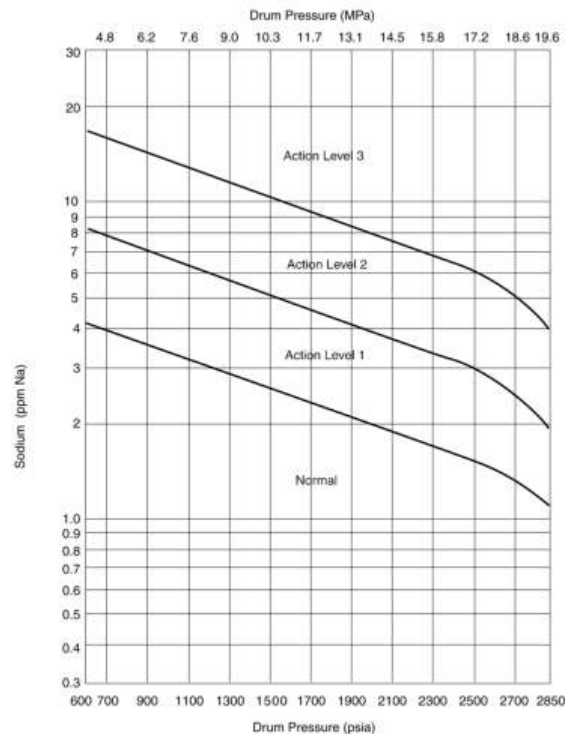


Figure 4-17
PC(H): Boiler Water Sodium vs. Operating Pressure

Gambar 2.5 *Chart Na vs Pressure Steam Drum*

2.3.2 Hydrogen damage adalah terdegradasinya *metal ferro* (Fe) akibat bereaksi dengan *hydrogen*. Penggetasan *hydrogen* adalah suatu proses hilangnya keuletan baja dengan terdifusinya *hydrogen* ke dalam struktur material baja. Kekuatan tarik tidak terpengaruh secara nyata. Kerusakan *hydrogen* menggambarkan pelemahan baja secara permanen karena berkembangnya retak-retak mikro (*microfissures*). Retak yang disebabkan oleh kerusakan *hydrogen* biasanya terjadi di sepanjang batas butir, karenanya berbeda dengan retak dingin akibat difusi *hydrogen* yang biasanya bersifat transgranular. Di dalam material baja, atom-atom *hydrogen* ini bergabung menjadi molekul (H_2) dan menyebabkan terjadinya regangan lokal yang hebat. Jika baja cukup *ductile* maka kemungkinan dapat bertahan terhadap regangan lokal ini.

Baja getas dan keras, maka akan terjadi retak-retak halus, yang kemudian menjadi besar dan mengakibatkan kegagalan material. Kerusakan *hydrogen* di dalam material baja terjadi akibat atom-atom *hydrogen* tersebut bergabung menjadi molekul (H_2) dan menyebabkan terjadinya regangan lokal. Jika kemudian gas H_2 terperangkap di dalam cacat material seperti inklusi dan laminasi, maka gas *hydrogen* berkumpul dan menaikkan tekanan di lokasi tersebut. Besarnya tekanan menyebabkan gelembung atau *blister*. Hal ini tidak terjadi pada suhu yang tidak terlalu tinggi dan pada daerah yang dekat dengan permukaan.

Patahan akibat kerapuhan (*embrittleness*) dapat terjadi karena terbentuknya fasa atau endapan yang getas pada material. Terbentuknya fasa atau endapan yang getas, dapat disebabkan oleh banyak faktor, seperti lingkungan, pemrosesan, perlakuan panas. Sehingga ketika material mengalami pembebanan berlebih material akan cepat patah tanpa terjadinya deformasi plastis. *Hydrogen damage* adalah istilah umum yang mengacu pada kerusakan mekanis dari logam yang disebabkan adanya interaksi antara logam dengan *hydrogen*. Kerusakan yang diakibatkan oleh *hydrogen damage* ini seperti terbentuknya *crack*, *blistering*, pembentukan hidrida, serta berkurangnya sifat keuletan dari suatu logam. *Hydrogen damage* sendiri diklasifikasikan menjadi empat tipe yang berbeda.

Tipe dari *hydrogen damage* antara lain, yaitu *hydrogen blistering*, *hydrogen embrittlement*, *decarburization*, dan *hydrogen attack*. *Hydrogen blistering* diakibatkan

dari adanya penetrasi *hydrogen* ke dalam logam. *Hydrogen blistering* dapat terjadi ketika *hydrogen* memasuki logam akibat adanya reaksi reduksi pada katoda logam. Mekanisme *hydrogen blistering*, yaitu atom *hydrogen* tersebut berdifusi ke dalam logam, kemudian atom *hydrogen* ini akan bertemu dengan atom *hydrogen* lain sehingga akan terjadi penumpukan atom *hydrogen*.

Akibat dari penumpukan atom *hydrogen* tersebut, atom *hydrogen* tersebut akan membentuk molekul *hydrogen* yang menghasilkan tekanan yang besar. Tekanan ini akan menyebabkan terjadinya retakan. *Hydrogen embrittlement* juga disebabkan karena adanya penetrasi oleh *hydrogen* ke dalam logam yang mengakibatkan hilangnya *ductility* dan *tensile strength*, dimana atom *hydrogen* tersebut tidak membentuk molekul gas *hydrogen* seperti pada *hydrogen blistering*.

Hydrogen blistering dengan *hydrogen embrittlement* memiliki perbedaan dalam merusak material, dimana pada *hydrogen blistering*, atom *hydrogen* berdifusi masuk ke dalam logam dan mengisi *void* sehingga atom-atom tersebut bergabung menjadi molekul *hydrogen* dimana konsentrasi molekul *hydrogen* akan semakin meningkat yang menyebabkan peningkatan tekanan di dalam *void* yang selanjutnya akan menyebabkan terjadinya *cracking*, sedangkan pada *hydrogen embrittlement*, penyebab awalnya sama seperti *hydrogen blistering* yaitu terjadi difusi atom *hydrogen* ke dalam struktur logam. Atom-atom *hydrogen* tersebut tidak membentuk molekul gas *hydrogen* melainkan menyisip di antara dislokasi.

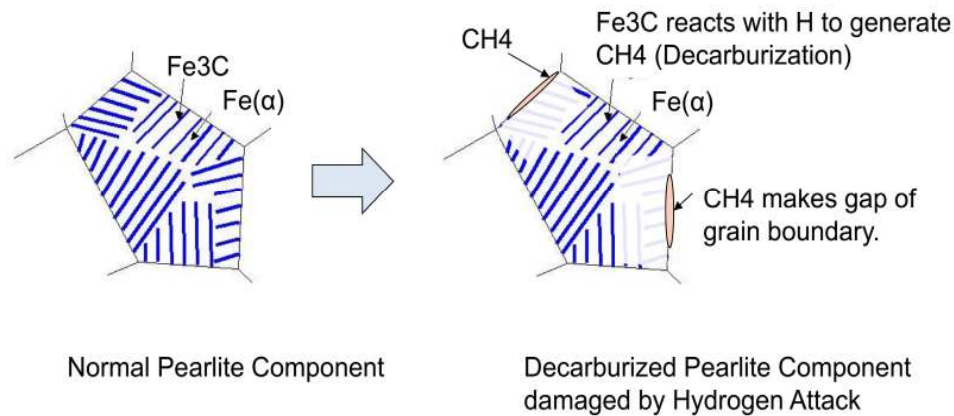
Terdapat dua jenis penggetasan *hydrogen*, yaitu pertama dikenal sebagai *embrittlement internal hydrogen*, terjadi ketika *hydrogen* memasuki logam cair yang menjadi jenuh dengan *hydrogen* segera setelah solidifikasi. Tipe kedua, *embrittlement hydrogen* lingkungan, hasil dari *hydrogen* yang diserap oleh logam padat. Hal tersebut dapat terjadi selama perawatan *thermal* yang ditinggikan suhu dan layanan selama lempeng listrik, kontak dengan bahan kimia pemeliharaan, reaksi korosi, proteksi katodik, dan beroperasi di *hydrogen* yang bertekanan tinggi.

Tidak adanya sisa stres atau *external loading*, lingkungan *hydrogen embrittlement* dapat diwujudkan dalam berbagai bentuk, seperti terik internal retak, pembentukan hidrida, dan mengurangi keuletan. Dengan tarik stres atau stres intensitas faktor melebihi ambang batas tertentu, *hydrogen* atomik akan berinteraksi dengan logam untuk

menginduksi pertumbuhan retak *subcritical* terkemuka untuk fraktur. Dalam ketiadaan reaksi korosi istilah biasa yang sering digunakan adalah *cracking* dengan bantuan *hydrogen* atau hidrogen stres retak.

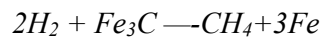
kondisi asam: $2H^+ + Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2H$

✓ kondisi basa: $2OH^- + Fe \rightarrow FeO_2^{2-} + 2H$

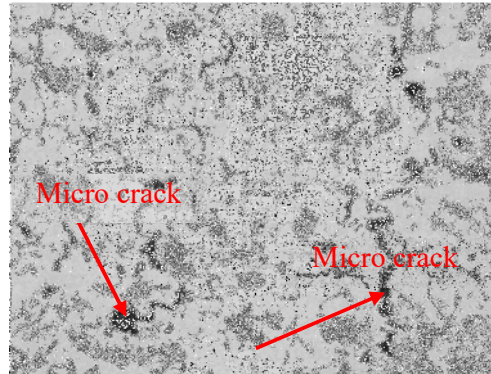


Gambar 2.6 Proses terjadinya *hydrogen damage*

reaksinya sebagai berikut:



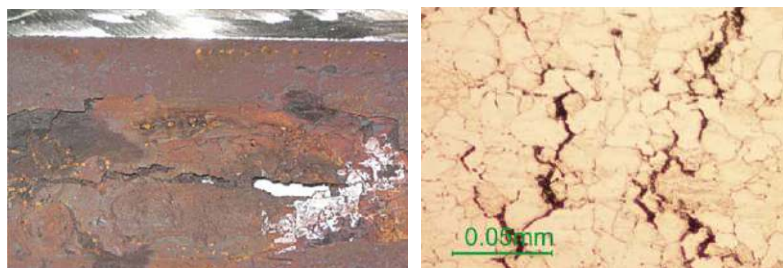
Atom *hydrogen* bereaksi dengan senyawa karbida besi (Fe_3C) menghasilkan gas *methane* (CH_4) dan besi *ferit* (Fe). Gas *methane* yang terbentuk tidak dapat berdiffusi keluar logam dan menimbulkan akumulasi tekanan. Tekanan tersebut membentuk void yang pada suatu kondisi lanjut void-void tersebut dapat “berhubungan” (*link-up*) membentuk crack. Gambar 2.6 menunjukkan struktur mikro untuk sebuah *tube* yang terkena *hydrogen attack*. *Void-void* dari gas *methane* yang terperangkap membentuk *link-up* menyebabkan terjadinya *crack* pada batas butir. Bentuk kerusakan berupa *crack* dari *hydrogen damage* dapat terlihat pada gambar 2.7. Pada gambar 2.7 menunjukkan bentuk *micro crack* yang terjadi dari void yang saling terhubung pada batas butir dan bentuk komposisi *ferit* dan *pearlite* pada baja karbon.



Gambar 2.7 Struktur mikro *tube* yang terkena *hydrogen damage*. (sumber *ASM Metal Handbook Vol 11*)

2.4 Literatur Reference

Ahmad dan dkk [1] Melakukan penelitian pada kerusakan *waterwall tube boiler* dengan spesifikasi *SA210-A1* pada sebuah *boiler* PLTU yang mengalami kebocoran *tube* area *waterwall* yang diindikasikan berupa *hydrogen damage*. *Boiler* beroperasi pada *temperature steam* 350°C dan *pressure* 16.5 Mpa. Posisi kerusakan *tube* berupa pada posisi 2-meter diatas *drain header bottom boiler*. Dari penelitian yang dilakukan pada titik kebocoran *tube boiler*, tidak terlihat adanya penipisan ketebalan *tube*. Secara visual mata terlihat ada nya deposit yang cukup tebal pada sisi *inner tube*. Hasil pemeriksaan under deposit ditemukan adanya *crack* dan *gouging contour* dan pola pecahan getas yang terlihat pada gambar 2.8 (a) yang mengindikasikan bahwa *tube* mengalami kerusakan dari *hydrogen damage*.



(a)

(b)

Gambar 2.8 *Inner surface* dan struktur mikro *tube* yang rusak; (a) bentuk kerusakan pada *tube*, (b) bentuk *micro crack* pada struktur mikro

Dari analisis struktur micro fase *pearlite* (Fe_3C) sudah menjadi *fase fine pearlite*. Perubahan fase ini mengakibatkan penurunan kekuatan mekanik dari logam. Dari analisis struktur micro terlihat jelas terbentuknya *micro crack* pada batas butir, seperti yang terlihat pada gambar 2.8 (b). *Crack* terbentuk dari *methane* (CH_4) yang berdifusi kedalam batas butir logam. Kenaikan *pressure methane* akan membentuk *crack* sepanjang butir. *Crack* yang terbentuk menurunkan kekuatan mekanik *tube* dan pecah. Dari kondisi ini dapat dipastikan bahawa *tube* mengalami korosi berupa *hydrogen damage*

Tabel 2.3 Komposisi deposit pada *tube boiler*

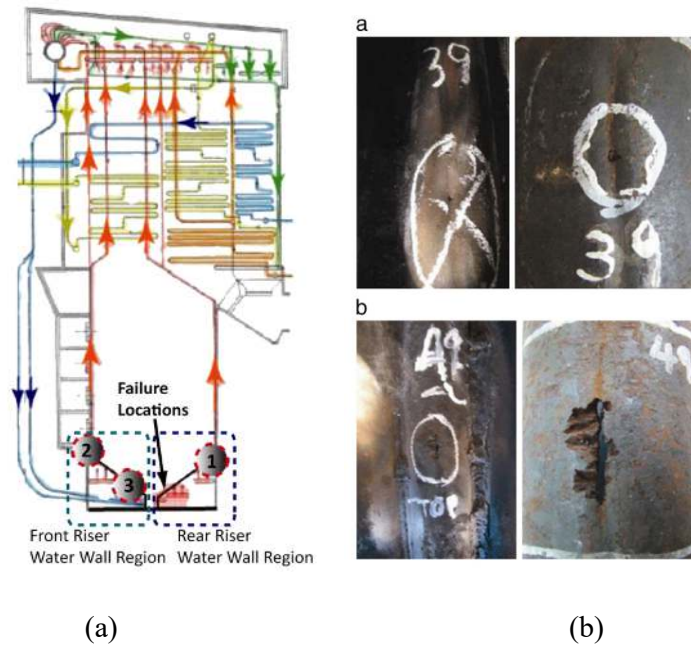
No.	Elements	Water soluble, %	Water insoluble, %
1	Iron as Fe/Fe ₃ O ₄	0.012/0.016	63.69/88.02
2	Manganese as Mn/MnO	0.013/0.017	5.641/7.282
3	Chromium as Cr/CrO	0.004/0.005	0.040/0.050
4	Molybdenum as Mo/MoO	0.000/0.000	0.000/0.000
5	Nickel as Ni/NiO	0.005/0.006	0.020/0.030
6	Vanadium as V/V ₂ O ₅	0.000/0.000	0.000/0.000
7	Copper as Cu/CuO	0.000/0.000	0.000/0.000
8	Zinc as Zn/ZnO	0.000/0.000	0.000/0.000
9	Magnesium as Mg/MgO	0.002/0.004	-/-
10	Calcium as Ca/CaO	0.000/0.000	-/-
11	Sodium as Na/Na ₂ O	0.028/0.037	-/-
12	Potassium as K/K ₂ O	0.061/0.074	-/-
13	Sulphate as SO ₄	-/-	-/-
14	Chloride as Cl	0.020/0.020	-/-

Dari table 2.3 dari *deposit* yang dilakukan uji XRD terdapat salah satu komponen yang muncul adalah *sodium (Na)*. Na pada logam akan menyebabkan perusakan lapisan *magnetite layer* dan *gouging* pada permukaan dalam *tube*. Kerusakan pada permukaan *internal tube* menyebabkan terjadinya korosi. *Hydrogen damage* pada kondisi basa dapat dijelaskan pada persamaan dibawah ini

- $4NaOH$ (*Caustic*) + Fe_3O_4 (*Magnetite layer*) \rightarrow $2NaFeO_2$ + Na_2FeO_2 + $2H_2O$
- Fe (*Base metal*) + $2NaOH$ \rightarrow Na_2FeO_2 + $2H$
- $4H^+$ + Fe_3C (*Iron carbide*) \rightarrow CH_4 (*Methane*) + $3Fe$

Ahmad dan dkk [2] Melakukan studi pada *tube boiler* yang mengalami kebocoran yang diindikasikan dari kerusakan *hydrogen damage* pada sebuah PLTU batubara. Kerusakan akibat *hydrogen damage* dipastikan dari adanya pencemaran dari air *boiler* oleh air laut dari kebocoran *tube* kondensor. Hal ini dapat disimpulkan dari hasil uji deposit yang terbentuk. Komposisi *deposit* berupa *Sodium (Na)* sebesar 0.004% dan *Chloride (Cl)*

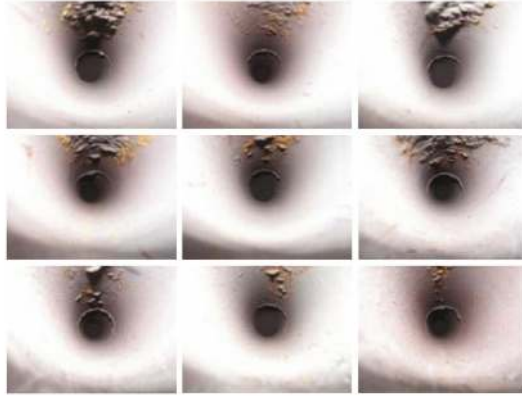
sebesar 0.032. Dari analisa pola kerusakan yang terbentuk berupa patahan getas dan terdapat *gouging corrosion* pada permukaan dalam *tube*.



Gambar 2.9 kerusakan *riser tube boiler*; (a) lokasi titik kebocoran, (b) bentuk kebocoran *tube*

Pada gambar 2.9 menunjukkan lokasi kerusakan *tube boiler* dan bentuk kerusakan *tube boiler*. Lokasi kerusakan berada pada area *bottom boiler*, dan dari bentuk kerusakan terlihat bentuk patahan getas dan tidak adanya penipisan ketebalan *tube boiler*.

Pada penelitian ini dilakukan kegiatan *boroscope* pada *inner tube boiler* di sekitar *tube* yang mengalami kebocoran, untuk melihat kondisi sisi dalam *tube* tersebut. Pada gambar 2.10 adalah hasil pemeriksaan *tube boiler* tersebut terlihat sudah ada korosi pada sisi dalam *tube*, terutama sisi yang menerima panas dari hasil pembakaran. Dari kondisi ini perlu dilakukan tindakan *preventif* untuk mencegah terjadi nya kebocoran *boiler*.

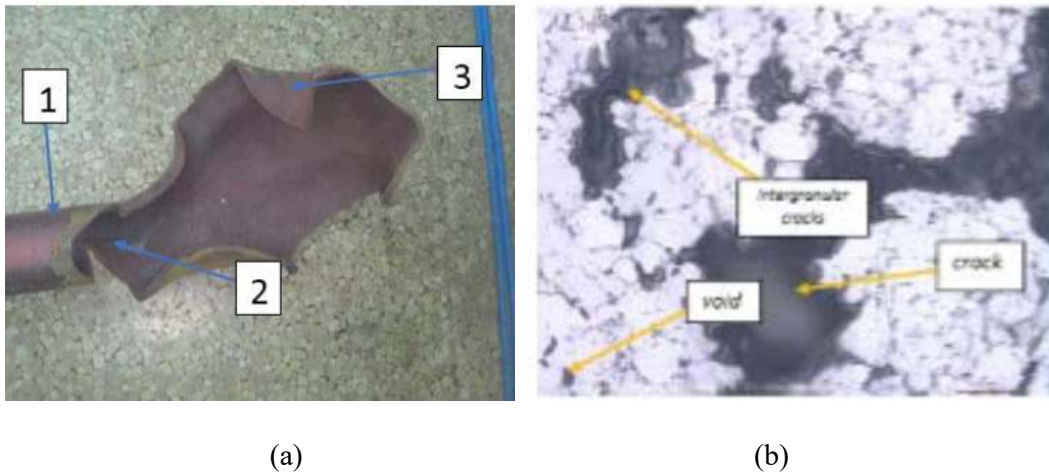


Gambar 2.10 *Boroscope* pada *tube boiler* yang indikasi indikasi *hydrogen damage*

Dalam journal penelitian disebutkan tindakan *preventif* untuk mencegah kerusakan *tube boiler* berupa:

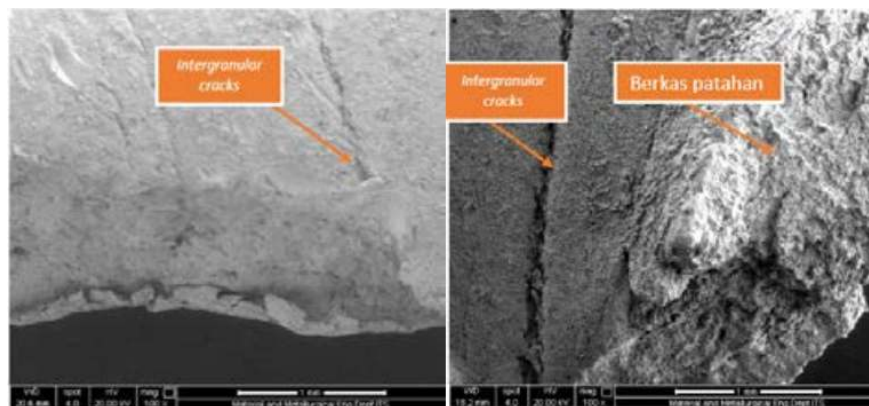
1. Mengoperasikan *Condensate Polishing Plant* (CPP) untuk menjaga kualitas air *boiler*.
2. Monitoring kualitas air rutin dengan pemasangan *online analyzer*.
3. Melakukan kegiatan pemeriksaan *inner tube boiler* dengan menggunakan *Boroscope* pada waktu *overhaul* pembangkit, untuk memastikan kondisi *internal tube boiler*, terutama pada daerah yang sudah terdapat indikasi korosi *hydrogen damage*
4. Melakukan *Phosphate treatment* pada range 300-1000ppb untuk menjaga kualitas air *boiler*

Jeremy dan dkk [3] Melakukan studi pada *tube boiler super heater* dengan tipe *ASTM A213 grade T11* yang mengalami kerusakan yang diindikasikan dari *creep*. *ASTM A213 Grade T11* ini termasuk ke dalam golongan baja karbon rendah. Pengujian yang dilakukan dengan cara melakukan visual cek, pengujian struktur micro, *SEM*, dan *hardness* pada *tube* yang mengalami kerusakan.



Gambar 2.11 *tube superheater* yang mengalami kerusakan; (a) bentuk kerusakan, (b) struktur micro *tube* yang rusak

Pada gambar 2.11 (a) adalah bentuk kerusakan *tube* area *superheater*, terlihat bahwa kerusakan *tube* yang pecah. Bentuk kerusakan dilakukan Analisis pada 3 titik, 1 titik yang tidak mengalami kerusakan, dan 2 titik pada area yang pecah. Pengambilan 3 titik ini sebagai bahan Analisis dan perbandingan hasil antara daerah yang rusak dan daerah yang tidak mengalami kerusakan. Pada gambar 2.11 (a, b) analisis struktur micro, terlihat struktur micro adalah *ferit* dan *pearlite*. Dalam Analisis struktur micro terlihat adanya *void*. *Void* merupakan sebuah rongga kosong yang terdapat pada batas butir, sedangkan *intergranular crack* adalah *void* yang bergabung menjadi suatu muluran memanjang pada batas butir. *Intergranular crack* merupakan sumber tegangan dan menjadi *initial crack*.

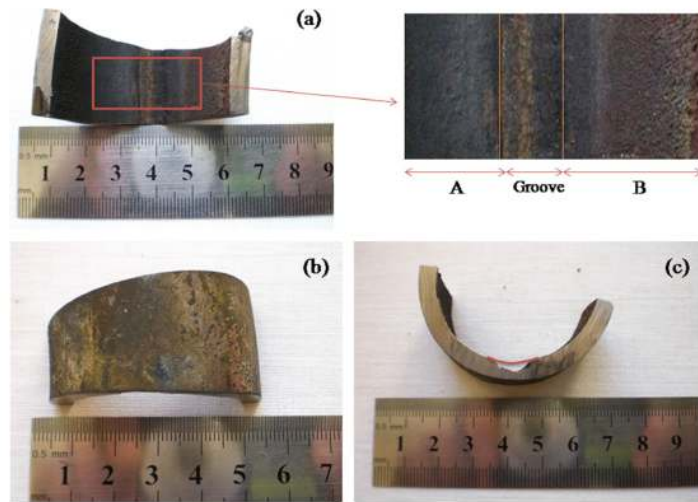


Gambar 2.12 SEM pada *tube superheater* yang pecah

Berdasarkan hasil pengujian SEM seperti pada gambar 2.12 dapat dilihat bahwa terdapat *intergranular crack*, pada kondisi yang terdapat di bagian luar dan sisi dalam. *Intergranular crack* ini ditimbulkan karena adanya aliran panas yang *fluktuatif* menyebabkan benda tersebut mengalami *thermal fatigue*. Temperatur pengoperasian yang dilakukan biasanya berlebih sehingga benda melewati temperatur ketahanan panasnya (diatas 570°C), sehingga membuat benda ini mudah terdeformasi, dan karena deformasi yang terus menerus menyebabkan benda tersebut fatigue. *Thermal fatigue* ini membuat benda mulur ketika terkena panas dan menyusut ketika panas tersebut berkurang ataupun hilang. Fenomena ini disebut pemuluran atau *creep* yang nantinya menimbulkan *void*. *Void* muncul pada batas butir dan sejalan waktu *void* akan semakin banyak dan bertemu dengan *void* yang lain. Kumpulan *void* ini akan menjalar di batas butir dan membentuk *Intergranular Crack*. *Intergranular crack* yang terjadi di banyak tempat menyebabkan material itu menjadi rentan, *intergranular crack* ini dapat bergabung dengan *intergranular crack* yang lain membentuk suatu *crack*. Jika *crack* ini terbentuk, besar kemungkinan suatu material mengalami kegagalan.

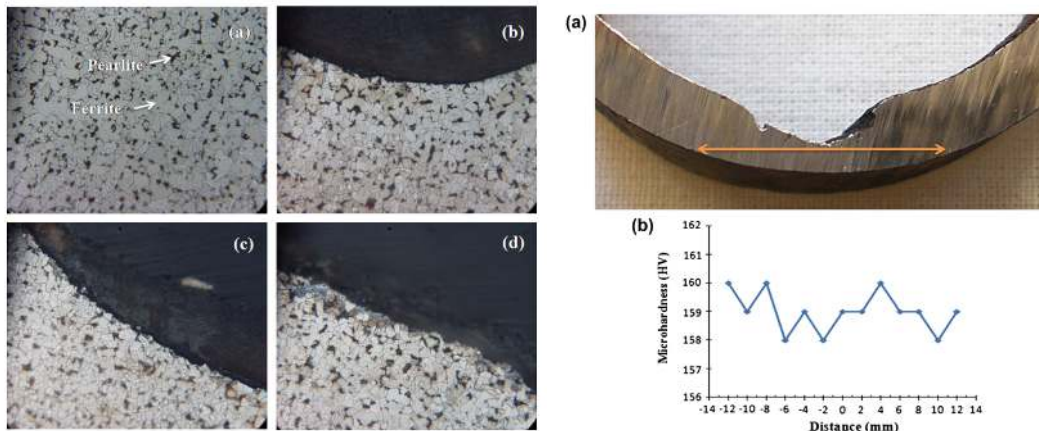
Farhat dan dkk [6] melakukan penelitian pada *tube area wall boiler* dengan spesifikasi grade material SA 210-A1. Penelitian ini dilakukan pada *boiler* yang tidak beroperasi selama beberapa bulan. Dari kondisi stop tersebut dilakukan *cleaning scale* pada internal *tube* menggunakan *caustic compound*. Proses treatment untuk menjaga nilai PH menggunakan *phosphate* dan *sodium hydroxide*. Penelitian ini dilakukan untuk memastikan mekanisme dan *root cause* dari kerusakan *tube* yang diindikasikan dari *caustic corrosion* pada *tube area water wall*. Metode penelitian ini dilakukan dengan cara pengamatan secara visual, dari pengamatan tersebut terdapat pola kerusakan yang *typical*, dimana bentuk kerusakan pada sisi *inner tube* berupa *groove* yang berwarna abu hitam dan terdapat *porous* pada bawah produk korosi.

Untuk memastikan *root cause* dilakukan beberapa pengujian pada *tube*. Uji *hardness* pada permukaan *tube* yang mengalami kerusakan. Uji *chemical composition* untuk memastikan komposisi material *tube* tersebut. Uji *microstructure* untuk melihat bentuk butir dan komposisi butir secara micro. SEM analysis dengan *X-ray (EDS-Oxford instrument)* dan *XRD* analysis untuk memastikan komposisi kerak material tersebut.



Gambar 2.13 Bentuk penampang *tube* yang mengalami kerusakan

Pada gambar 2.13 adalah bentuk penampang kerusakan *tube*. Bentuk penampang yang tercapture pada sisi luar *tube*, sisi *inner tube* yang mengalami kerusakan berupa pengurangan ketebalan *tube* mencapai 40%. Pada gambar 2.13 dari visual terdapat perbedaan warna pada sisi yang tidak terkorosi dan sisi yang mengalami korosi. Sisi yang tidak terkorosi berwarna hitam yang merupakan lapisan *magnetite* Fe_3O_4 dan *hematite* Fe_2O_3 .



(a)

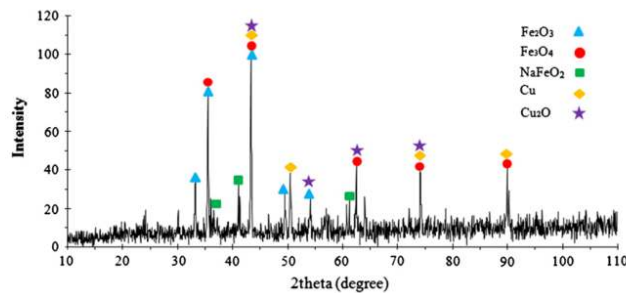
(b)

Gambar 2.14 Gambar hasil uji dan *hardness* pada *tube* yang rusak (a) struktur micro *tube*, (b) hasil nilai *hardness*

Pada gambar 2.14 (a) memperlihatkan hasil uji struktur micro pada penampang *tube* yang rusak. Dari hasil struktur micro tidak ditemukan ada *micro crack* dan *void* pada batas butir. Dari struktur mikro terdiri dari *ferit* dan *pearlitee*. Pada gambar 2.14 (b) data *hardness* yang terukur pada 12 titik masih sama dengan standard material SA 210-A1. Dari hasil 2 pengujian *tube* dapat disimpulkan *tube* masih dalam kategori normal. Pengujian XRD untuk memastikan komposisi dari scale yang terbentuk pada bagian *tube* yang rusak.

Table 3
EDS elemental analysis of the inner surface of the tube from the different part of the specimen.

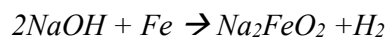
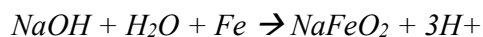
	C	O	Zn	Cu	Mn	Si	S	P	Ca	Al	Na	Ni	Fe
Groove scale	2.75	21.21	1.09	8.06	2.16	0.80	0.83	1.06	3.90	4.16	2.70	0.53	50.75
Brown scale	1.84	18.98	0.11	1.27	0.64	1.31	0.24	0.10	0.61	4.62	0.22	0.24	69.82
Gray scale	2.04	24.90	0.39	3.93	1.49	1.00	0.49	2.16	2.02	4.50	0.65	0.39	56.04



Gambar 2.15 hasil uji komposisi dari scale yang terbentuk

Pada gambar 2.15 adalah hasil uji *deposit* pada bagian *tube* yang mengalami korosi menggunakan metode XRD (*X-ray diffraction*) menunjukkan adanya unsur Na (*Sodium*). Hal ini kuat menunjukkan adanya *caustic gouging* pada sisi *fire side* (sisi yang terkena paparan panas *boiler*). *Sodium* bebas pada air *boiler* dapat merusak lapisan *magnetite* pada permukaan *tube*. Dampak kerusakan tersebut menyebabkan korosi dan pengurangan ketebalan *tube*. *Caustic gouging* yang *sodium* bebas akan aktif pada temperature diatas 90°C. Hal ini dapat terlihat bahwa bagian yang mengalami pengurangan ketebalan *tube* adalah bagian yang terkena api secara langsung.

Reaksi yang terjadi



Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa kerusakan *tube* disebabkan dari adanya *caustic* pada air *boiler* yang berasal dari proses *cleaning internal tube*. Monitoring kualitas air *condesate* dan *boiler* perlu dilakukan untuk memastikan kualitas air dalam kondisi Batasan yang diijinkan.

Camilo dan dkk [9] melakukan penelitian pada kerusakan *tube boiler* yang mengalami kerusakan. *Tube* yang dilakukan penelitian pada sebuah pembangkit batubara dengan kapasitas 165 MW. *Tube boiler* yang digunakan adalah *tube* dengan spesifikasi *carbon steel SA 210-A1* dengan OD 57 mm dan *thickness MWT (minimum wall thickness)* 5.4 mm. *Tube boiler* di desain dengan *standard ASME B31.1 power piping*, dengan desain operasi *temperature* pada 510°C dan *tensile stress* pada 102 Mpa.



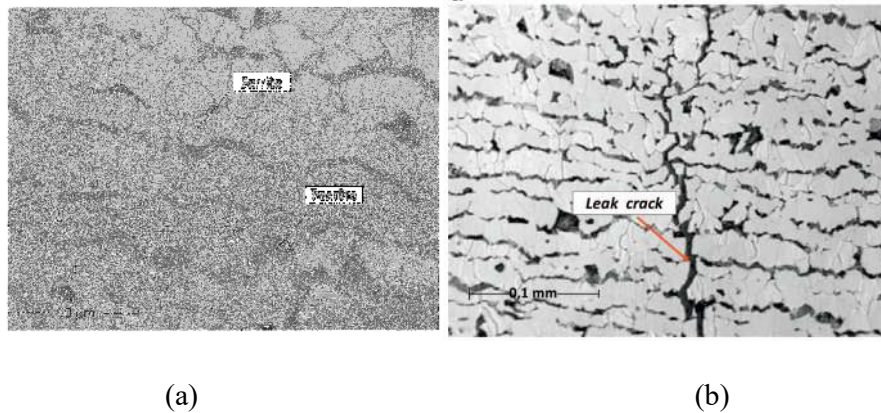
(a)

(b)

Gambar 2.16 kerusakan *tube boiler*; (a) posisi kerusakan *tube boiler*, (b) bentuk kerusakan *tube boiler*

Pada gambar 2.16 (a) menunjukkan posisi kerusakan *tube* berada pada sisi *opening wall tube*. Pada gambar 2.16 (b) menunjukkan bentuk kerusakan berupa crack yang membentuk sudut 45° terhadap arah aliran *tube*. Dari kerusakan ini maka dilakukan beberapa pengujian untuk memastikan jenis kerusakan dan penyebab kerusakan *tube* tersebut. Pengujian yang dilakukan antara lain *microstructure*, *hardness*, XRD (*X-ray diffraction*) dan SEM (*Scanning Elctron Micoscope*), chemical composition. Dari hasil pemeriksaan komposisi kimia, *tube* yang digunakan adalah *tube* yang sesuai dengan

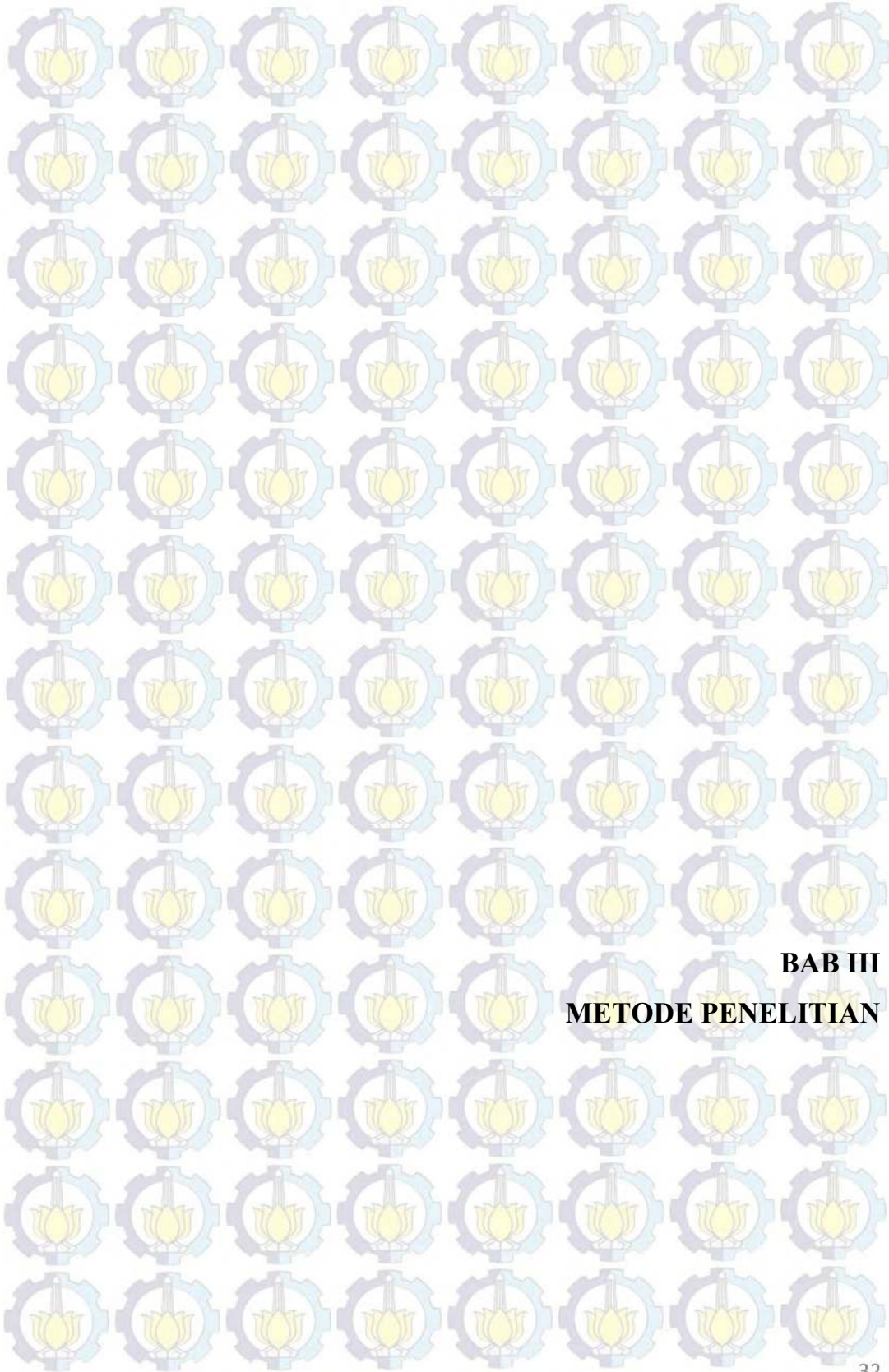
standard material SA 210 A1. Nilai *hardness* yang terukur menunjukkan nilai yang masih dalam batasan > 79 HBN (*hardness Brinell*).



Gambar 2.17 Gambar hasil uji struktur micro; (a) komposisi struktur micro, (b) *micro crack* pada struktur micro

Pada gambar 2.17 (a) menunjukkan hasil pengujian struktur micro terdiri dari *ferit* dan *pearlite* dan masih terlihat *banded structure*. Pada gambar 2.17 (b) menunjukkan adanya retakan yang terjadi pada batas butir dan terlihat jelas melintang tegak lurus terhadap struktur micro. Dari analisis kimia pada sisi dalam *crack*, terdapat kandungan oksigen yang sangat tinggi yang mencapai 21%. Oksigen berasal dari oksigen yang terlarut pada *feed water*. Data yang diperoleh dari laboratorium menjelaskan bahwa kadar oksigen melewati batasan standard pada *feed water*. Kesimpulan yang diperoleh dari kerusakan *tube boiler* adalah dari *stress corrosion cracking*. Kondisi ini merupakan kombinasi dari dampak *cold bending tube* yang menyebabkan *residual stresses* dan *pitting* korosi dari oksigen terlarut pada air *boiler*.

Lembar Ini sengaja dikosongkan

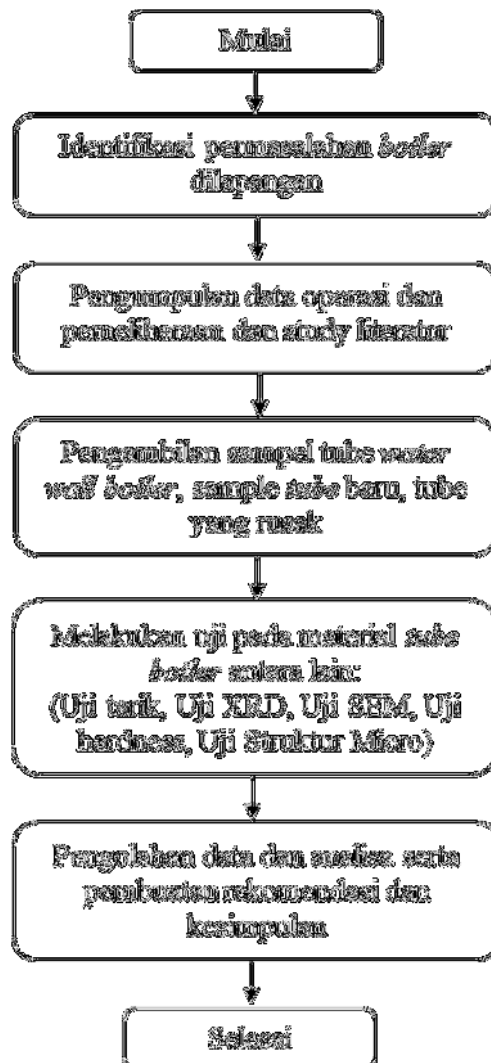


BAB III
METODE PENELITIAN

BAB III

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan pada *boiler area wall tube* PLTU Banten Suralaya. Pada gambar 3.1. menunjukkan metode penelitian mulai dari identifikasi permasalahan di lapangan, melakukan studi literatur, serta pengujian pada beberapa *tube* yang rusak dan *tube* sample untuk dilakukan analisis dan rekomendasi dari hasil pengujian tersebut.



Gambar 3.1 *flowchart* penelitian

3.1. Studi Literatur dan data operasi *Boiler*

Untuk membantu dalam pemahaman dan analisis permasalahan yang akan dijadikan tema dan analisis, dilakukan studi literatur berkaitan dengan kerusakan *tube* pada di pada *boiler* PLTU Banten Suralaya. Studi literatur diperoleh dari jurnal, *e-book*, *handbook*, laporan operasi terkait kualitas air serta data temperature operasi *tube boiler*, laporan bidang pemeliharaan terkait kerusakan *tube boiler*, thesis dan *website*.

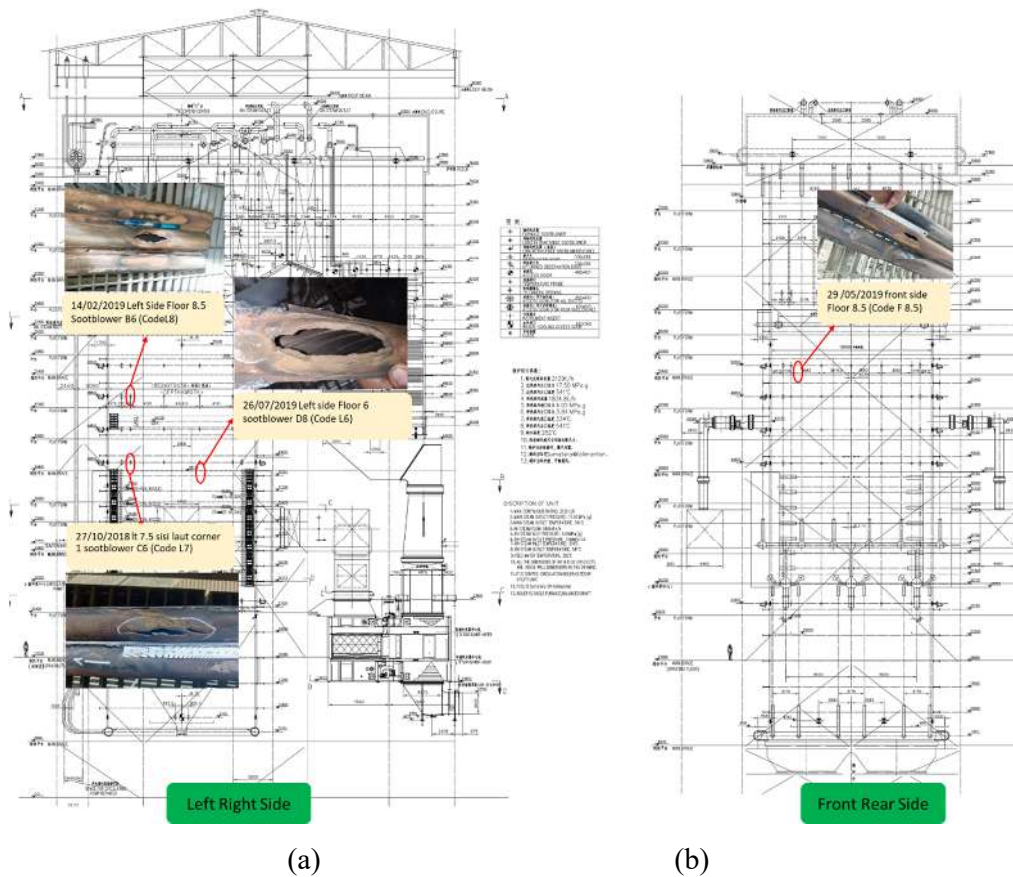
3.2 Pengambilan sample uji *tube boiler*

Pengambilan sampel uji dilakukan pada sampel *tube* yang baru, *tube* yang terpasang di *boiler*, dan *tube* yang telah mengalami kerusakan berupa leak yang tertulis pada tabel 3.1. Pada tabel tersebut menunjukkan titik *boiler* yang diambil untuk pengujian, waktu terjadinya kerusakan dan pengkodean *tube* untuk mempermudah penulisan dan bentuk pengujian yang dilakukan untuk penelitian.

Tabel 3.1 Sample pada *tube boiler* yang rusak

No	Tube boiler	Bulan	Kode	Jenis pengujian				
				Tensile	Hardness	Mikro	SEM-	XRD
1	Left Side	February 2019	Code L8	2	3	3	2	1
2	Left Side	February 2019	Code L7	2	3	3	2	x
3	Tube sampel (all side)	Maret 2019		24	24	24	6	x
4	Left side Tube	Mei 2019	Code L6	2	3	2	1	x
5	Front side Tube	Juli 2019	Code F8.5	2	1	1	1	x
Total				32	34	33	12	1

Pada gambar 3.2 pada halaman berikutnya menunjukkan lokasi kerusakan *tube* pada *drawing boiler*. *Tube* yang rusak dan dijadikan pengujian adalah *tube* pada sisi *left* dan *front* dengan elevasi sekitar 50-52 meter. Elevasi ini berada pada lokasi yang memiliki *high flux thermal* yang tinggi selama operasi *boiler*. Kondisi ini tentunya menjadi catatan untuk menjadi bagian analisis terkait potensi adanya *overheating* pada kerusakan *tube boiler*.



Gambar 3.2 lokasi *tube* yang pecah indikasi *hydrogen damage*; (a) penampang sisi *left* dan *right*, (b) penampang sisi *front* dan *rear*

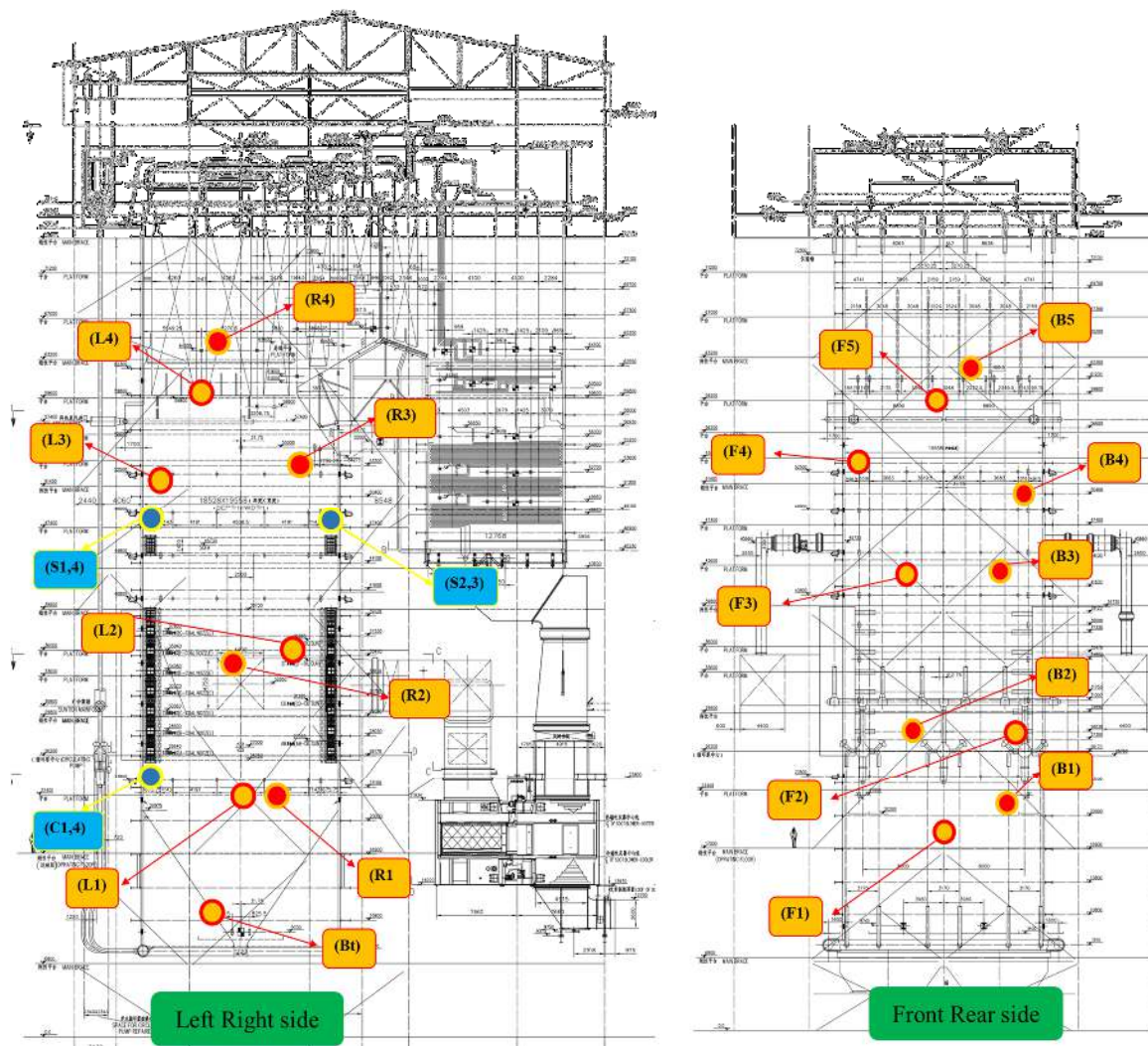
3.2.1 Pengambilan sample pada area water wall

Pengambilan sample *tube boiler* dilakukan untuk memastikan tingkat kondisi *tube* pada berbagai elevasi dan sisi *boiler*. *Tube sample* diambil dari *area bottom boiler* hingga *area upper wall tube* yang berdekatan dengan *area radiant reheater*. *Tube* kondisi baru (*new*) juga dilakukan pengambilan data sebagai pembandingan dengan data dilapangan.

Dari ketinggian elevasi *boiler* dibagi 5 bagian area untuk memudahkan pengambilan sampel *tube* untuk mewakili setiap *area water wall tube boiler* seperti yang terlihat pada gambar 3.3. Pada table 3.2 menunjukkan pembagian elevasi *boiler*. Pembagian elevasi ini mengacu pada drawing *boiler* PLTU Banten Suralaya. Pembagian ini berdasarkan pada panjang *tube* serta posisi pemasangan *water wall tube*.

Tabel 3.2 Pembagian elevasi wall tube Boiler

No	Area	Elevasi (meter)
1	Bottom side	8-22
2	Middle Lower side	22-34
3	Middle side	34-46
4	Midle Upper side	46-58
5	Upper side	58-70
6	Corner Side	8-70



(a)

(b)

Gambar 3.3 Lokasi pengambilan sampel *tube boiler*; (a) penampang sisi *left* dan *right*, (b) penampang sisi *front* dan *rear*

Tabel 3.3 Tabel Pengambilan *sample tube boiler* yang terpasang

No	Kode	Jumlah sampel					
		Analisis Struktur					
		Elevasi <i>Boiler</i> (meter)	Uji Tarik	Uji Keras	Mikrostructure	SEM	Jumlah <i>Tube</i>
1	L1	20	2	1	1	1	1
2	L2	37	2	1	1	1	1
3	L3	52	2	1	1	X	1
4	L4	63	2	1	1	X	1
5	R1	20	2	1	1	X	1
6	R2	37	2	1	1	1	1
7	R3	52	2	1	1	1	1
8	R4	63	2	1	1	X	1
9	F1	20	2	1	1	X	1
10	F2	30	2	1	1	X	1
11	F3	44	2	1	1	X	1
12	F4	53	2	1	1	1	1
13	F5	60	2	1	1	X	1
14	B1	20	2	1	1	X	1
15	B2	30	2	1	1	X	1
16	B3	44	2	1	1	X	1
17	B4	53	2	1	1	X	1
18	B5	60	2	1	1	X	1
19	C1	22	2	1	1	1	1
20	C4	22	2	1	1	X	1
21	S1	58	2	1	1	X	1
22	S2	58	2	1	1	X	1
23	S3	58	2	1	1	X	1
24	S4	58	2	1	1	X	1
26	BR1	(new tube)	x	1	1	1	1
27	BR2	(new tube)	x	1	1	1	1
28	Bt	8	x	1	1	X	1

Keterangan:

<i>L: Left side (Sea side)</i>	<i>F: Front side</i>	<i>S: Sofa side</i>
<i>R: Right side (Hill Side)</i>	<i>B: Rear Side</i>	<i>BR: New Tube</i>
<i>Bt: Bottom side</i>	<i>C: Corner side</i>	X: Tidak dilakukan

Pada tabel 3.3 Menunjukkan lokasi (elevasi dan posisi) pengambilan *tube* yang belum rusak pada *boiler*. Detail lokasi juga bisa dilihat dan merefer pada gambar 3.3. Sampel yang digunakan 1 buah untuk masing masing lokasi. Bentuk pengujian *tube* sample seperti yang tertulis pada tabel 3.3.



Gambar 3.4 Metode pengambilan dan penggantian sample tube Boiler

Pengambilan sampel *tube boiler* dilakukan pada saat unit stop seperti terlihat pada gambar 3.4. Pengambilan sample *tube* sebanyak 2 batang pada masing masing titik dengan Panjang 30 cm. *Tube* yang terpotong untuk sample dilakukan penggantian dengan *tube* baru agar *boiler* dapat normal berproduksi. Hasil pangambilan *tube* sampel dilakukan uji yang sama dengan *tube* yang mengalami kerusakan, untuk dapat dilakukan perbandingan hasil.

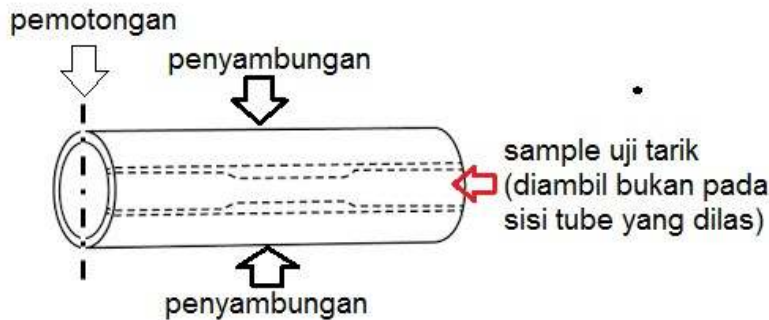
3.3 Pengujian Tube Boiler

a) Visual Inspection

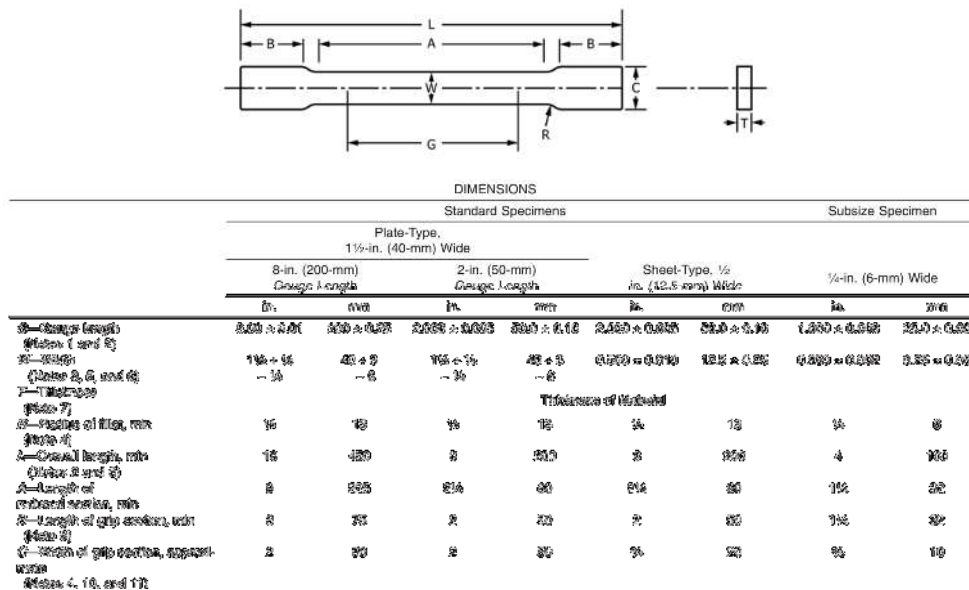
Pengamatan langsung dengan mata secara visual untuk melihat proses yang mungkin sudah dialami dan mencermati lokasi cacat yang mungkin terjadi. Memastikan bentuk kerusakan *tube* dan lokasi kerusakan *tube*.

b) Uji tarik (*Tensile test of tube walls*)

Pengujian tarik bertujuan untuk mendapatkan data kekuatan material *tube* dan hasilnya akan dibandingkan dengan standar kekuatan material *tube boiler* sesuai standar ASTM A 210 grade A1. Pengujian tarik dilakukan pada temperature kamar dengan menggunakan standar ASTM A370. Gambar 3.5 menunjukkan pengambilan lokasi sampel pengujian dan Gambar 3.6 menunjukkan bentuk spesimen uji sesuai ASTM A 370 untuk pengujian tarik.



Gambar 3.5 Sketsa lokasi pengambilan sampel uji tarik pada *tube*



Gambar 3.6 Bentuk dan dimensi sampel/spesimen uji tarik sesuai *ASTM A370*.

c) Pengujian komposisi kimia

Pengujian komposisi kimia dilakukan pada material *tube* (*base metal*) untuk mengetahui jenis dan kesesuaian material *tube*. Hasilnya akan dibandingkan dengan standar material *ASTM A 751* dan *ASTM E415*. Pengujian komposisi kimia juga dilakukan pada logam las (*weld metal*). Pengujian komposisi kimia dilakukan secara *bulk* dengan *Optical Emission Spectroscopy* (OES).

d) Analisis struktur mikro (ASM) dengan menggunakan mikroskop optik dan Scanning Elctron Micoscope (SEM).

Analisis struktur mikro dilakukan pada material *tube* untuk mengetahui perubahan struktur mikro yang mungkin terjadi sehingga dapat memberikan gambaran mekanisme kegagalan yang dialami *tube*. Pengamatan struktur mikro dengan mikroskop optik menggunakan alat mikroskop optik. Pengamatan struktur mikro dengan menggunakan *SEM-EDS* bertujuan untuk melihat lebih dalam struktur mikro yang terjadi yang tidak dapat diakomodir oleh mikroskop optik karena keterbatasan pembesaran. Selain itu, dengan menggunakan EDS yang terintegrasi pada SEM, bertujuan untuk mengetahui unsur-unsur yang ada pada *local area* yang diperiksa. SEM yang digunakan adalah JEOL 610-LA yang dioperasikan pada 20 kV. Penggunaan SEM dan SEM- EDS terbatas hanya pada beberapa sampel *tube*. Larutan etsa yang digunakan untuk menghasilkan struktur mikro adalah Nital 5 %. (1-5 ml HNO₃ dalam 100 ml etanol 95 % atau metanol 95 %). Pada gambar 3.7 menunjukkan titik lokasi pengujian struktur micro pada *tube* yang rusak



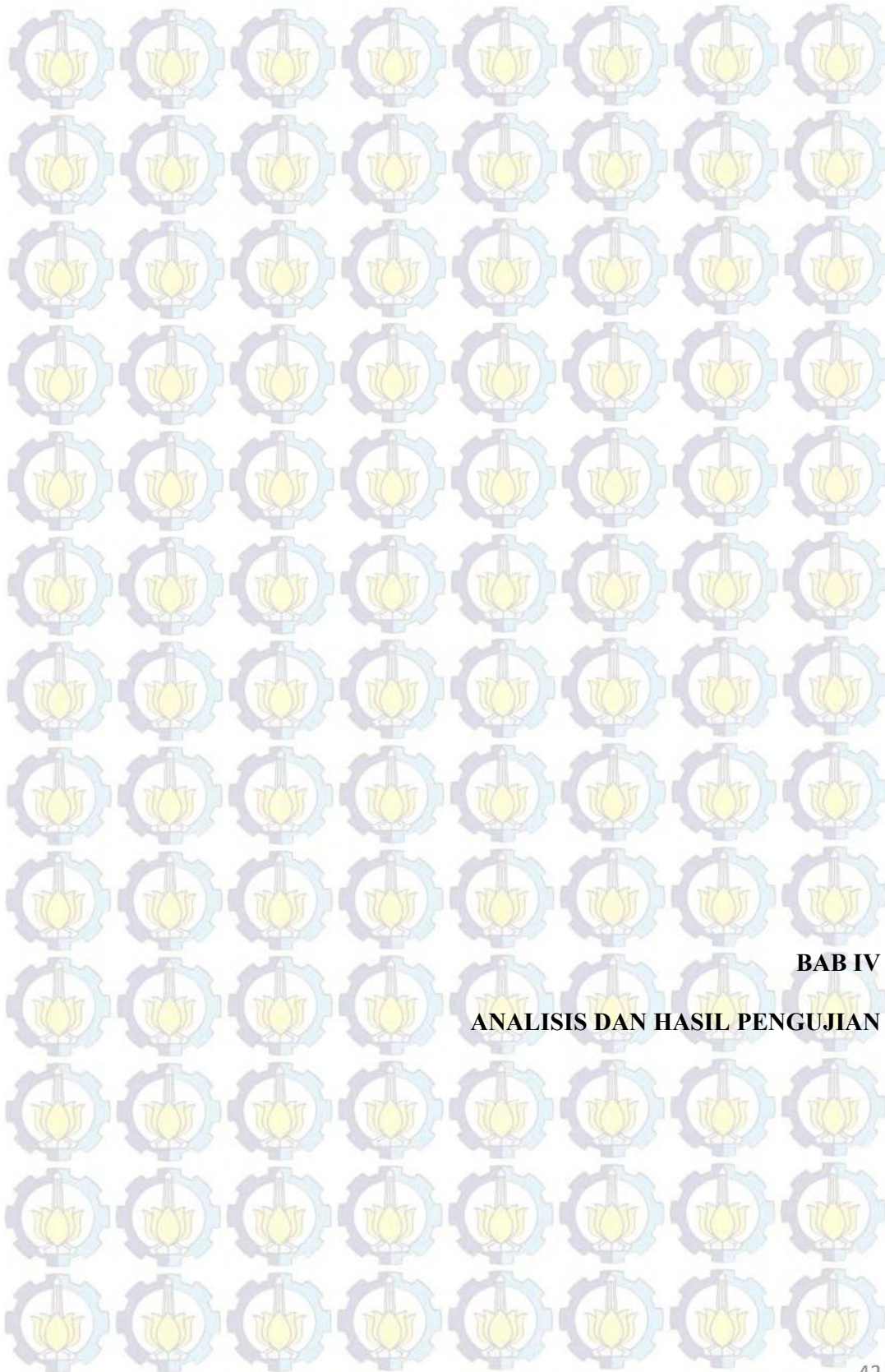
Gambar 3.7 Lokasi pengambilan sampel struktur micro pada *tube* yang rusak

e) Uji kekerasan

Pengujian kekerasan dilakukan dengan metoda *Vickers* menggunakan *Zwick Vickers Hardness Tester* dan beban 500 gram. Sampel uji keras menggunakan sampel yang sama untuk ASM (Analisis Struktur Micro). Setiap sampel dilakukan pengujian pada 3 lokasi yaitu bagian dinding dalam *tube*, bagian tengah dan bagian terluar dinding *tube*. Setiap lokasi dilakukan 3x pengujian kekerasan. Hasil rata-rata harga kekerasan yang diperoleh dibandingkan dengan standar *ASTM A210 grade A1*.

f) X-ray diffraction (XRD)

Pengujian difraksi sinar X dilakukan pada deposit korosi/*scale tube* yang mengalami bocor dengan tujuan untuk mengetahui kandungan unsur-unsur yang terkandung pada deposit *scale* sehingga dapat mengetahui penyebab terjadinya kegagalan.



BAB IV
ANALISIS DAN HASIL PENGUJIAN

BAB IV

ANALISIS DAN HASIL PENGUJIAN

4.1 Boiler Banten Suralaya

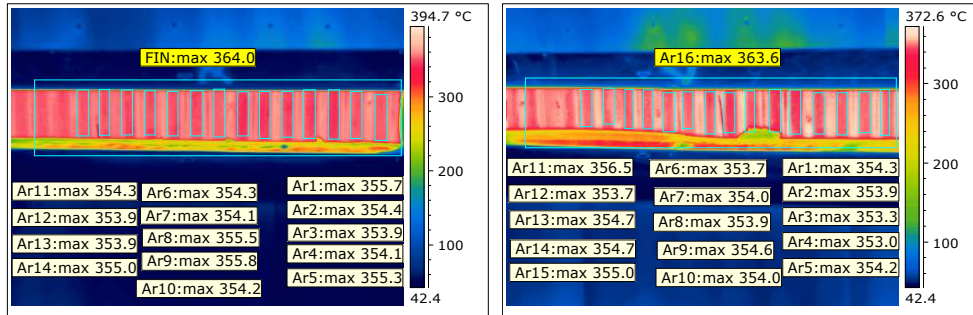
Boiler PLTU Banten Suralaya adalah *boiler coal pulverized tangensial burner*, yaitu *boiler* yang menggunakan batubara halus sebagai sumber bahan bakar, dan lokasi burner yang berada pada 4 sudut *Boiler*. *Boiler* ini memiliki pola pembakaran *fire center*. Spesifikasi detail *boiler* PLTU Banten Suralaya tertulis pada table 4.1. Dari tabel memuat jenis *boiler*, type *boiler* dan parameter desain awal, termasuk dimensi luasan *boiler*, dan jenis *tube* yang digunakan untuk area *waterwall boiler*.

Tabel 4.1 Spesifikasi *boiler* Banten Suralaya

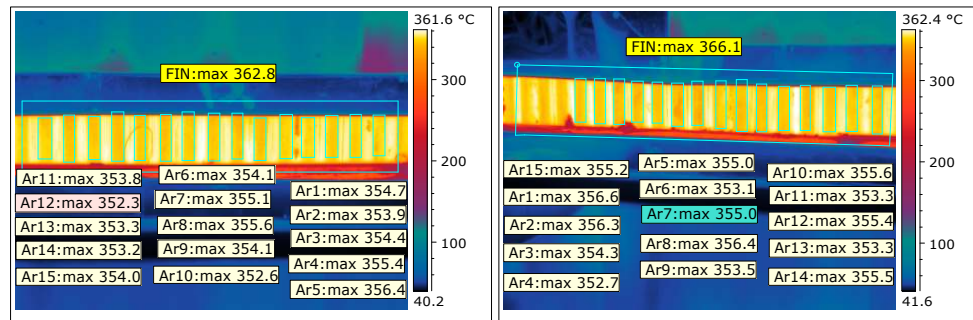
No	Production	:	Shanghai Boiler Works
1	Type	:	<i>Sub Critical Pressure, single Reheat, Pulverized Coal</i>
2	<i>Design Pressure (Drum)</i>	:	191.9 kg/cm ²
3	<i>Main Steam Flow Rate</i>	:	2,137 T/h
4	<i>Model</i>	:	SG-2129/14.3-M922
5	<i>Product Number</i>	:	922-1-8801
6	<i>Furnace Type</i>	:	<i>Membrane, gas-proof single</i>
7	<i>Furnace size (L,W,H)</i>	mm	20320 X 19036 X 70587
8	<i>Furnace volume</i>	m ³	22674
9	<i>Furnace Total hot area</i>	m ²	9830
10	<i>Furnace outlet temperatur (M BCR)</i>	°C	1333/1028
11	<i>Furnace design pressure</i>	Pa	+ _ 5980
12	<i>Furnace instantaneous explosion pressure</i>	Pa	+ _ 9980
13	<i>Burner Type</i>		<i>straight flow</i>
14	<i>Water wall design pressure</i>	Mpa	19,81
15	<i>Water wall cycle Mode</i>		<i>Control cycle</i>

16	<i>Mass velocity of waterwall (B-MCR)</i>	kg/s	980 (2 pump)
17	<i>Tube type of waterwall</i>		<i>flat tube & ribbed tube</i>
18	<i>external diameter</i>	mm	51
19	<i>Bore diameter of waterwall</i>	mm	5.7 (MWT) <i>minimum wall thickness</i>

4.1.1 Data temperatur dinding wall tube boiler



Gambar 4.1 Distribusi dinding Boiler pada elevasi 55-meter sisi left dan right



Gambar 4.1 Distribusi *temperature* dinding boiler pada elevasi 55-meter sisi *front* dan *rear*

Pada gambar 4.1 menunjukkan distribusi *temperature* yang diambil pada elevasi 48-meter diatas lantai CCOFA. Pengambilan dilakukan dengan menggunakan kamera *infrared FLIR* pada waterwall tube yang isolasi nya dapat dilepas untuk kebutuhan pengambilan data. Dari gambar 4.1 terlihat *temperature* yang terukur pada 362-366°C. Perbedaan *range temperature* pada dinding boiler tidak terlalu besar hanya sekitar 4°C. Dari parameter *temperature metal tube boiler* dilakukan untuk memastikan distribusi *temperature* pada tube boiler. Pengambilan data ini dilakukan pada elevasi 55-meter

diatas level *CCOFA* dan *SOFA* untuk melihat kualitas pembakaran dan keseimbangan pembakaran pada setiap sisi *boiler*. Dari hasil pengambilan data *temperature*, tidak terdapat indikasi unbalance *temperature* pada empat sisi *boiler*. Pengambilan data ini dilakukan setiap terdapat perubahan pengoperasian *mill coal pulverizer*. Hasil dari data pengambilan *temperature* dipergunakan oleh operator untuk melakukan *adjustment* udara pembakaran bila terdapat temuan penyimpangan distribusi *temperature* pada ke empat sisi dinding area *wall tube boiler*. Dari Analisis *temperature* dinding *boiler* dipastikan dsitribusi *temperature boiler* normal, sehingga kerusakan dari *overheat* pada *tube boiler* kecil kemungkinan terjadi.

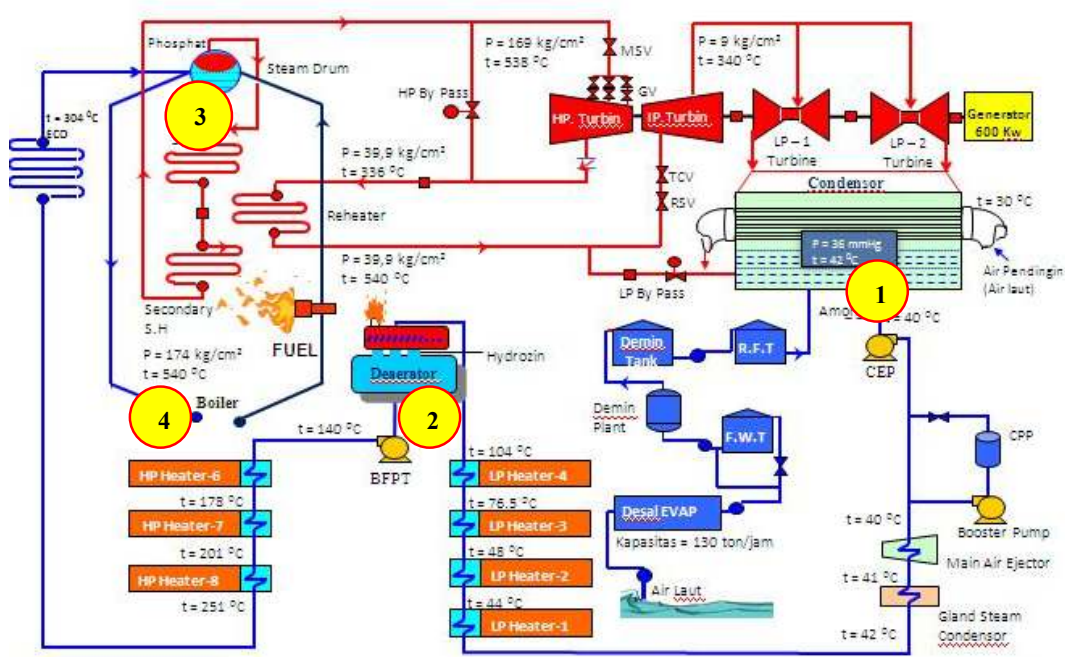
4.1.2 Data Kualitas Air Boiler

Tabel 4.2 Standard batasan parameter air pada PLTU

No	Point cek	Parameter	Batasan	Satuan
1	<i>Control Room</i>	<i>Pressure steam</i>	-	Mpa
		Beban	-	MW
2	<i>Condensate Water</i>	pH	8.8-9.6	-
		<i>Conductivity</i>	≤10	μS/cm
		<i>Silica (SiO₂)</i>	≤20	μg/L (ppb)
		<i>Sodium (Na⁺)</i>	≤5	μg/L (ppb)
3	<i>Feed water</i>	pH	8.8-9.6	-
		<i>Conductivity</i>	≤10	μS/cm
		<i>Silica (SiO₂)</i>	≤80	μg/L (ppb)
		<i>Hydrazine (N₂H₄)</i>	10-30	μg/L (ppb)
		<i>Kadar Fe</i>	≤10	μg/L (ppb)
		<i>Dissolved O₂ (DO)</i>	≤7	μg/L (ppb)
4	<i>Boiler Water</i>	pH	9.0-10.0	-
		<i>Conductivity</i>	≤25	μS/cm
		<i>Silica (SiO₂)</i>	EPRI	μg/L (ppb)
		<i>Sodium (Na⁺)</i>	EPRI	μg/L (ppb)
		<i>Kadar Fe</i>	≤10	μg/L (ppb)
		<i>Phosphat (PO₄³⁻)</i>	EPRI	mg/L (ppm)

Pada tabel 4.2 menunjukkan standard batasan air yang digunakan untuk proses produksi listrik pada PLTU Banten Suralaya. Standard yang digunakan mengacu pada *EPRI (The Electric Power Research Institute)*. Monitoring kualitas air mulai dari *condensate*,

water system, feedwater system dan boiler water. Pemantauan pada 3 titik ini untuk menjamin kualitas air yang digunakan untuk proses produksi. Perubahan kualitas air akan mudah dilakukan mitigasi sumber kontaminan dan melakukan tindakan pencegahan awal untuk mencegah kerusakan yang lebih parah pada peralatan pembangkit.



Gambar 4.2 Siklus air pada PLTU Banten Suralaya

Pada gambar 4.2 menunjukkan lokasi titik sampling point untuk monitoring kualitas air dan perbaikan kualitas air yang digunakan pada PLTU Banten Suralaya. Titik pertama adalah pada *condesate system water*, kondisi ini untuk memastikan kualitas air di sisi *hotwell* kondensator sampai ke *deaerator*. Pemantaun pada titik ini untuk memastikan kualitas air di *hotwell* dan kondisi *tube* kondensator, semisal terdapat kebocoran atau kelainan pada tube kondensator akan mudah terdeteksi lebih awal dari perubahan data kualitas air *condensate*. Pada *condensate system* terdapat fasilitas perbaikan kualitas air dengan pengoperasian *CTP (condensate polishing plant)*. *CPP* bisa menjadi opsi pertama perbaikan kualitas air sebelum masuk ke *boiler*. Titik kedua adalah pada sisi inlet pompa *BFPT (Boiler Feed Pump Turbine)*. Titik ini untuk memastikan kualitas air

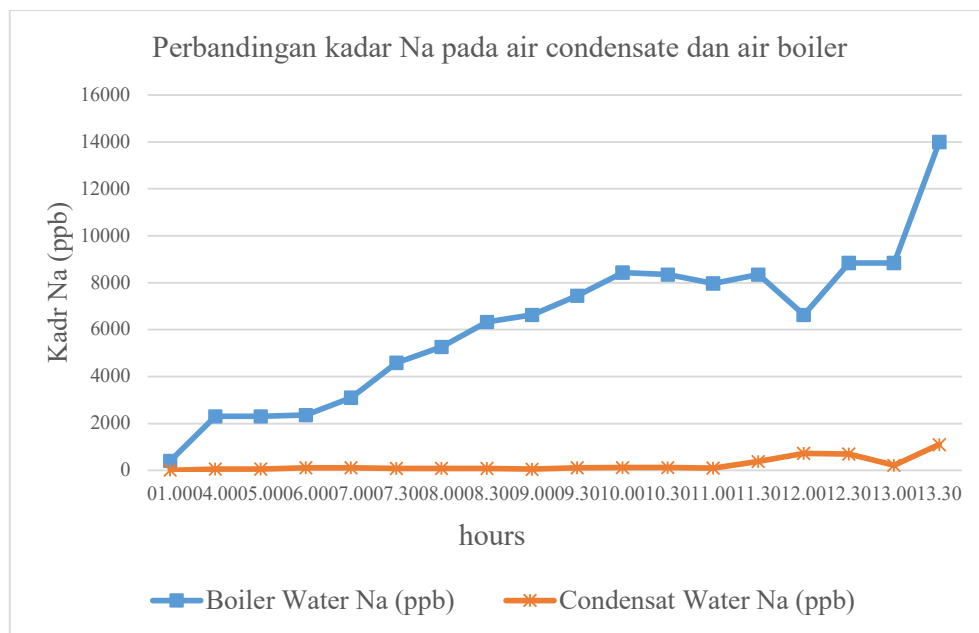
pada *feed water system*. Titik ini memastikan oksigen terlarut pada *feed water*, semisal terdapat penyimpangan dari standard akan dilakukan tindakan *preventif* berupa injeksi *hydrazine* (N_2H_4) untuk menangkap oksigen yang terlarut. Pada sisi *inlet feed water* juga dilakukan injeksi *ammonia* (NH_3) untuk memperbaiki PH air sebelum masuk ke boiler. Titik ketiga adalah pada sisi *drum boiler*. Titik ini digunakan untuk memantau kualitas air *boiler*. Pemantauan kualitas air boiler diambil dari *boiler drum*. Perubahan kualitas air pada boiler akan dilakukan injeksi berupa *phosphate* dari *line header downcomer boiler*. Proses injeksi tentunya sudah dilakukan monitoring dan standard dari bidang kimia untuk mencegah over injeksi yang berpotensi merusak tube dari terbentuknya sodium bebas pada air *boiler*.

Tabel 4.3 Monitoring kualitas air PLTU

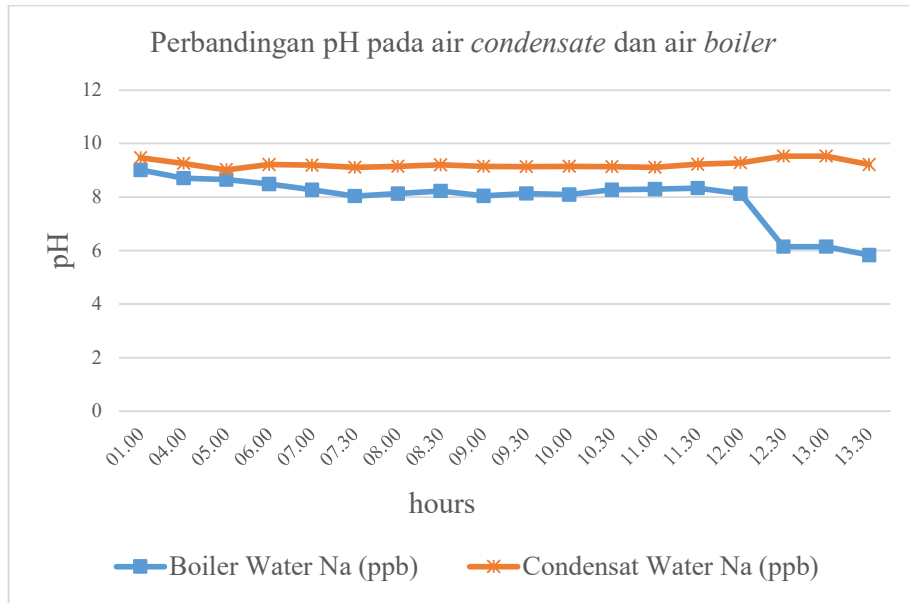
Jam	Boiler Water			Condensat Water		
	pH	K (μ S/cm)	Na (ppb)	pH	K (μ S/cm)	Na (ppb)
1.00	9,01	24,12	404	9,47	7,28	0,2
4.00	8,71	103,10	2300	9,26	10,50	60
5.00	8,65	14,07	2300	9,02	9,88	60,4
6.00	8,49	165,00	2350	9,22	11,45	105
7.00	8,27	201,00	3100	9,19	11,14	112
7.30	8,04	241,50	4580	9,11	12,47	83,5
8.00	8,12	288,20	5260	9,15	12,17	79,7
8.30	8,23	241,30	6330	9,21	11,88	87,5
9.00	8,05	290,20	6630	9,15	12,75	45,8
9.30	8,14	426,60	7440	9,14	15,76	110
10.00	8,09	492,60	8440	9,15	16,24	125
10.30	8,27	534,00	8350	9,14	16,65	126
11.00	8,29	548,00	7970	9,11	17,12	100
11.30	8,34	437,70	8350	9,23	27,27	381
12.00	8,13	436,30	6630	9,28	55,00	727
12.30	6,14	582,60	8840	9,53	55,50	694
13.00	6,14	582,60	8840	9,53	55,50	216
13.30	5,83	671,00	14000	9,22	54,17	1100

Dari tabel 4.3 tertulis perubahan data kualitas air yang dimonitoring oleh bidang kimia selama 24 jam. Dari trend data dapat terdapat indikasi pencemaran kualitas air *boiler*

yang disebabkan oleh kebocoran *tube* kondensor. Kondisi ini bisa dilihat dari perubahan kadar *sodium* pada air *condensate* meskipun tidak terdapat perubahan nilai PH pada air *condensate*. Kondisi ini disebabkan oleh akumulasi kadar sodium pada boiler dari penambahan air yang mengalami pencemaran dan injeksi *phosphate* pada sisi *lower header boiler*. Kondisi ini juga dipengaruhi dari faktor konstanta *carry over* pada *boiler*. Konstanta ini adalah perbandingan jumlah konsentrasi mineral (sodium) yang ikut terbawa ke sisi steam. Tentunya jumlah sodium atau mineral pengotor di sisi steam tidak dalam jumlah banyak, sehingga sisa sodium atau mineral akan tetap berada pada air boiler. Pengurangan jumlah sodium terlarut hanya bisa melalui *blowdown* pada sisi drum boiler. Perbandingan kadar Na pada sisi air *condensate* dan air boiler bisa terlihat pada gambar 4.3. Pada gambar ini bisa terlihat perubahan kadar sodium pada *condensate* bisa mengalami peningkatan 60-80 kali lipat jika dibandingkan dengan sodium pada air boiler. Kenaikan nilai *sodium* pada sisi air *condensate* bisa menjadi initial awal adanya kerusakan pada *tube* kondensor, sehingga operator dan maintenance bisa melakukan upaya pencegahan awal dan perbaikan *tube* kondensor untuk mengurangi kenaikan kadar sodium pada air *boiler* yang berpotensi membentuk kerak dan berpeluang terjadinya kerusakan *tube* boiler dari *hydrogen damage*.

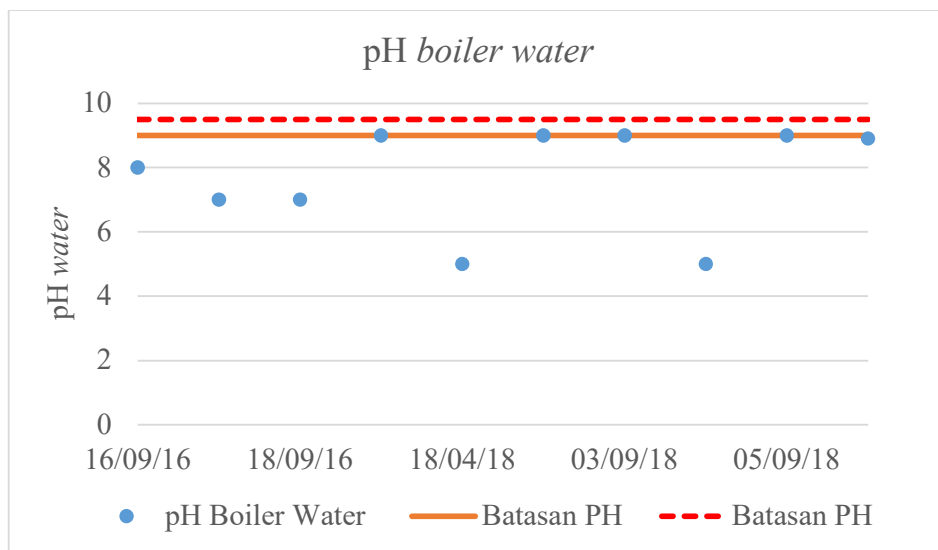


Gambar 4.3 Perbandingan kadar Na pada air condensate dan air boiler



Gambar 4.4 perbandingan kadar pH pada air condensate dan air boiler

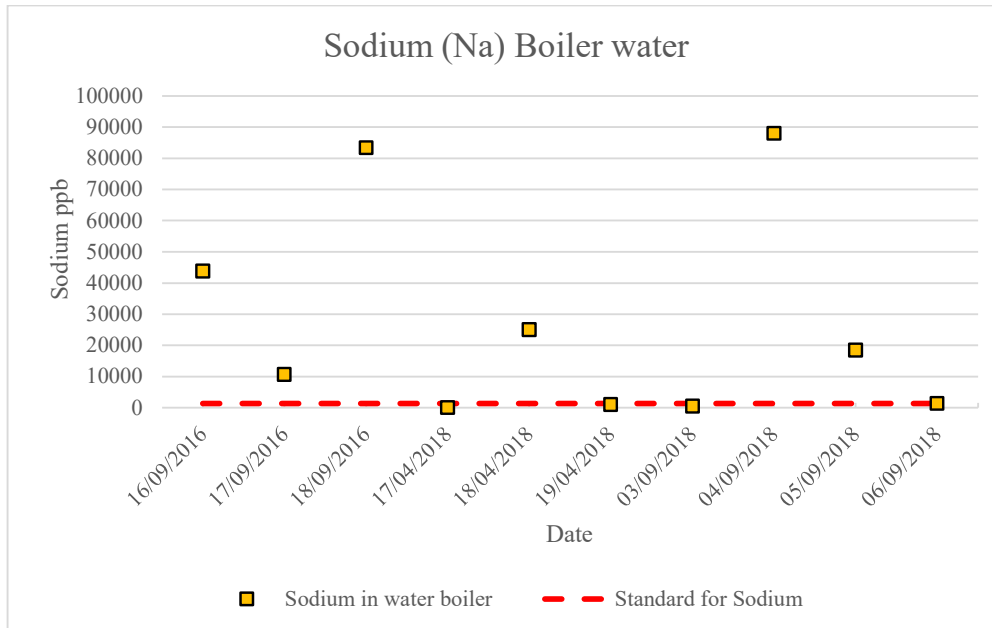
Pada gambar 4.4 menunjukkan perbandingan kadar pH pada air *condensate* dengan air boiler. Pada grafik terlihat semisal ada perubahan nilai *sodium* pada air *condensate* tidak diikuti dengan penurunan kualitas nilai pH pada air *condensate*. Pada air boiler perubahan nilai sodium sangat berpengaruh pada perubahan nilai pH. Kenaikan nilai pH akan menyebabkan penurunan kualitas air boiler.



Gambar 4.5 grafik PH boiler (Indikasi kebocoran kondensor)

Dari data yang ditunjukkan pada gambar 4.5 menunjukkan pada tahun 2016-2018 terdapat beberapa kali kebocoran *tube* kondensor yang menyebabkan penurunan kualitas pH air dan kenaikan kandungan *sodium (Na)* pada air *boiler*. Tindakan pencegahan seperti penurunan beban, membuka *blowdown boiler* dan *injeksi hydrazine* dilaksanakan untuk menjaga kualitas air *boiler*. Langkah selanjutnya adalah *outservice kondensor* untuk mencari dan melakukan perbaikan kebocoran pada kondensor. Dari histori kebocoran kondensor dan pencemaran air pada *boiler*, sangat berpotensi menjadi sumber penyebab kerusakan pada *tube boiler*. Dari data pada gambar 4.2 terkait penurunan nilai pH pada air *boiler* perlu dilakukan validasi dari pengambilan sample *tube boiler* untuk memastikan komposisi kerak yang terbentuk pada *tube* yang rusak.

Pada gambar 4.5 dapat terlihat grafik kualitas pH air *boiler* saat terjadi kebocoran *tube* kondensor. Nilai pH yang tercatat mencapai nilai 5, dimana air *boiler* bersifat asam. Kondisi penurunan kualitas air *boiler* berdampak pada kondisi *tube boiler* saat beroperasi. pH merupakan indikasi untuk keasaman suatu zat. pH (*Pondus hidrogenium*) ditentukan oleh jumlah *hydrogen* bebas (H^+) dalam suatu zat. Menjaga pH air juga berfungsi untuk menjaga lapisan *magnetite* pada permukaan *tube boiler*. *Magnetite* berfungsi sebagai lapisan film untuk menghalangi terjadinya korosi lebih besar pada permukaan pipa *boiler* di balik lapisan *magnetite* ini. Nilai pH yang paling baik untuk menjaga lapisan *magnetite* dan mencegah terjadinya korosi adalah 8,5 – 9,5. Namun nilai ini dapat berbeda-beda antara *boiler* yang satu dengan yang lain, karena nilai pH yang tepat tergantung atas tekanan sistem *boiler*, jenis metal, jenis air, dan jenis perlakuan kimia terhadap air *boiler*. Air *boiler* cenderung mengalami penurunan nilai pH karena adanya mineral terlarut di dalamnya. Mineral-mineral ini tidak dapat ikut menguap atau larut ke dalam uap air. Sehingga ia akan bereaksi dengan air membentuk asam dan menurunkan nilai pH. Kondisi penurunan PH air *boiler* akan menaikkan prosentase *hydrogen* dalam air *boiler*.



Gambar 4.6 Grafik nilai *sodium* dalam air *boiler*

Pada gambar 4.6 menunjukkan chart *sodium* dalam air *boiler* yang didapat dari data operasi, dari data tersebut nilai *sodium* yang terlarut pada air *boiler* melebihi Batasan yang ditetapkan sebesar 1400 ppm. Nilai *sodium* yang termonitoring saat terjadi kebocoran *tube boiler* mencapai 90.000 ppm. Kandungan mineral dalam air *boiler* dapat merusak *tube-tube boiler* saat beroperasi. Kandungan mineral pada air *boiler* dapat menyebabkan terbentuknya *scaling* pada sisi dalam *tube*. Terbentuknya *scaling* berpotensi menurunkan kemampuan transfer panas *tube* dan dapat menyebabkan terjadinya *short/ long term overheating* pada *tube boiler*.

Tabel 4.4 Perbandingan data air pada *tube boiler*

No	<i>Tube boiler</i>	Bulan	Kode	Kualitas air	
				PH	Sodium
1	<i>Left Side</i>	February 2019	Code L8	9,46	644
2	<i>Left Side</i>	February 2019	Code L7	9,46	713
3	<i>Tube sampel (all side)</i>	Maret 2019		9,43	230
4	<i>Left side Tube</i>	Mei 2019	Code L6	9,31	33
5	<i>Front side Tube</i>	Juli 2019	Code F8.5	9,41	123

Pada table 4.4 menunjukkan perbandingan kualitas air *boiler*. Hal ini perlu dilakukan untuk menjamin bahwa pada saat kerusakan *tube*, atau pengambilan *tube boiler* kualitas air *boiler* sesuai dengan batasan operasi. Sehingga dapat disimpulkan bahwa potensi terbentuknya deposit adalah dari data air yang terjadi penurunan kualitas akibat kebocoran *tube* kondensor. Dari data yang diperoleh dari laboratorium kimia, dapat disimpulkan selama bulan February sampai dengan juli 2019 (periode penelitian) kualitas air masih dalam batasan baik untuk kadar sodium dan nilai pH. Perubahan nilai sodium yang terlihat di table 4.4 dipengaruhi dari proses naik turun beban, serta kondisi start stop unit. Namun yang menjadi catatan bahwa nilai tersebut masih dalam batasan normal operasi yang diijinkan.

4.1.3 Data kerusakan *tube Boiler Banten Suralaya*

Tabel 4.5 Spesifikasi *waterwall tube* Banten Suralaya

NO	ITEM	Unit	Max Local Heat Load		Max Average Heat	
			Furnce	Furn. Arch	Furn	Furn. Arch
1	<i>Tube OD² x Min. Thickness</i>	mm	ø51 X 5.7	ø63.5 X 7.11	ø51 x 5.7	ø63.5 X 7.11
2	<i>Tube Avg. Nominal</i>	mm	6,33	7,9	6,33	7,9
3	<i>Tube Sapcing</i>	mm	63,5	76,2	63,5	76,2
4	<i>Tube Material</i>	-	SA210-	SA210-A1	SA-210A1	SA-210A1
5	<i>Outside Surface Temp</i>	°C	448,9	447,2	-	-
6	<i>Allowable Surface Temp.</i>	°C	454,4	454,4	-	-
7	<i>Middle Wall Metal Temp.</i>	°C	410,5	411,1	389	16,38
8	<i>Allowable Avg Metal Temp</i>	°C	435,6	436,1	414,4	412
9	<i>Design Pressure</i>	MPa	-	-	19,81	19,81
10	<i>Required Min. Wall</i>	mm	-	-	5,02	6,14
11	<i>Operation Pressure</i>	MPa	18,84	18,84	-	-
12	<i>Calculation Avg.</i>	mm	5,68	7,1	-	-
13	<i>Conclusion</i>	-	Pass	Pass	Pass	Pass

Pada table 4.3 menunjukkan detail spesifikasi *waterwall tube* yang digunakan pada PLTU Banten Suralaya. Jenis material *tube* menggunakan dengan jenis *SA 210-A1* merupakan type *ferritic steel* dengan ketahanan *temperature* 380-450⁰C. Baja dengan type ini umum dipakai pada *boiler* pembangkit listrik. Data dari bidang pemeliharaan penting, untuk mendapatkan data pemeliharaan dan kerusakan *tube boiler* dari awal *boiler* mulai beroperasi. Kebocoran *tube boiler* sudah terjadi sejak tahun 2011. Dari kerusakan *tube* yang banyak terjadi adalah di daerah *wall tube*, hampir 70% kebocoran *tube* pada area *water wall tube boiler* (elevasi 40-66 meter).

Pada table 4.6 menunjukkan histori kebocoran *tube* yang pernah terjadi pada PLTU Banten Suralaya. Pada table menunjukkan lokasi *tube*, waktu terjadinya kerusakan, dan bentuk kerusakan. Dari table 4.4 menunjukkan juga kemungkinan jenis kerusakan yang terjadi pada *tube boiler area water wall*.









Dari Analisis penampang kerusakan *tube boiler* didapat beberapa kesamaan bentuk pecahan

1. Tidak terjadi penipisan ketebalan *tube boiler*, serta tidak terdapat *swelling* (pengerlembungan) pada retakan *tube*
2. Tidak terdapat indikasi *elephant skin* pada permukaan dinding luar *tube*
3. *Opening crack* pada *tube* yang rusak bersifat getas/ *brittle* tanpa ada pemuluran pada dinding *tube*
4. Indikasi nilai *hardness* pada sisi luar *tube* masih sama dengan standard *tube SA 210-A1* (> 143 Hvn)

Dari data ini akan dilakukan perbandingan dengan data yang dilakukan pengujian detail, untuk memastikan kondisi kerusakan dan root cause dari kerusakan yang ada.

Tabel 4.6 kerusakan *tube boiler* Banten Suralaya.

No	Tanggal, Jam Ganjil	Location	Area	Description	Effect	Damage Mechanis	Photo
1	30/10/2011	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	Kebocoran Hydrogen Damage	Derating --> Shut Down	Hydrogen Damage	
2	01/02/2012	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Left Side)	Kebocoran Hydrogen Damage dan penggantian Tube sisi left	Derating --> Shut Down	Hydrogen Damage	
3	01/03/2012	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Left Side)	Kebocoran Hydrogen Damage dan penggantian Tube sisi left	Derating --> Shut Down	Hydrogen Damage	
4	01/11/2016	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocoran di area dekat sootblower E18 sisi timur (lantai 4.5 boiler)	Derating --> ShutDown	Hydrogen Embrittlement	
5	09/12/2016	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocoran di area : 1. dekat sootblower E18 sisi timur (lantai 4.5 boiler) 2. dekat sootblower B1 sisi timur (lantai 7.5 boiler)	Derating --> ShutDown	1. Hydrogen Embrittlement 2. Short Term Overheating	
6	26/04/2017	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocoran di area dekat sootblower E17 sisi timur (lantai 4.5 boiler)	Derating --> ShutDown	Hydrogen Embrittlement	
7	29/05/2017	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocoran di area : 1. dekat sootblower E17 sisi timur (lantai 4.5 boiler) 2. dekat sootblower D17 sisi timur (lantai 7 boiler)	Derating --> ShutDown	1. Hydrogen Embrittlement 2. Short Term Overheating	
8	24/08/2017	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocorandi area : 1. dekat sootblower E17 sisi timur (lantai 4.5 boiler) 2. dekat sootblower E 8 lantai barat (4.5 boiler) 3. dekat sootblower L4 sisi barat (lantai 9 boiler)	Shut Down	1. Hydrogen Embrittlement 2. Short Term Overheating	
9	22/09/2017	Wall Tubes	Furnace Side Water Wall Tubes (Each Side)	terjadi kebocorandi area : 1. dekat sootblower E17 sisi timur (lantai 4.5 boiler) 2. dekat sootblower E17 sisi timur (lantai 4.5 boiler) 3. dekat sootblower E 6 sisi barat (4.5 boiler) 4. ducting secondary air sisi barat (lantai 6 boiler)	Derating --> ShutDown	1. Hydrogen Embrittlement 2. Short Term Overheating	

10	24/03/2018	area lt 5 sisi bukit	Tube boiler area rear screen lt 10	Kebocoran pada tube hasil retubing	shutdown → make up mencapai 110 ton/jam	1. Hydrogen Embrittlement 2. Penurunan sifat mekanik tube	
11	21/09/2018	area rear screen lt 10	Tube boiler area rear screen lt 10	Kebocoran pada tube lt 10 sisi stag	shutdown → make up mencapai 110 ton/jam	1. Hydrogen Embrittlement 2. Penurunan sifat mekanik tube	
12	25/09/2018	area rear screen lt 10	Tube boiler area rear screen lt 10	Kebocoran pada tube lt 10 sisi stag	shutdown → make up mencapai 110 ton/jam	1. Hydrogen Embrittlement 2. Penurunan sifat mekanik tube	
13	27/10/2018	lt 7.5 sisi laut corner 1	Area wall tube sisi laut	Kebocoran Tube lt 7.5 sisi corner 1	shutdown make up mencapai 120 ton/jam	Short term Over heat Hydrogen damage	
14	01/01/2018	lt 7.5 sisi laut corner 1	Area wall tube sisi laut	Kebocoran Tube lt 7.5 sisi corner 1	shutdown make up mencapai 120 ton/jam	Short term Over heat Hydrogen damage	
15	14/02/2019	lt 8 sisi laut corner 1	Area wall tube sisi laut	Kebocoran Tube lt 7.5 sisi corner 1	shutdown make up mencapai 100 ton/jam	Short term Over heat Hydrogen damage	
16	29/05/2019	lt 8 sisi laut corner 1	area wall tube sisi trafo (front side)	Kebocoran Tube lt 8.5 sisi laut dekat sootblower A5 dan A6	shutdown make up mencapai 60 ton/jam	Short term Over heat Hydrogen damage	
17	26 Juli 2019 22:00 WIB	lt 7 sisi laut	wall tube sekitar sootblower D6	Kebocoran tube boiler dari indikasi hydrogen damage dan short over heating Kenaikan level pemakaian make up dari 20 ton perjam menjadi 70-80 ton jam	unit shutdown 5 hari untuk melakukan perbaikan	Hydrogen damage	
18	02/10/2019	Sisi laut lt 7 sisi bukit	wall blower	indikasi noise di lokal area lt 7 dan boiler leak detection Kebocoran di opening sootblower D 17 (terdapat 3 titik bocor) indikasi boiler hydrogen damage	make up water 90 ton/ jam unit shut down untuk perbaikan	Hydrogen damage	

4.2 Pengujian sample *tube* baru area water wall

Pada sample *tube* baru dilakukan uji komposisi material, hal ini bertujuan untuk memastikan bahwa *tube* yang digunakan sesuai dengan spesifikasi dari manual book dan drawing.

4.2.1 Pengujian komposisi Material *Tube* baru

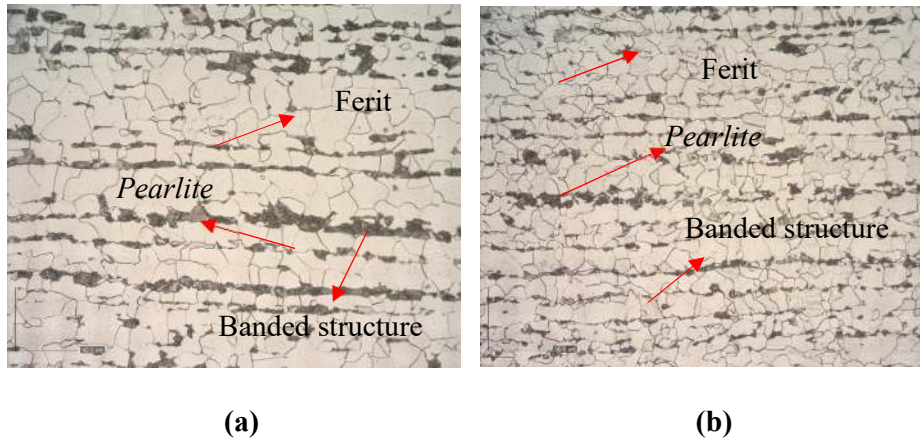
Pengujian menggunakan standard *ASTM A 751* dan *ASTM E415* dengan metode uji *Optical Emission Spectroscopy*. Dari table 4.7 menunjukkan hasil Uji komposisi yang diperoleh. Dari tabel juga menunjukkan bahwa *tube* baru yang diambil dari spare gudang sesuai dengan spesifikasi material *tube grade SA 210-A1*.

Tabel 4.7 Hasil uji komposisi *tube* baru

No	Unsur	Symbol	Prosentase
1	<i>Carbon</i>	C	0,217
2	<i>Silikon</i>	Si	0,259
3	<i>Mangan</i>	Mn	0,823
4	<i>Phospor</i>	P	0,005
5	<i>Sulfur</i>	S	< 0,003
6	<i>Chrom</i>	Cr	0,057
7	<i>Molybdenum</i>	Mo	< 0,005
8	<i>Nickel</i>	Ni	0,006
9	<i>Aluminium</i>	Al	0,02
10	<i>Copper</i>	Cu	0,033
11	<i>niobium</i>	Nb	< 0,002
12	<i>Titanium</i>	Ti	0,005
13	<i>Vanadium</i>	V	< 0,002
14	<i>Ferro</i>	Fe	<i>Balance</i>

Berdasarkan pada standar *ASTM A210 grade A1*, baja ini memiliki kandungan *carbon* maksimal 0,27 % (wt) dan *Mangan (Mn)* maksimal 0,9 % (wt). Dengan demikian baja ini

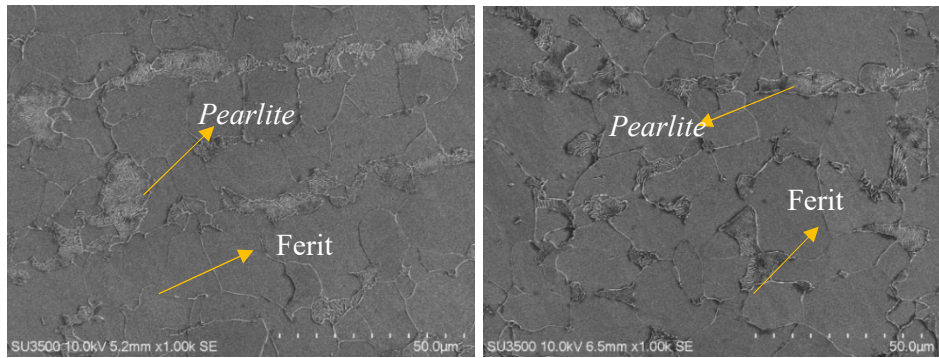
masuk dalam kategori *low carbon steel* dimana fasa *ferit* lebih dominan dibandingkan *pearlite*. Pada gambar 4.7 (a) dan (b) terlihat bahwa bentuk struktur *micro tube* baru terdiri dari *ferit* dan *pearlite*, serta terlihat jelas adanya struktur *banded pearlite*. *Banded structures pearlite*. Struktur ini terjadi karena segregasi unsur-unsur paduan pada proses solidifikasi dan inhomogenitas pada arah longitudinal (arah proses roll) pada saat proses hot roll [S. Srikanth et. al, 2007]



Gambar 4.7 hasil struktur *micro tube* baru; (a) sampel *tube* baru 1, (b) sampel *tube* baru 2 (pembesaran 100x)

4.2.2 Uji SEM-EDS *tube* baru

Pada hasil Uji SEM EDS dengan pembesaran 1000x pada *tube* baru seperti pada gambar 4.8 menunjukkan bahwa fase yang terbentuk adalah *ferit* dan *pearlite* dengan dominan pada fase *ferit*. Fase *ferit* terlihat pada gambar 4.8 tidak memiliki contour dan berwarna lebih cerah dibandingkan dengan fase *pearlite*, yang berwarna lebih gelap dan memiliki *countour*. Hasil uji pada *tube* baru juga tidak mengindikasikan adanya *micro void* atau *micro crack* pada batas butir. Hasil SEM EDS pada *tube* baru dapat disimpulkan *tube* baru normal dan tidak ada temuan defect pada hasil uji SEM. Data dari pengujian *tube* baru material *tube SA 210-A1* menjadi standard terkait pengujian pada *tube* yang rusak dan *tube* yang belum rusak yang diambil pada elevasi *boiler* (*tube* sampel)



(a)

(b)

Gambar 4.8 hasil uji SEM *tube baru*; (a) *tube baru*, (b) *tube baru 2* (pembesaran 1000x)

4.2.3 Uji Tensile *Tube baru*

Pada pengujian tarik *tube baru*, menggunakan standard *JIZ 2241* dan *SNI 8389-2017*. Sampel uji ditarik dengan mesin kapasitas 20-ton dengan kecepatan 30 mm/ menit. Dari hasil uji tarik pada table 4.8 didapatkan nilai UTS (*Ultimate Tensile Strength*) sebesar 557 N/mm² dan YS (*Yield Strength*) sebesar 323 N/mm². Dari analisis uji tarik yang sudah didapat dibandingkan dengan standard *Tube SA 210-A1*, maka *tube baru* masih sesuai dengan standard.

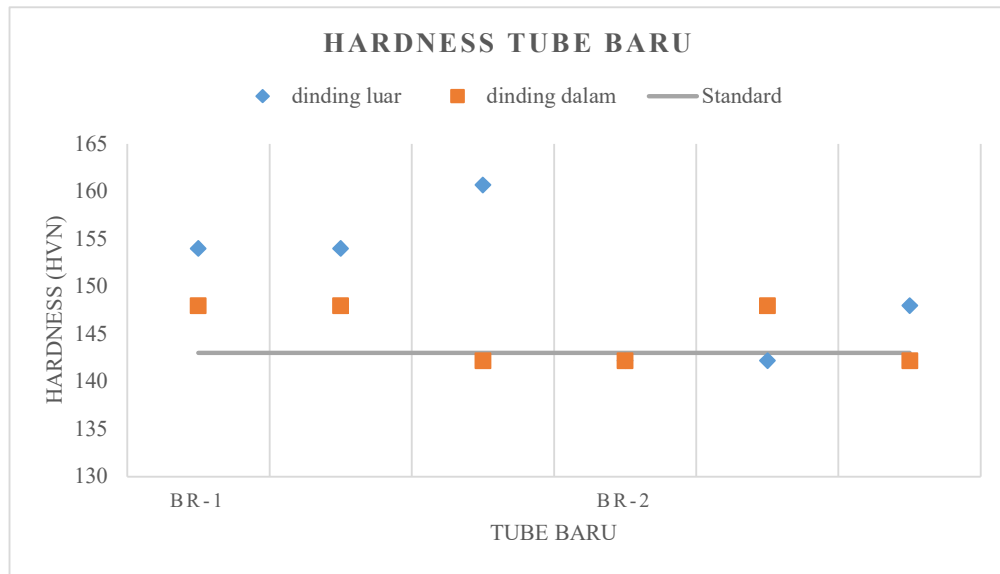
Tabel 4.8 Hasil uji tarik *tube baru*

Specimen No.	Ultimate Tensile Strength (N/mm ²)	Yield Strength (N/mm ²)	Elongation (%)	Reduction of Area (%)
<i>Tube baru 1</i>	557	343	31	2

4.2.4 Uji *Hardness tube baru*

Analisis *tube baru* dilakukan sebagai hasil pembandingan antara karakteristik *tube baru* dengan *tube* yang mengalami kerusakan atau *tube sample boiler*. Dari Analisis *tube baru* mempermudah memastikan tingkat kerusakan *tube boiler*. Dari data *hardness* yang dilakukan pengambilan data dengan standard *ASTM E384 Vickers*. Pada gambar 4.9 didapat hasil *hardness* rata-rata sebesar 147-150 HV (*Harness Vickers*). Pada gambar 4.9

terlihat bahwa nilai *hardness* diyakinkan bahwa *tube* baru yang dipergunakan *boiler* PLTU Banten Suralaya sesuai dengan standard material *tube grade SA 210-A1*.



Gambar 4.9 Grafik *hardness tube* baru

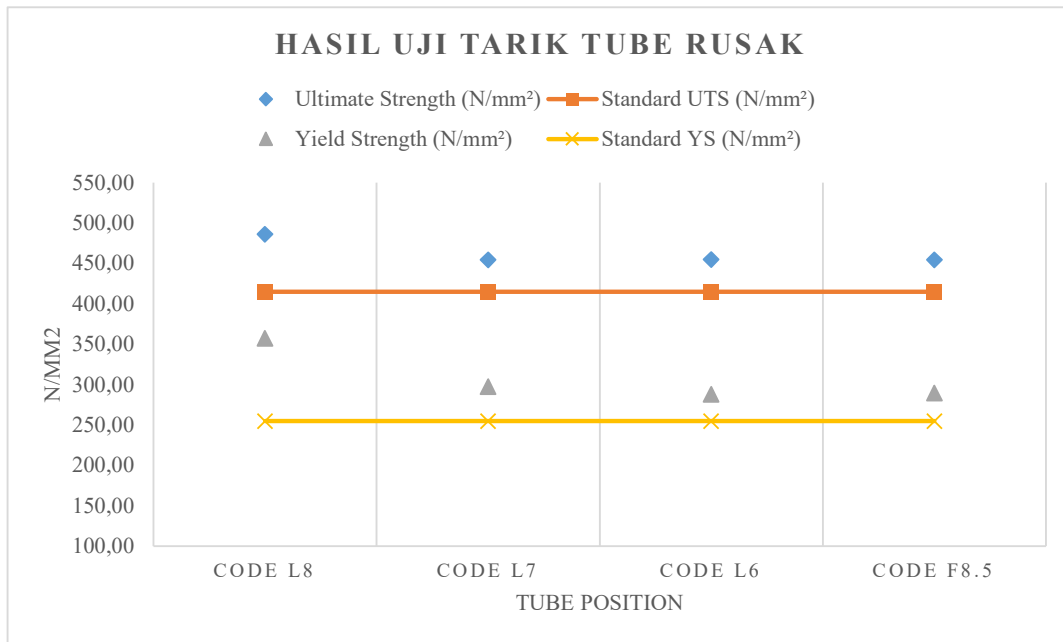
4.3 Pengujian Tensile Pada *Tube* yang mengalami kerusakan

Tabel 4.9 Uji tarik *tube* yang rusak

Specimen No.	Ultimate Load (N)	Yield Point (N)	Ultimate Strength (N/mm ²)	Yield Strength (N/mm ²)	Elongation (%)	Reduction of Area (%)
Code L8	16625	12222	486,37	357,56	34,40	57,10
Code L7	15900	10419	454,74	297,98	39,60	69,41
Code L6	16000	10137	454,96	288,24	31,72	68,78
Code F8.5	15350	9781	454,81	289,81	40,60	69,78

Pada table 4.9 menunjukkan hasil uji tarik pada 4 *tube waterwall boiler* yang mengalami kerusakan. Dari hasil uji Tarik dapat terlihat bahwa nilai *UTS* (*Ultimate Tensile Strength*) dan *YS* (*Yield Strength*) masih sesuai dengan Batasan material SA210-A1. Dari table 4.9 nilai *UTS* berada pada nilai 454.8-468.3 N/mm² dengan batasan atasan 415 N/mm². Dari table 4.6 nilai *YS* berada pada 289.8-357.56 N/mm² dengan batasan 255 N/mm². Nilai

elongation pada hasil uji tarik menunjukkan hasil yang masih dalam batasan normal, dimana batasan yang diijinkan adalah 25% dan hasil yang terecord pada 31-40%.

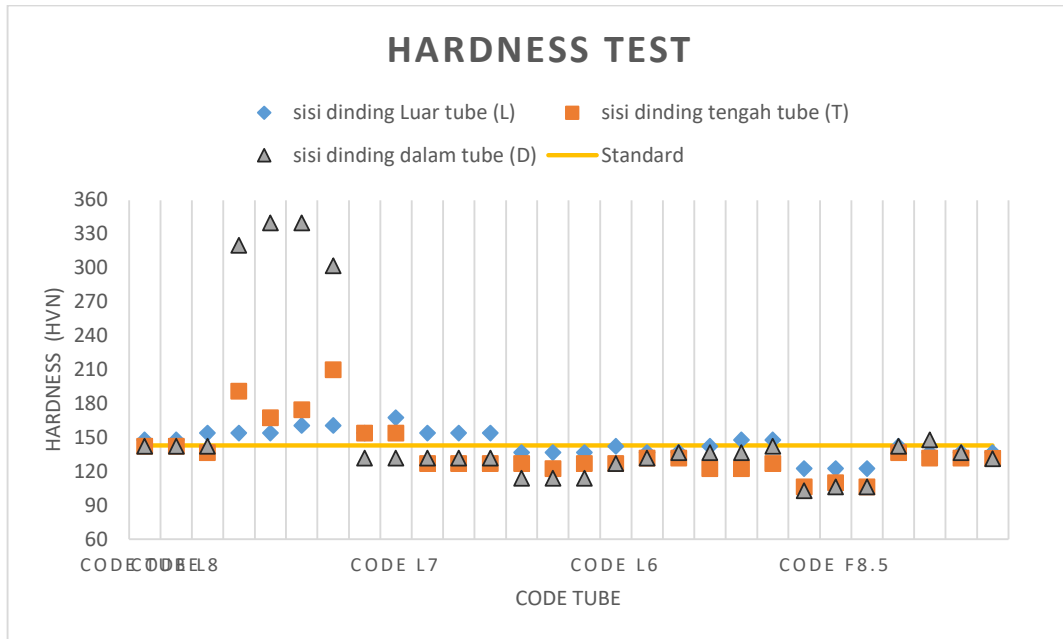


Gambar 4.10 Grafik hasil uji tarik *tube* yang rusak

Dari Gambar 4.10 grafik menunjukkan data hasil uji tarik pada *tube* yang telah rusak. Dari grafik terlihat bahwa angka τ_u (kekuatan maksimum) sebesar 486,37 MPa dan τ_y (kekuatan luluh) sebesar 288,24 MPa dengan elongasi 31,72%- 39,60 %. Jika dibandingkan dengan standar ASTM A210 grade A1, maka nilai kekuatan tarik, kekuatan luluh dan elongasi *tube* yang rusak masih masuk dalam standar yang ditentukan oleh ASTM A 210 grade A1 yaitu u : min 415 Mpa. τ_y : min 255 MPa dan elongasi: minimal 30 %.

Dari hasil pengujian tarik terhadap 4 *tube* yang rusak yang tertulis pada grafik 4.9 dan gambar grafik 4.10, nilai uji tarik masih dalam batasan normal/ sesuai standard untuk *tube* SA 210-A1. Namun hasil pengujian tarik harus dilakukan validasi dengan pengujian lain untuk memastikan jenis kerusakan yang terjadi pada *tube boiler*.

4.4 Pengujian *Hardness* pada *tube* yang rusak



Gambar 4.11 Grafik hasil uji *hardness tube* yang rusak

Pada gambar 4.11 menunjukkan hasil uji *hardness* pada 4 *tube boiler* yang rusak. Data hasil pengujian kekerasan *code L8* pada sisi luar memperlihatkan nilai *hardness* yang masih dalam batasan *standard tube* baru, nilai *hardness* yang terukur 148-160 HV. Hal ini menunjukkan terjadinya penggetasan pada dinding bagian dalam *code L8* dan memberikan kontribusi pada kegagalan *tube*. Analisis lebih mendalam berkaitan dengan terjadinya penggetasan akan dilakukan dengan pemeriksaan analisis struktur mikro.

Pada 3 *tube* yang lain seperti yang terlihat pada gambar 4.11 (*code L7, L6, F8.5*) menunjukkan nilai *hardness* yang hampir sama. Sisi dalam dan sisi tengah dari ketebalan *tube* menunjukkan indikasi penurunan nilai *hardness*. Nilai yang terukur bisa mencapai 103 HV, dimana nilai tersebut sangat jauh dari batasan *standard hardness* sebesar 143 HV. Hal ini menunjukkan bahwa *tube* yang rusak mengalami pelunakkan. Hal ini perlu dilakukan pemeriksaan Analisis struktur micro untuk memastikan bentuk micro dan butir.

4.5 Investigasi Kegagalan *Tube* yang Mengalami Kebocoran

Investigasi kegagalan untuk menentukan mekanisme dan penyebab kegagalan dilakukan pada 4 *tube* yang bocor dengan kodefikasi *code L8*, *code L7*, *code L6* dan *L8.5*.

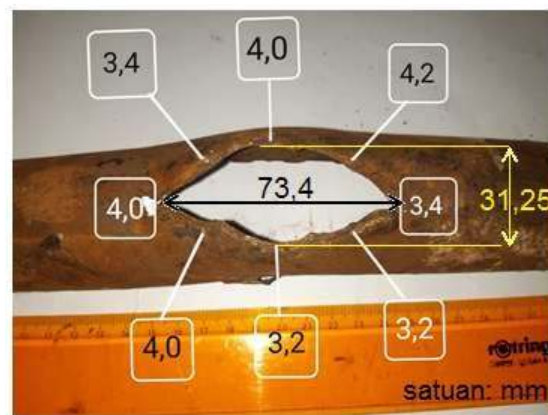
4.5.1 Sample Wall *tube* Code L8

a) Inspeksi Visual



Gambar 4.12 Pengamatan visual dinding bagian dalam *tube* bocor Code L8; (a) dinding bagian dalam (b) dinding posisi 180° dengan area bocor

Hasil inspeksi visual pada bagian dinding dalam Code L8 seperti ditunjukkan pada Gambar 4.12 memperlihatkan adanya deposit korosi yang diindikasikan dengan warna coklat kemerahan. Namun demikian deposit korosi pada dinding bagian dalam area *rupture* terlihat tipis.

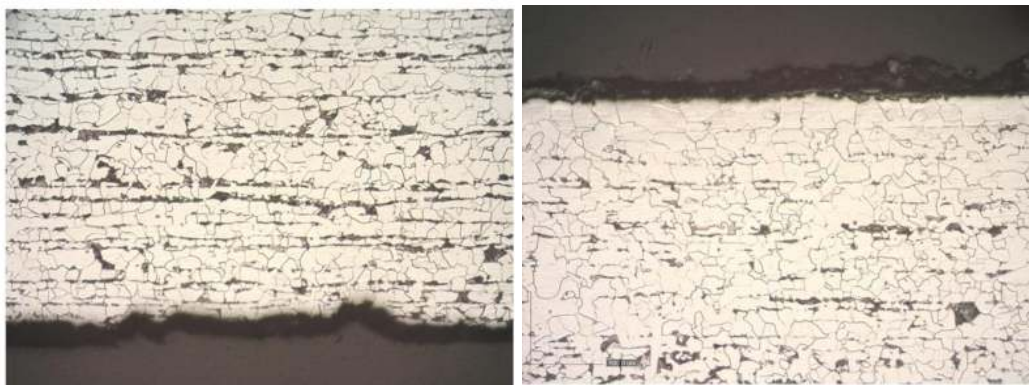


Gambar 4.13 Pengukuran ketebalan dinding *tube* pada area bocor.

Gambar 4.13 memperlihatkan kebocoran *tube* yang terjadi memiliki karakteristik *fish-mouth rupture*, terjadi *swelling* dan celah yang melebar pada arah longitudinal dimana Panjang celah adalah 73,4 mm dan lebar celah adalah 31,25 mm. Pengukuran ketebalan dinding *code L8* pada area bocor menunjukkan terjadi penipisan jika dibandingkan dengan ketebalan dinding *tube* pada area dalam kondisi bagus yaitu sekitar 6,7 mm dan batasan minimal thickness 5.7 mm.

d) Analisis Struktur Mikro

Pengamatan struktur mikro dilakukan dengan menggunakan mikroskop optik baik pada area bagus (*code L8*) maupun pada area *rupture*. Khusus untuk sampel area *rupture*, analisis struktur mikro selain menggunakan mikroskop optik juga menggunakan *SEM-EDS* agar dapat mendapatkan data yang lebih komprehensif. Hasil pengamatan struktur mikro dengan menggunakan mikroskop optik pada sampel *code L8* dapat dilihat pada gambar 4.14 sebagai berikut.



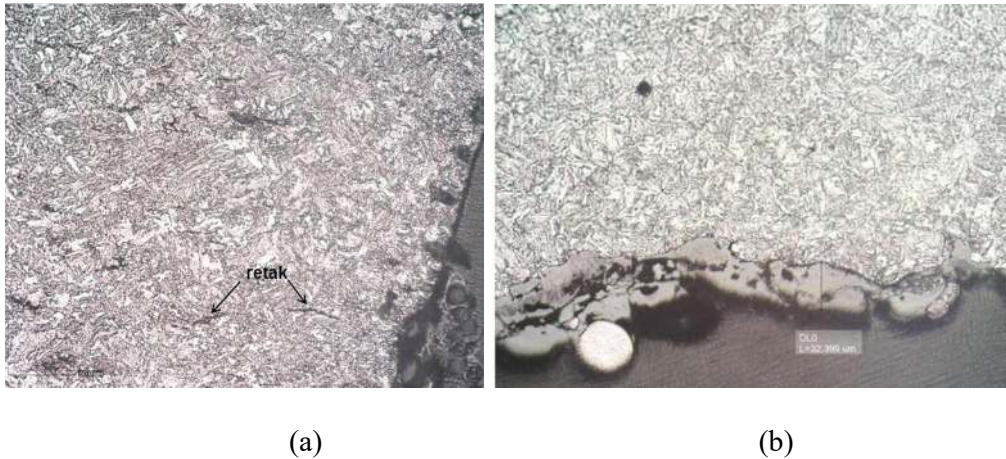
(a)

(b)

Gambar 4. 14 Struktur mikro sampel *code L8* arah potongan *transversal*; (a) sisi dinding dalam, (b) sisi dinding luar 2 (pembesaran 100x)

Gambar 4.14 memperlihatkan bahwa Code L8 (area jauh dari *rupture*) memiliki *fasa ferit* dan *pearlite*. Jika merujuk pada standar *ASTM A210 grade A1*, baja ini memiliki kandungan C maksimal 0,27 % (wt) dan Mn maksimal 0,9 % (wt). Dengan demikian baja ini masuk dalam kategori *low carbon steel* dimana fasa ferit lebih dominan dibandingkan

pearlite. *Banded structures pearlite* juga teramati sangat jelas pada struktur mikro Code L8. Struktur ini terjadi karena segregasi unsur-unsur paduan pada proses solidifikasi dan inhomogenitas pada arah longitudinal (arah rol) pada saat proses *hot roll* [S. Srikanth et. al, 2007]. Struktur mikro *tube* pada sampel area *rupture* (Code L8 sisi tengah dan sisi dalam thickness *tube*) ditunjukkan pada Gambar 4.12.



Gambar 4. 15 Struktur mikro sampel *code L8*-tengah; (a) sisi dinding tengah (b), dinding sisi dalam (pembesaran 100x)

Pada gambar 4.15 terlihat bahwa struktur mikro pada seluruh area area *rupture* baik pada sisi dinding dalam, sisi tengah dan sisi luar serta bagian ujung memperlihatkan telah terjadi perubahan fasa, struktur mikro pada area *rupture* memiliki bentuk fasa yang sama yaitu fasa *martensit*. Fasa *martensit* bersifat sangat keras dan getas, hal ini juga didukung dengan harga nilai *hardness* yang merfer pada gambar 4.11. Dengan demikian dapat dipastikan bahwa terjadinya penggetasan pada area *rupture* disebabkan oleh kehadiran fasa *martensit*.

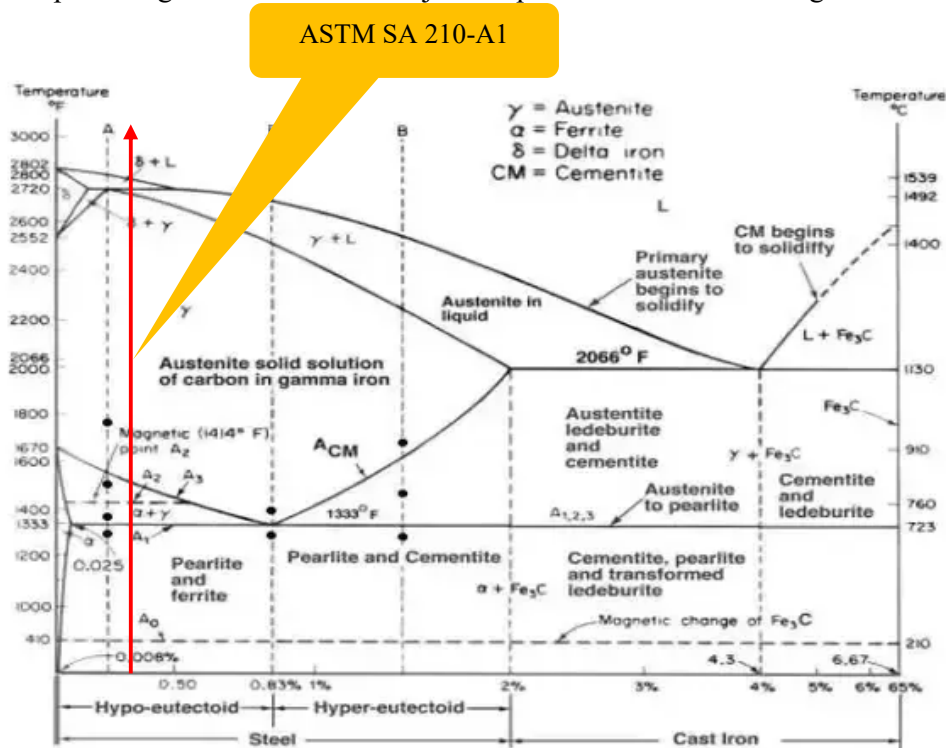
Analisis

Berdasarkan hasil pemeriksaan/pengujian dapat disampaikan sebagai berikut:

- (1) Hasil inspeksi visual menemukan adanya deposit korosi tipis pada bagian dinding dalam *tube* area *rupture*, terjadi *swelling* pada area *rupture*, dan terjadi penipisan pada bibir *rupture*;

- (2) Hasil uji kekerasan menunjukkan telah terjadi penggetasan pada area *rupture* yang dibuktikan dengan terjadinya peningkatan kekerasan lebih dari 2 kali lipat pada sisi dinding bagian dalam dibandingkan dengan harga kekerasan pada area yang jauh dari *rupture*;
- (3) Hasil analisis struktur mikro pada area *rupture* memperlihatkan telah terjadi perubahan struktur mikro yaitu dari *ferit-pearlite* menjadi *martensit* yang merupakan fasa keras dan getas. Dengan demikian dapat dipastikan penggetasan yang terjadi pada area *rupture* disebabkan oleh kehadiran fasa *martensit*.

Berdasarkan ketiga butir tersebut dapat disampaikan analisis sebagai berikut: Perubahan fasa dari *ferit + pearlite menjadi ferit + martensit* disebabkan saat beroperasi area *rupture code L8* mengalami pemanasan mencapai range A1-A3 dan yang berlanjut dengan pendinginan cepat sehingga terjadi penggetasan. Rentang temperatur A1-A3 pada diagram fasa Fe-C ditunjukkan pada Gambar 4.13 sebagai berikut:



Gambar 4. 16 Diagram fasa *Fe-Fe₃C*

Gambar 4.16 memperlihatkan komposisi karbon baja *ASTM A210 GrA1* ditunjukkan dengan garis biru tebal. Baja ini memiliki fasa *ferit* dan *pearlite* dan tidak akan mengalami perubahan fasa sampai sekitar temperatur $723\text{ }^{\circ}\text{C}$ (*temperatur eutectoid*). Apabila baja terekspos pada rentang temperatur A1-A3, maka baja yang semula memiliki fasa *ferit* (+ *pearlite* (P)) akan mengalami perubahan fasa menjadi *ferit dan austenite* dan jika baja mengalami pendinginan cepat maka austenite akan berubah menjadi martensit sehingga fasa akhir yang dihasilkan adalah *ferit + martensit*. Hal ini terbukti dengan adanya fasa *ferit* area rupture pada sisi dinding luar memiliki ukuran yang lebih besar dibandingkan dengan struktur mikro sampel code L8. Pembesaran butir *ferit* memperkuat bahwa area rupture telah mengalami *overheating*.

Dengan demikian dapat dipastikan bahwa kegagalan Code L8 yaitu mengalami pecah karena *short-term overheating* yang diikuti oleh *rapid quenching*. Kegagalan ini terjadi di mana ketika kondisi suhu material *tube* meningkat (memasuki rentang temperatur A1-A3) maka kekuatan baja akan menurun secara drastis sehingga tekanan fluida yang bekerja di dalam pipa tersebut mampu menimbulkan *deformasi plastis* yang cukup besar dan dapat menipiskan dinding pipa dan kemudian terbentuklah gelembung (*swelling*) yang besar serta pada akhirnya pipa pecah. Pada saat pipa pecah, dimana material *tube* berada dalam kondisi *fasa ferit + austenite* (rentang temperatur A1-A3), fluida yang mengalir didalam *tube* tersembur keluar dan langsung membasahi bagian *tube* sehingga terjadi efek pendinginan yang cepat (*rapid quenching*). Efek pendinginan cepat ini yang menyebabkan terjadinya transformasi fasa dari *austenit* menjadi *martensit* yang sifatnya sangat keras dan getas.

Pada uji micro juga terlihat adanya sejumlah retak (*cracks*) yang terjadi secara *intergranular* di dalam material *tube* pada area *rupture* dengan mengikuti pola bekas batas butir austenite (*prior austenite grain boundary*). Pola penjalaran retak batas butir (*intergranular cracking*) yang getas seperti ini dipengaruhi oleh hydrogen yang terbentuk pada saat *tube* pecah (*hydrogen embrittlement*) [*Properties and Selection: Iron, Steels and High-Performance Alloys, Metals Handbook, 1999*].

4.5.2 Sample Wall *tube* Code L7

a) inspeksi visual

Hasil inspeksi visual *Code L7* ditunjukkan pada Gambar 4.14 a dan b sebagai berikut.

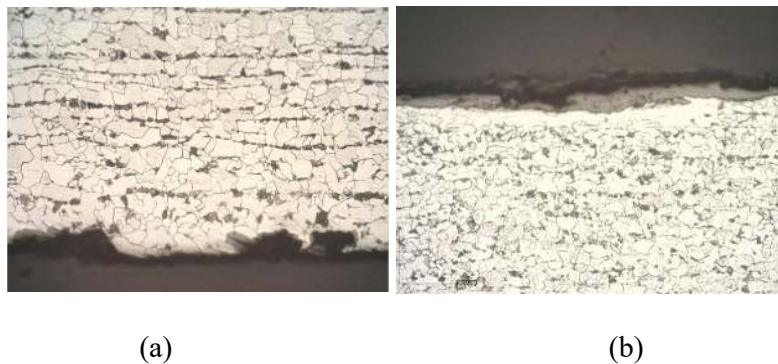


Gambar 4. 17 Pengamatan dinding luar dan dalam *code L7* (a) sisi luar (b) sisi dalam

Gambar 4.17 (a) memperlihatkan *tube* mengalami *rupture* pada arah longitudinal dengan panjang 100 mm dan lebar 4 mm. Pada Gambar 4.17 tampak jelas bibir *rupture* terlihat tebal dan tidak menunjukkan penipisan. Pada gambar 4.17 (b) menunjukkan sisi dalam *tube* yang rusak, dimana pada sisi yang terkena panas secara langsung terdapat kerusakan ulir, hal ini dimungkinkan dari factor *overheat* pada sisi *tube*.

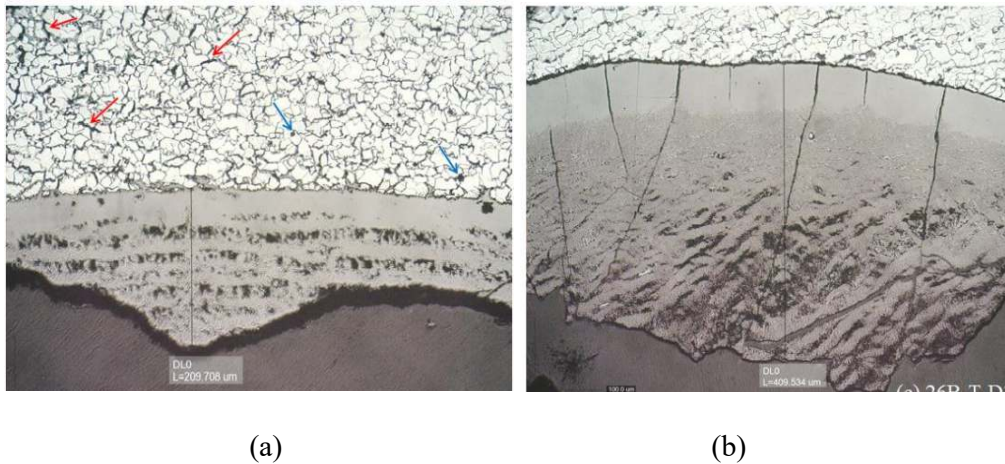
d) Analisis Struktur Mikro

Pengamatan struktur mikro dengan menggunakan mikroskop optik *Code L7* dapat dilihat pada Gambar 4.18



Gambar 4.18 Struktur mikro *code L7* pada lokasi jauh dari bocor ; (a) dinding dalam sisi (b) sisi dinding luar (pembesaran 100x)

Pada gambar 4.18 (a) memperlihatkan struktur mikro pada area yang jauh dari *rupture* dengan *code L7*, baik pada dinding bagian dalam maupun dinding luar memperlihatkan baja *tube* memiliki fasa *ferit* (putih) dan fasa *pearlite* (warna hitam) yang membentuk *banded structures*.

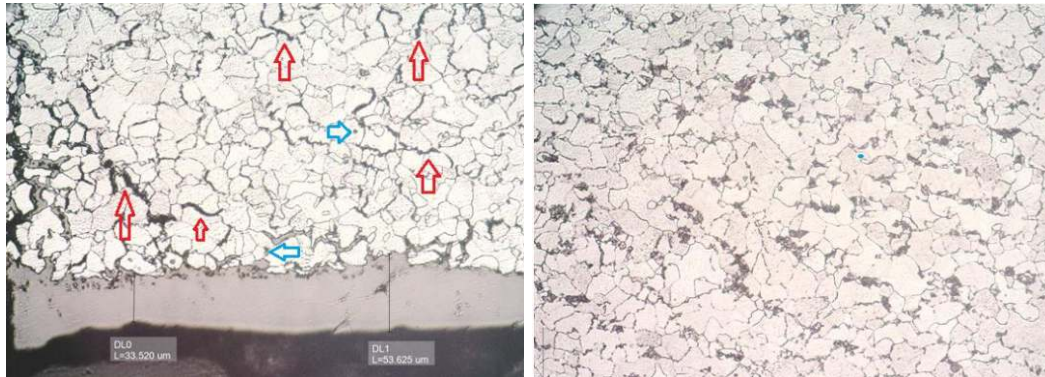


Gambar 4.19 Struktur mikro pada area yang pecah *tube code L7*; (a) dinding sisi dalam, (b) dinding sisi dalam (deposit 400 micron) (pembesaran 100x)

Pada gambar 4.19 adalah hasil pengamatan struktur mikro pada area *rupture*. Pada gambar 4.19 (a) memperlihatkan pada sisi dinding dalam *tube* area *rupture* terdapat deposit *scale* dengan ketebalan 116,3 – 209,5 m dan terdapat micro crack pada batas butir. Struktur mikro pada ketiga gambar tersebut memiliki karakteristik yang sama yaitu adanya *microfissures*, *intergranular cracks* (retak batas butir) yang ditunjukkan dengan tanda panah merah dan *microvoids* (tanda panah biru) pada beberapa area. Jika dibandingkan dengan struktur mikro pada Gambar 4.19, dimana fasa *pearlite* sangat tampak jelas dan membentuk *banded structure*, maka pada struktur mikro area *rupture* Gambar 4.19, *banded structures pearlite* sudah tidak tampak dan fasa didominasi oleh ferit. Hal ini menunjukkan telah terjadi *decarburizing* dan didukung oleh penurunan harga kekerasan atau terjadi pelunakkan (*refer gambar grafik 4.11*).

Struktur mikro tersebut memperlihatkan fasa *pearlite* yang terbentuk menempati posisi batas butir. Hal ini dapat mengindikasikan bahwa dinding luar *tube* terekspos pada temperatur A1-A3 yaitu daerah fasa ferit dan austenite sehingga *pearlite*

bertransformasi fasa menjadi austenite. Pendinginan dari rentang temperatur A1-A3 terjadi secara lambat sehingga austenite kembali bertransformasi fasa menjadi *pearlite* dengan menempati di posisi batas butir.



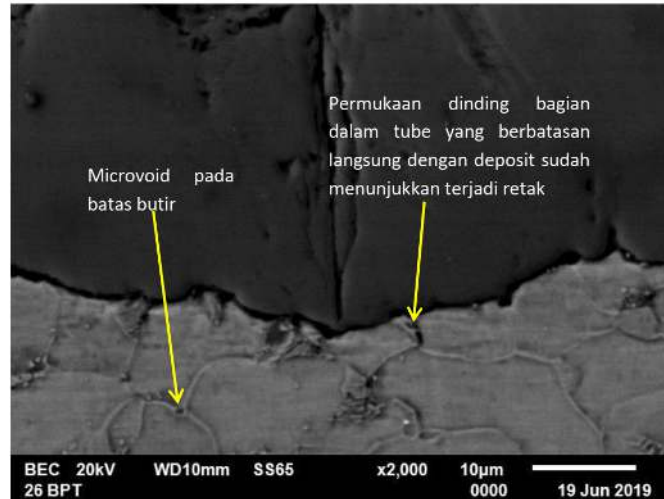
(a)

(b)

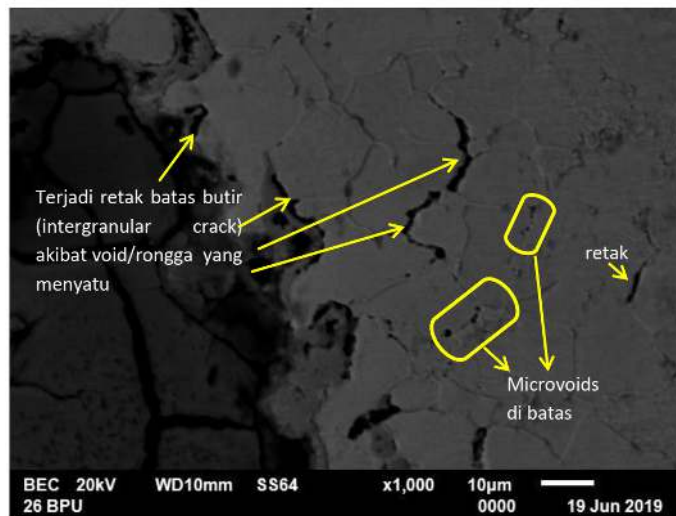
Gambar 4.20 Struktur mikro *tube tube* sample L7; (a) dinding sisi dalam, (b) dinding sisi tengah

Struktur mikro area *rupture* Code L7 terdapat *microcracks*, *fissures* dan *microvoids* (tanda panah biru), *microcracks* telah menyatu membentuk intergranular crack/retak batas butir (tanda panah merah). Propagasi retak ini dimulai dari dinding dalam menuju ke sisi dinding luar. Pada Gambar 4.20 bahkan *intergranular cracks* sudah cukup banyak dan *banded structure pearlite* juga tidak teramati. Hal ini menunjukkan bahwa dinding *tube* telah mengalami *decarburizing* dan didukung juga dengan hasil pengujian kekerasan yang mengalami penurunan pada area tersebut

Hasil Analisis struktur mikro dengan menggunakan *Scanning Electron Microscope (SEM)* pada sampel L7 dapat dilihat pada Gambar 4.20 Pada gambar tersebut dapat terlihat kondisi *micro void* dan *micro crack* pada *tube*.

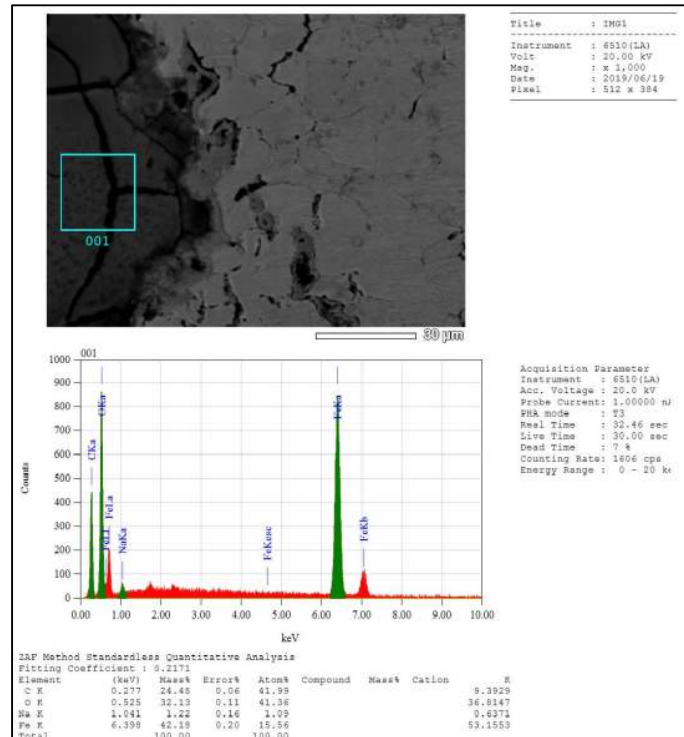


Gambar 4.21 struktur mikro permukaan dinding dalam *tube* kode sampel L7 dengan menggunakan SEM pembesaran 1000x.



Gambar 4.22 struktur mikro permukaan dinding dalam *tube* kode sampel L7 dengan menggunakan SEM pembesaran 1000x.

Dari analisis struktur mikro area dinding dalam *code L7* yang mengalami bocor memberikan bukti yang kuat ciri-ciri kerusakan akibat *hydrogen damage* yaitu adanya *microvoids* di batas butir (sebagai akibat pembentukan gas CH₄) dan terjadi retak batas butir. Hasil analisis SEM-EDS pada area deposit sampel Code L7 ditunjukkan pada gambar 4.21 dan gambar 4.22



Gambar 4.23 Hasil analisis SEM-EDS pada deposit permukaan dinding dalam *tube* kode sampel L7

Hasil analisis SEM EDS yang ditunjukkan pada gambar 4.23 menunjukkan kehadiran unsur Na. Hal ini membuktikan bahwa telah terjadi *caustic gouging* akibat kandungan unsur NaOH yang berlebih.

Berdasarkan hasil inspeksi visual, uji kekerasan dan analisis struktur mikro, yaitu:

- Inspeksi visual memperlihatkan bahwa bocor yang terjadi pada code L7 masuk dalam kategori *thick lipped rupture* (tidak ada indikasi penipisan dinding), dan terdapat *deposit scale* yang sangat tebal pada dinding bagian dalam *tube* area bocor
- Hasil pengujian kekerasan diperoleh bahwa terjadi penurunan kekerasan pada dinding dalam *tube* area bocor
- Analisis struktur mikro memperlihatkan adanya *fissures*/retak halus, *intergranular crack* pada dinding bagian dalam dan juga microvoids.

Kerusakan yang terjadi pada area rupture *code L7* merupakan karakteristik kerusakan *hydrogen damage*. *Hydrogen damage* dimulai dari dinding bagian dalam *tube* akibat terjadinya deposit dimana terjadi difusi atom hydrogen kedalam logam yang kemudian bereaksi dengan karbon dalam Fe_3C untuk membentuk metana. *Metana* (CH_4) tersebut akan mengeliminasi pearlit yang ada. Atom *hydrogen* yang berdifusi ke dalam material *tube* berasal dari deposit yang terdapat pada bagian dinding dalam *tube*. Oleh karena itu jika diamati pada struktur mikro area *rupture* khususnya sisi dinding dalam *tube*, struktur mikro yang terlihat adalah ferit dan tidak tampak *banded structure pearlite*. Pembentukan gas *metana* yang diindikasikan dengan terbentuknya *microvoids* menyebabkan terjadi penurunan kandungan karbon pada baja yang dikenal dengan *decarburizing*. Hal ini juga didukung oleh data hasil pengujian kekerasan pada area tersebut yaitu terjadi penurunan kekerasan (pelunakan). Dengan demikian karakteristik kegagalan yang terjadi pada area *rupture Code L7* adalah *hydrogen damage* yaitu terjadinya dekarburisasi dan retakan merambat dari sisi dinding bagian dalam / *Internal Diameter* (ID) ke sisi dinding bagian luar / *Outer Diameter* (OD).

4.5.3 Sample Wall *tube* Code L6

a. Inspeksi visual

Hasil inspeksi visual *tube code L6* ditunjukkan pada Gambar 4.24 sebagai berikut

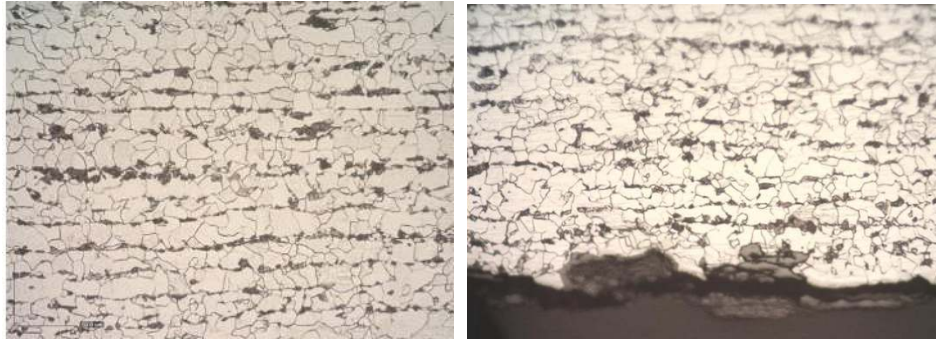


(a)

(b)

Gambar 4.24 *Tube* code L6 yang bocor; (a) penampang sisi luar *tube*, (b) penampang sisi dalam

Gambar 4.24 memperlihatkan bocor yang terjadi pada *tube* code L6 berupa *window opening* dan sisi dinding dalam *tube* area bocor menunjukkan adanya deposit korosi dan deformasi pada sisi dalam.

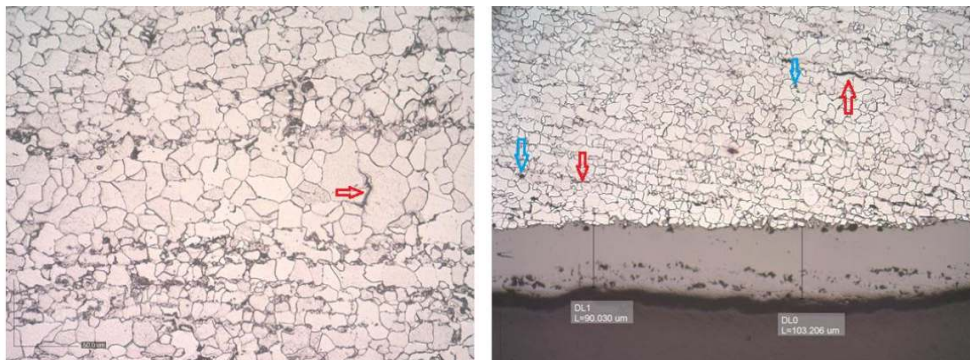


(a)

(b)

Gambar 4.25 Struktur micro *tube* sampel code L6 (a) *tube* sisi tengah (b) *tube* sisi dalam

Struktur mikro pada sampel code L6 yaitu area yang agak jauh dari bocor menunjukkan fasa ferit dan *pearlite*. *Banded structures pearlite* juga teramati pada Gambar 4.25.



(a)

(b)

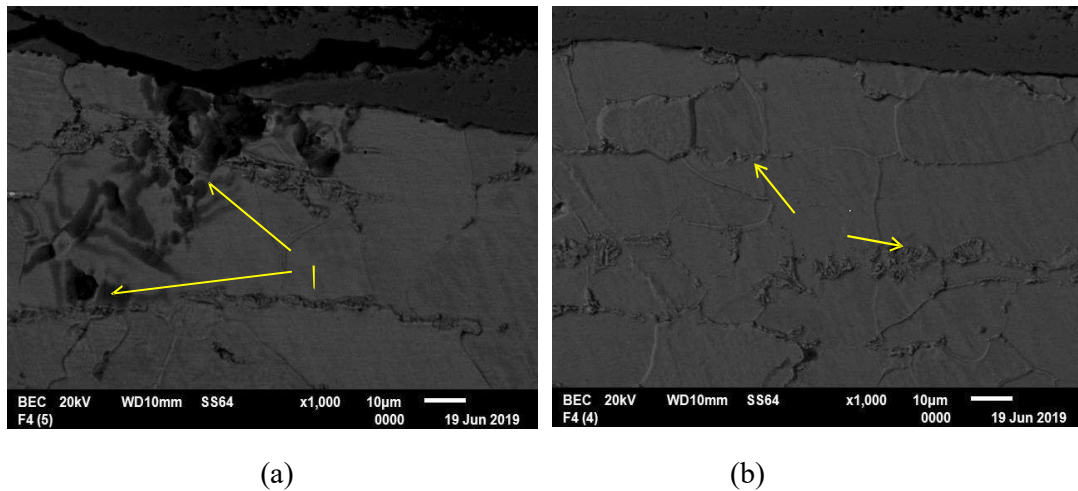
Gambar 4. 26 Struktur micro *tube* sampel code L6 (a) *tube* sisi tengah (b) *tube* sisi dalam

Struktur mikro pada area bocor dengan kode sampel *tube code* L6 (Gambar 4.26) memperlihatkan pada sisi dinding dalam *tube* terdapat *deposit scale* dengan ketebalan mencapai 103,2 m. Struktur mikro juga menunjukkan karakteristik yang sama dengan struktur area bocor **code L6** yaitu adanya *micro cracks* (tanda panah merah) dan *microvoids* (tanda panah biru) namun jumlah yang teramati masih jauh lebih sedikit

pada *tube* code L6. *Banded structures pearlite* juga tidak ada pada sisi dinding dalam *tube* (Gambar 4.26 b). Struktur mikro dinding luar *tube* memperlihatkan perbedaan struktur mikro dengan area bagian tengah dan area dinding dalam *tube* yaitu tidak adanya *banded structure* tetapi *pearlite* tampak sangat jelas ada di batas butir. Hal ini mengindikasinya bahwa area dinding luar *tube* mengalami *overheating* (sekitar 900-1000 °C) yang diakibatkan lidah api menyentuh dinding luar *tube*. Pada temperatur *overheating* tersebut, *tube* berada dalam fasa *austenite* dan dilanjutkan dengan pendinginan lambat dimana *austenite* bertransformasi fasa menjadi *ferit* dan *pearlite* dimana *pearlite* tumbuh di batas butir.

e. Analisis

Dengan memperhatikan hasil inspeksi visual, hasil uji keras serta analisis struktur mikro dapat dipastikan bahwa kebocoran *tube code L6* dikarenakan *hydrogen damage*.



Gambar 4. 27 gambar hasil SEM *code L6* (a) *tube* sisi dalam (b) *tube* sisi tengah

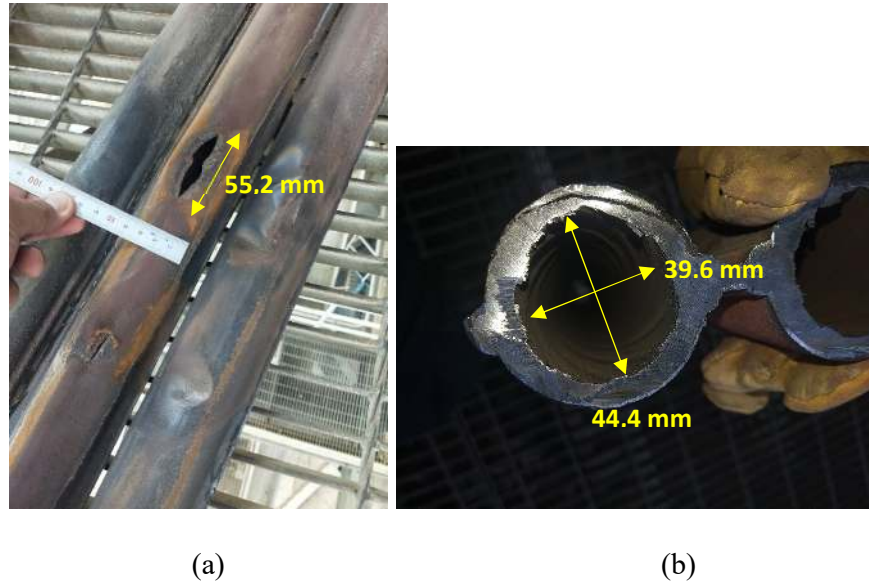
Pada gambar 4.27 adalah hasil pengamatan struktur mikro dinding dalam *tube L6* menggunakan SEM memperlihatkan adanya *microvoids* yang sudah terbentuk di batas butir. Hal ini juga menunjukkan bahwa struktur mikro dinding dalam *tube L6* didominasi oleh fasa *ferit* dan tidak ada fasa *pearlite* atau dengan perkataan lain telah mengalami *decarburizing* dan didukung juga dengan penurunan harga kekerasan pada

dinding dalam *tube*. Dengan demikian *tube code L6* terindikasi telah mengalami *hydrogen damage*.

4.5.4 Sample Wall *tube Code F8.5*

a). Inspeksi Visual

Hasil inspeksi visual *code F 8.5* ditunjukkan pada Gambar 4.28 sebagai berikut.



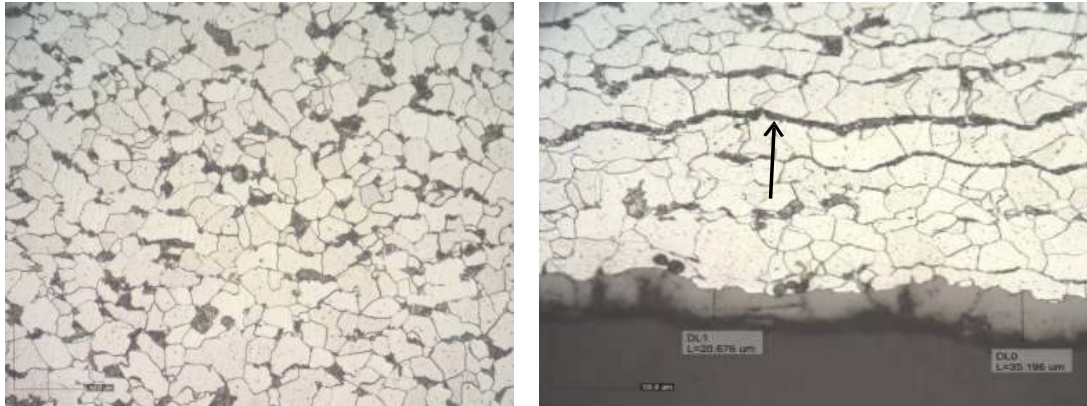
Gambar 4.28 potongan *code F 8.5* yang bocor: (a) dinding luar *tube*, (b) potongan penampang dan (c) dinding dalam.

Hasil pengamatan inspeksi visual pada Gambar 4.28 (a) memperlihatkan pada permukaan dinding luar *code F 8.5* tidak tertutupi oleh *slagging* tebal tetapi sangat terlihat jelas dinding luar *tube* memiliki warna hitam dengan lapisan *slag* tipis yang mengindikasikan *tube* terkena paparan panas tinggi dalam waktu lama. Kebocoran/celah yang terjadi memiliki ukuran panjang 55,20 mm dan lebar 8,15 mm. Pada Gambar 4.28 (b), memperlihatkan dinding *tube* sisi dalam. Dari penampang sisi dalam, ketebalan *tube* masih diatas MWT (minum wall thickness) sebesar 5.7 mm. Dari gambar 4.28 (b) terlihat bahwa terdapat ovality pada penampang *tube*. Kondisi ini bisa dipengaruhi dari factor *overheating* pada *tube* yang terkena panas langsung pada *boiler*, yang

menyebabkan tingkat pemuaihan tidak sama dengan *tube* yang tidak terkena panas secara langsung pada *boiler*.

b) Analisis Struktur Mikro

Analisis struktur mikro *code F 8.5* yang diambil pada area dinding dalam, tengah dan luar ditunjukkan pada gambar 4.29 sebagai berikut.



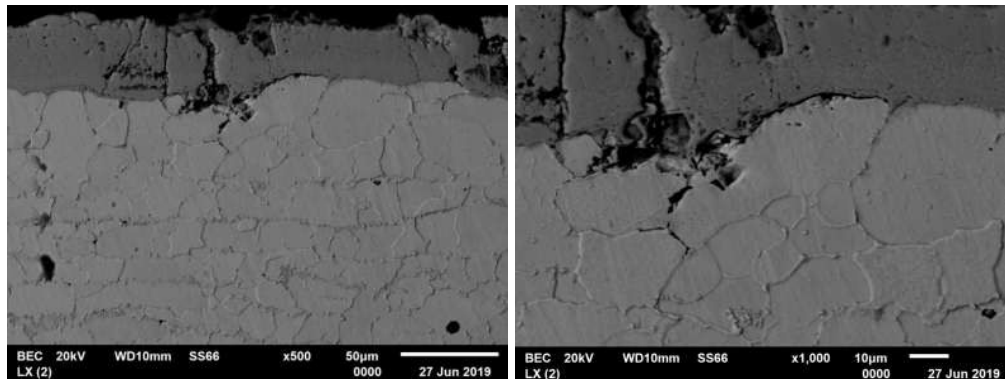
(a)

(b)

Gambar 4.29 Struktur mikro area dinding luar code F 8.5 (a) sisi tengah *tube* (b) sisi dalam *tube*

Pada gambar 4.29 menunjukkan hasil pengamatan struktur mikro pada *code F8.5* hasil ini memperlihatkan adanya perbedaan antara struktur mikro pada area dinding dalam *tube* dengan struktur mikro area dinding luar. Struktur mikro pada area dinding dalam memperlihatkan adanya *fasa ferit* (warna putih) dan *banded structures* yaitu layer fasa *pearlite* (warna hitam) berbentuk memanjang searah dengan arah roll. Sedangkan struktur mikro pada area tengah dan area dinding luar memperlihatkan kesamaan bentuk yaitu terdiri atas *fasa ferit* dan *pearlite* yang menempati batas butir (*banded structures* sudah tidak tampak lagi). Perubahan struktur mikro yang terjadi pada area dinding tengah dan dinding luar *tube* dapat terjadi karena *tube* mengalami pemanasan berlebih (diprediksi sekitar 800 - 1000 °C), dimana pada temperatur tersebut terjadi perubahan fasa dari *fasa ferit* dan *pearlite* menjadi *austenite* dan kemudian diikuti dengan pendinginan lambat. Selama periode pendinginan lambat (dari suhu sekitar 800-1000 °C)

fasa *austenite* bertransformasi fasa menjadi *ferit* dan *pearlite* tetapi dengan *pearlite* berada pada posisi di batas butir dan tidak membentuk *banded structures*. *Overheating* yang dialami *code F 8.5* menyebabkan terjadinya penurunan kekuatan material sehingga *tube* tidak mampu lagi menerima tekanan dan menyebabkan terjadi kebocoran. *Overheating* yang terjadi pada dinding luar *code F 8.5* dapat disebabkan antara lain tersentuh lidah api yang dapat diakibatkan oleh perubahan arah *nozzle* yang mengarah pada *tube*. Hasil pengamatan struktur mikro dengan menggunakan SEM pada Code F 8.5 dapat dilihat pada Gambar 4.30



(a)

(b)

Gambar 4.30 sstruktur mikro area dinding luar Code F 8.5 (a) sisi luar *tube* (b) sisi dalam *tube*

Pada gambar 4.30 menunjukkan hasil pengamatan struktur mikro dinding dalam *code F 8.5* menggunakan SEM, dipastikan bahwa *tube* telah mengalami *hydrogen damage* yang ditandai dengan kehadiran *microvoids* dan retak pada batas butir.

d. Analisis Hasil Pengujian

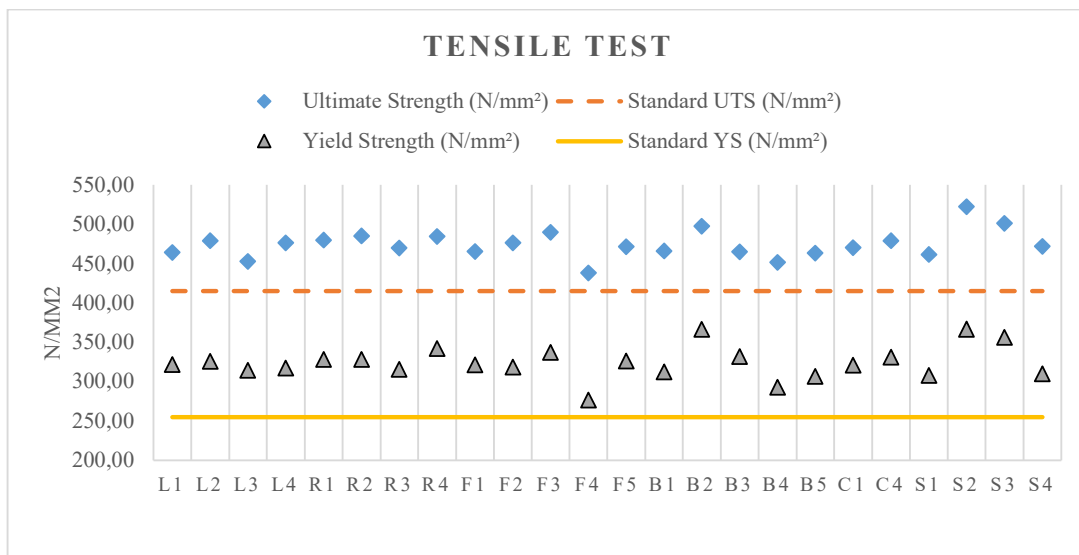
Berdasarkan hasil pengamatan dan pengujian yang dilakukan pada *code F 8.5*, yaitu:

1. Hasil inspeksi visual dinding dalam tube menunjukkan deposit *scale* tidak tebal dan deposit slag dinding luar tube yang teramati tipis
2. Perubahan struktur mikro yang terjadi hanya pada area dinding tengah dan dinding luar *tube*.

3. Penurunan nilai *hardness* dan adanya *microvoid* di dinding sisi dalam
4. Perbedaan penampang *tube* pada arah horizontal dan terdapat bentuk *ovality* pada *tube*.
5. Maka dapat disimpulkan bahwa area dinding luar code F8.5 telah mengalami *overheating* terekspos pada media bertemperatur (sekitar 900-1100°C), sedangkan pada dinding bagian dalam *tube* dapat dipastikan tidak mengalami *overheat* karena struktur mikro yang dimiliki tidak berubah yang ditunjukkan dengan adanya banded structures. Namun demikian, dinding dalam code F 8.5 mengindikasikan telah terjadi *hydrogen damage*

4.6 Analisis *Tube* sample area wall *tube* Boiler

4.6.1 Hasil Uji Tensile pada *tube* area water wall

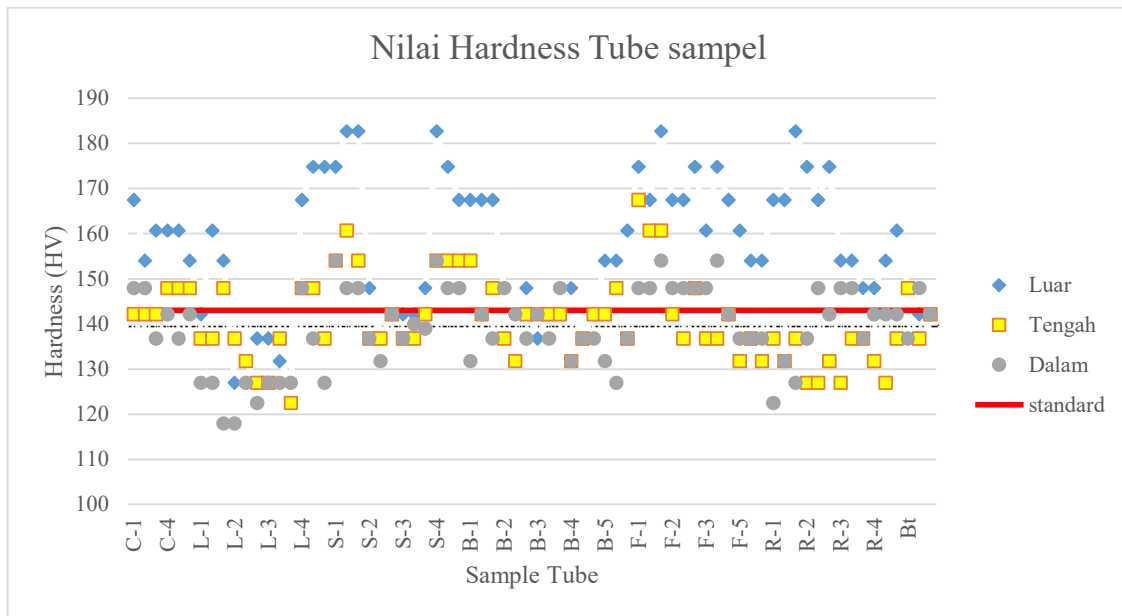


Gambar 4.31 Hasil uji tarik pada *tube* area water wall

Pada gambar 4.31 terlihat bahwa pada *tube* area water wall sebanyak 24 sample yang dilakukan pengujian, terlihat bahwa nilai *UTS* (*Ultimate Tensile Strength*) dan *YS* (*Yield Strength*) masih masuk dalam Batasan material *SA210-A1*. Nilai terendah *UTS* dan *YS* terdapat pada *tube* sample dengan kode F4 (area front elevasi 4) sebesar 438 dan 276 (N/mm²). Titik sample kode F4 berdekatan dengan *tube* yang mengalami kerusakan

dengan kode F8.5. Jika dilakukan perbandingan dengan nilai uji tarik pada *tube* yang rusak, hasil *tube* sample relative sama. Dari hasil yang diperoleh dapat disimpulkan bahwa pengujian tarik tidak bisa menjadi acuan untuk pengambilan keputusan terkait kerusakan *tube* yang disebabkan oleh *hydrogen damage*. Perlu dilakukan kombinasi dengan metode ujian lain untuk memberikan hasil yang valid terkait jenis kerusakan yang ada.

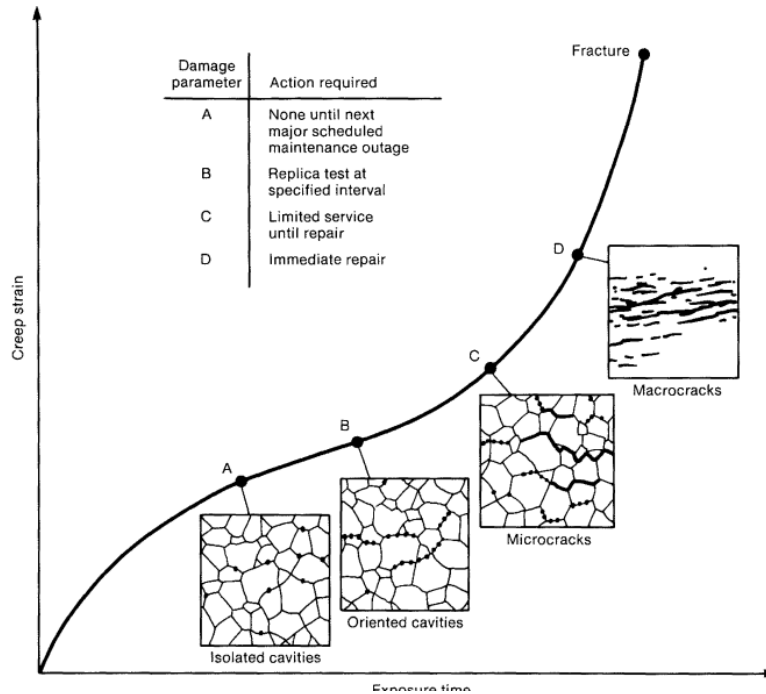
4.6.2 Hasil Uji *hardness* pada *tube* area water wall



Gambar 4.32 Grafik uji *hardness* tube area water wall










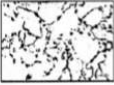


Pada gambar 4.32 menunjukkan penyebaran nilai *hardness* pada 24 sample *tube boiler*. Dari grafik terlihat bahwa nilai *hardness* sisi luar masih diatas batasan standard *tube* SA 210-A1. Kenaikan *hardness* sisi luar perlu dilakukan cross cek untuk memastikan penyebab kenaikan nilai *hardness* tersebut. Kenaikan nilai *hardness* dapat dipengaruhi dari proses pembakaran. Sedangkan nilai *hardness* sisi tengah *tube* dipengaruhi dari sisi luar dan sisi dalam. Nilai kekerasan sisi dalam dipengaruhi dari indikasi *hydrogen damage*. Penurunan kekuatan *hardness* pada *tube* sisi dalam dominan pada *tube* sisi Left (*L*) dan sisi *F*(*front*). Kecenderungan posisi penurunan kekuatan pada sisi left dan front bisa dipengaruhi dari proses pembakaran. Proses pembakaran dimungkinkan dapat

dipengaruhi dari kelainan burner yang menyebabkan sudut pembakaran tidak seimbang pada setiap corner. Penurunan kekuatan *hardness* sisi dalam juga dipengaruhi dari perubahan struktur mikro yang diakibatkan oleh terbentuknya *hydrogen* pada butir.



Gambar 4.33 Referensi untuk standard untuk jumlah *void* pada struktur micro

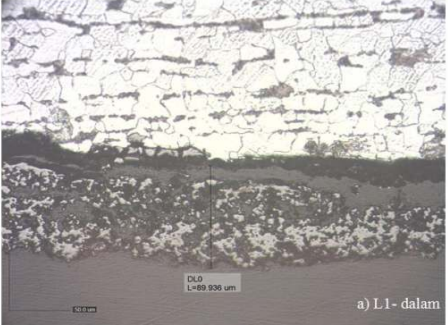
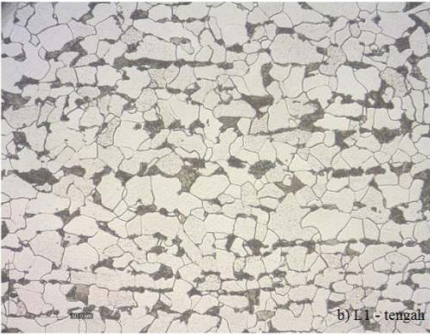
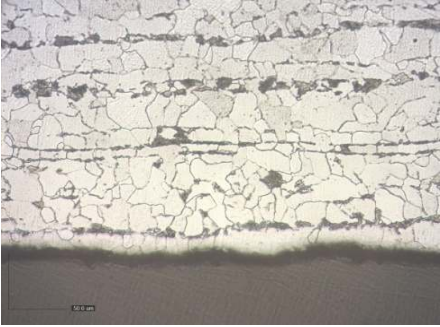

Pada gambar 4.33 menunjukkan referensi untuk penentuan jumlah *void* dan *micro crack* pada struktur micro *tube*. Dari referensi yang digunakan menjadi acuan untuk menjadi tindak lanjut untuk rencana kegiatan pada *tube boiler* pada tahun berikutnya. Rencana kegiatan terbagi menjadi 4 tahapan. Tahapan mulai dari rencana *assessment* sampai dengan pembatasan usia operasi peralatan *boiler*.

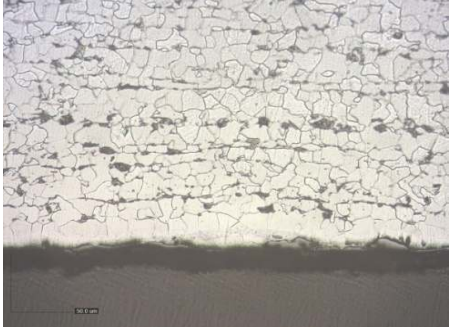

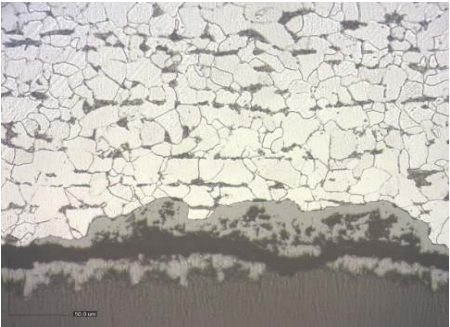

Micro Structure		Class / Stadium	Condition	Apprx. Damage	Apprx. Life Rem.	Action
Ferrite/Pearlite 	Ferrite/Bainite 	A	Ferrite and distinct transformation product	0 %	100 %	None
		B	Incipient spheroidisation and isolated carbide precipitation, notably at grain boundaries	20 %	80 %	Re-inspection after approx. 100.000 service hour
		C	Evident spheroidisation of transformation product	40 %	60 %	Re-inspection after approx. 50.000 service hour
		D	Full spheroidisation of transformation product. No significant carbide precipitation within ferrite grains	60 %	40 %	Re-inspection after approx. 35.000 service hour
		E	Full spheroidisation. Carbides evenly dispersed throughout grains and at grain boundaries	80 %	20 %	Re-inspection after approx. 10.000 service hour
		F	Full spheroidisation. Significant coalescence between carbides	End of Life	None	Management must be informed immediately. Grinding to determine crack depth

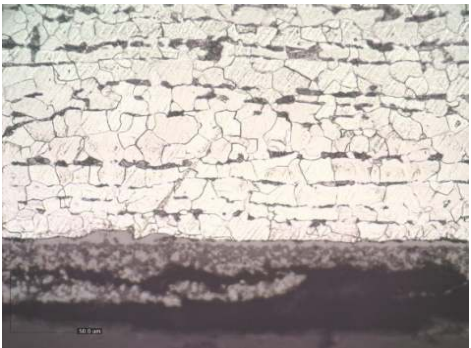

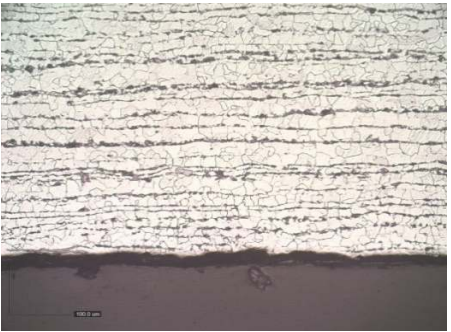
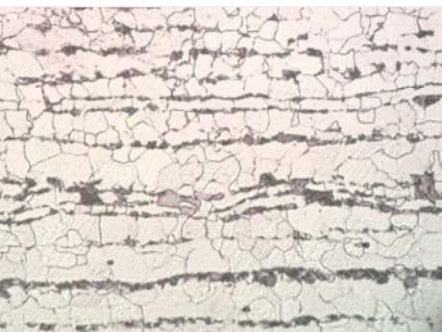
Gambar 4.34 Standard untuk bentuk struktur micro


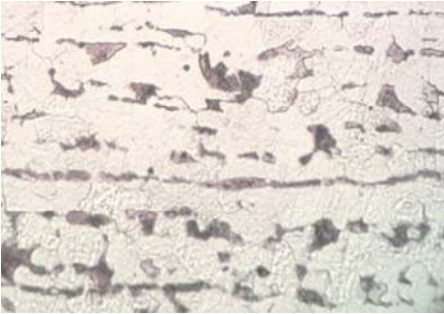
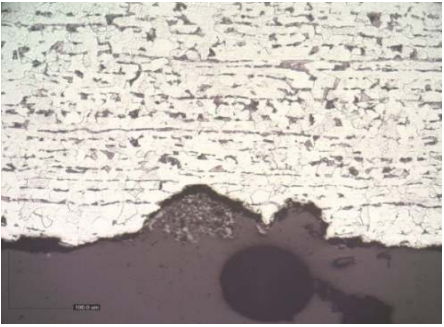

Pada gambar 4.34 menunjukkan referensi terkait kondisi struktur micro pada baja karbon. Referensi kondisi ini mengacu pada perubahan struktur micro yang terbentuk dan proses *spheroidisation* pada butir. Pada gambar 4.31 yang dijadikan referensi perubahan kondisi struktur micro *tube* serta juga memberikan rekomendasi tindak lanjut terkait operasi *tube boiler* yang sudah beroperasi selama 9 tahun. Terdapat 6 *class action* mulai dari rutin *assessment* kondisi *tube* sampai dengan pembatasan usia kerja peralatan.

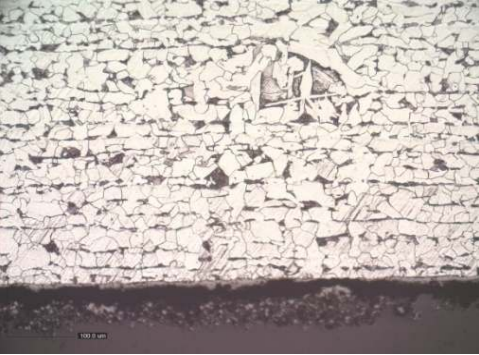
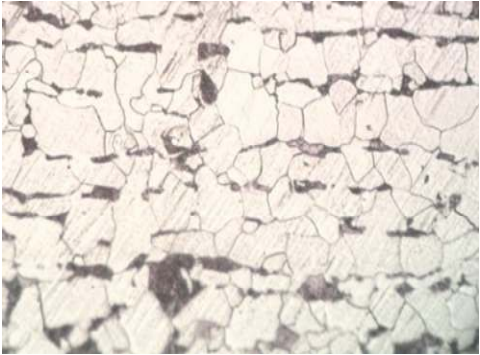
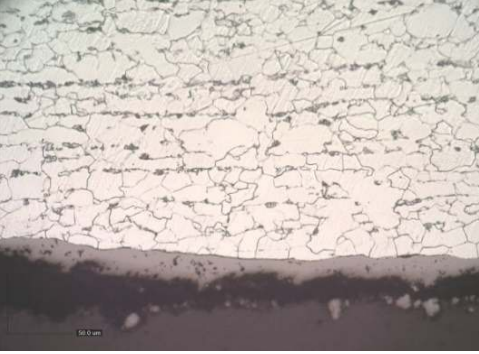
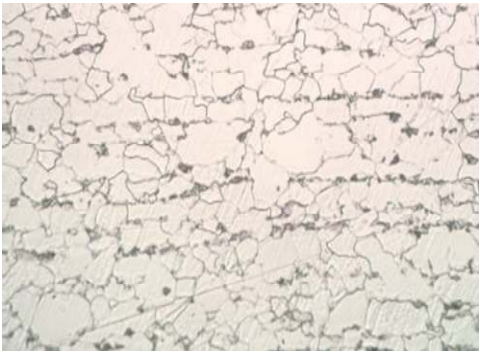
Tabel 4.10 Struktur *micro tube* sampel *area water wall*

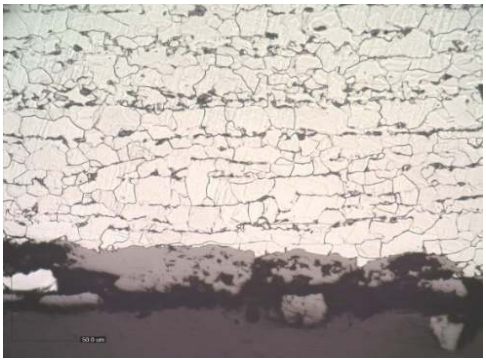

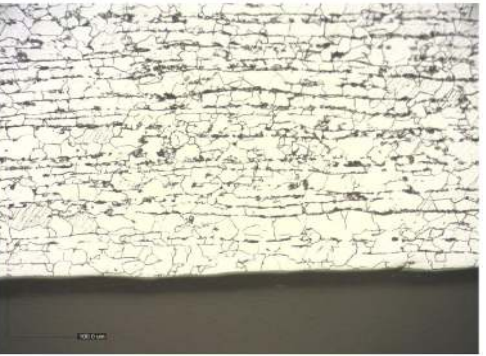

No	Kode	Micro sisi dalam	Micro sisi tengah	Keterangan
1	L1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat <i>deposit scale</i> dengan tebal sekitar 89,9 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah.</p>
2	L2			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah.</p>

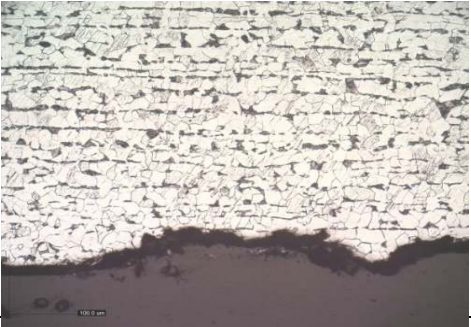
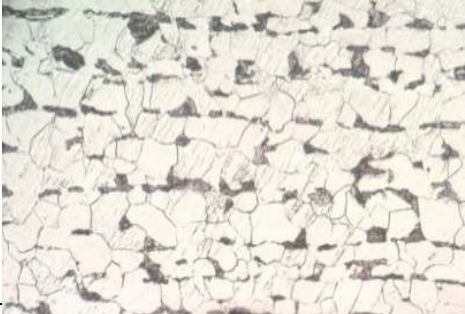
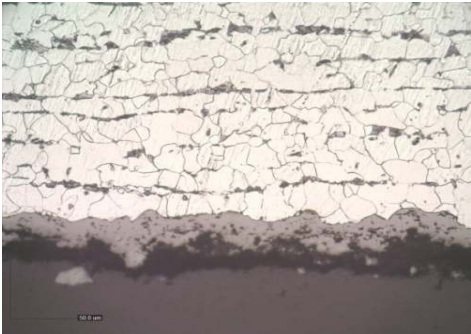

3	L3			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah.</p>
4	L4			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 26 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah</p>

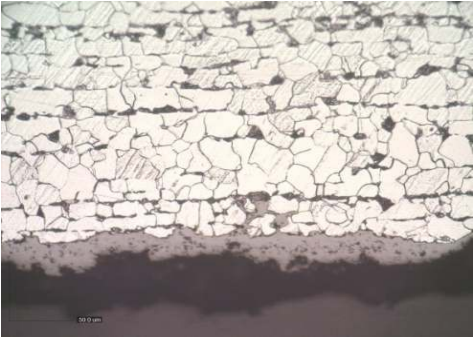
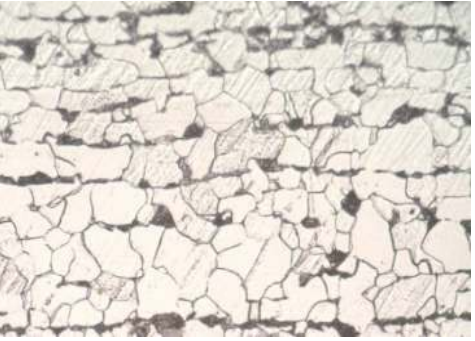
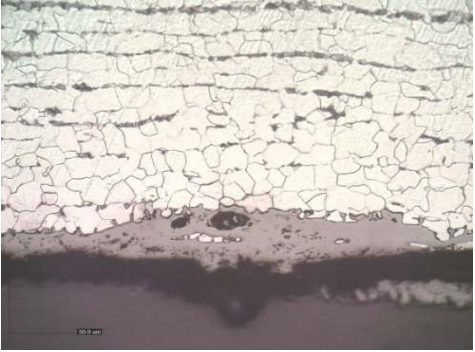

5	R1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat <i>deposit scale</i> dengan tebal sekitar 56 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah</p>
6	R2			<p>Struktur mikro <i>tube</i> R2 pada memperlihatkan <i>banded structure</i> pada sisi dalam, tengah dan luar masih tampak jelas. Struktur mikro pada dinding tengah jarak antar <i>banded structure</i> secara kualitatif lebih besar dibandingkan dengan struktur mikro pada sisi dalam dan luar</p>

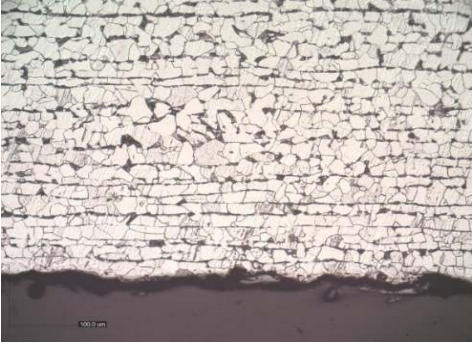
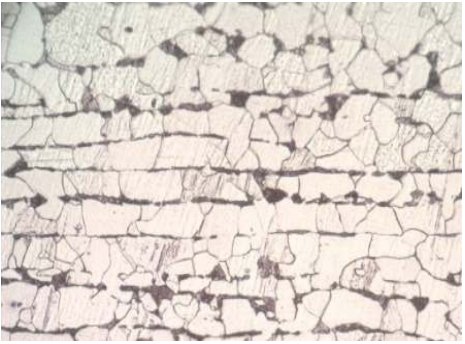
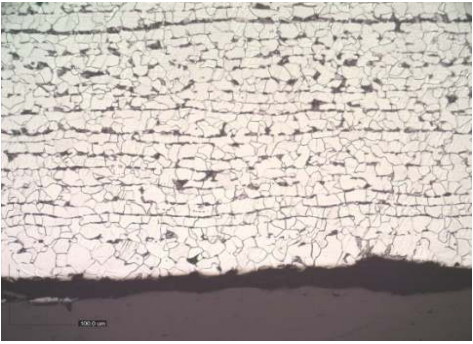

7	R3			<p><i>Banded structure</i> pada struktur mikro sisi dalam dan tengah <i>tube</i> R3 terlihat sangat jelas. Dari hasil SEM memperlihatkan <i>microvoids</i> yang sudah terbentuk di batas butir. Hal ini mengindikasikan <i>tube</i> R3 sudah mulai mengalami degradasi</p>
8	R4			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 27 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah</p>

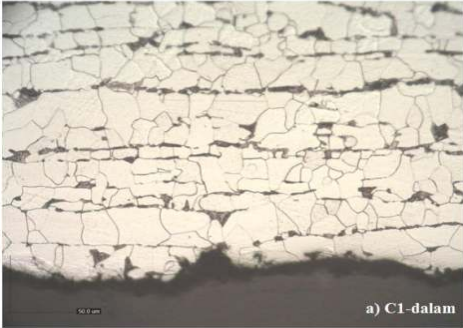
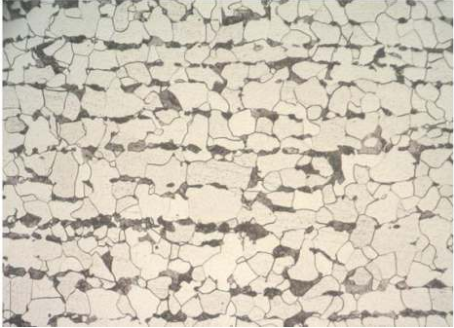
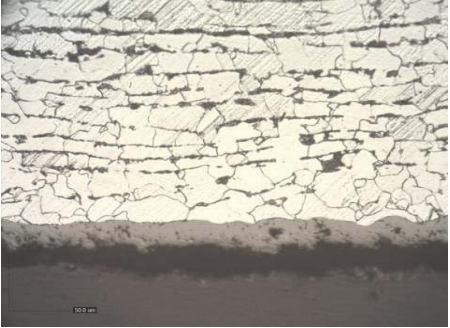

9	F1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat <i>deposit scale</i> dengan tebal sekitar 56 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah</p>
10	F2			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat <i>deposit scale</i> dengan tebal sekitar 22 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah namun <i>pearlite</i> cenderung lebih terang dibandingkan kondisi normal</p>


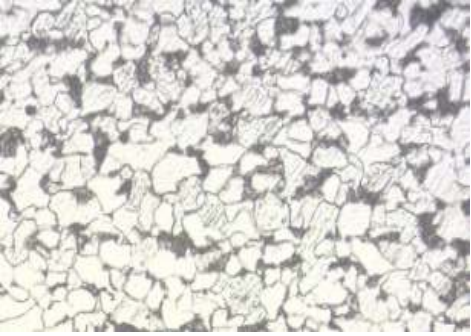
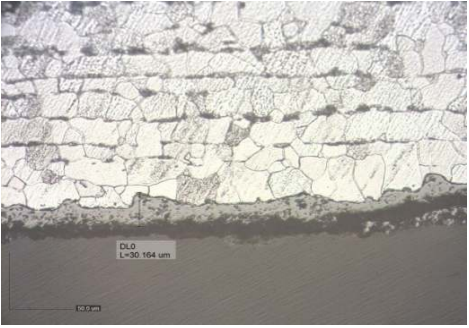

11	F3			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 38,2 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah namun <i>pearlite</i> cenderung lebih terang dibandingkan kondisi normal</p>
12	F4			<p><i>Banded structure</i> pada struktur mikro sisi dalam dan tengah <i>tube</i> F 4 terlihat sangat jelas. Dari hasil SEM memperlihatkan <i>microvoids</i> yang sudah terbentuk di batas butir. Hal ini mengindikasikan <i>tube</i> F4 sudah mulai mengalami degradasi</p>

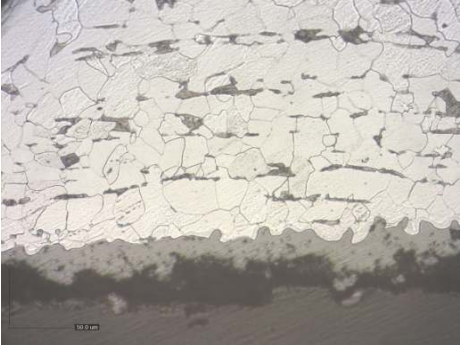

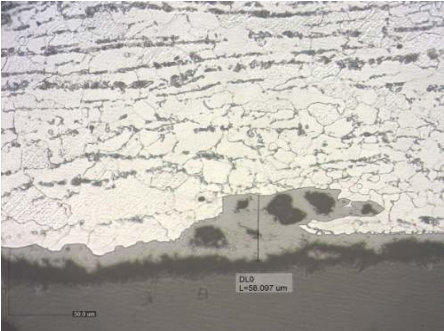

13	F5			<p><i>Banded structure</i> pada struktur mikro sisi dalam dan tengah <i>tube</i> F 5 terlihat sangat jelas. Dari hasil SEM memperlihatkan <i>microvoids</i> yang sudah terbentuk di batas butir. Hal ini mengindikasikan <i>tube</i> F5 sudah mulai mengalami degradasi</p>
14	B1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 43,2 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk banded structure masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam,</p>

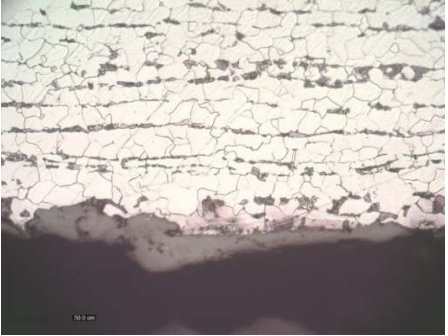

15	B2			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 34,25 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam,</p>
16	B3			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat deposit scale dengan tebal sekitar 52,25 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam,</p>

17	B4			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>
18	B5			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>

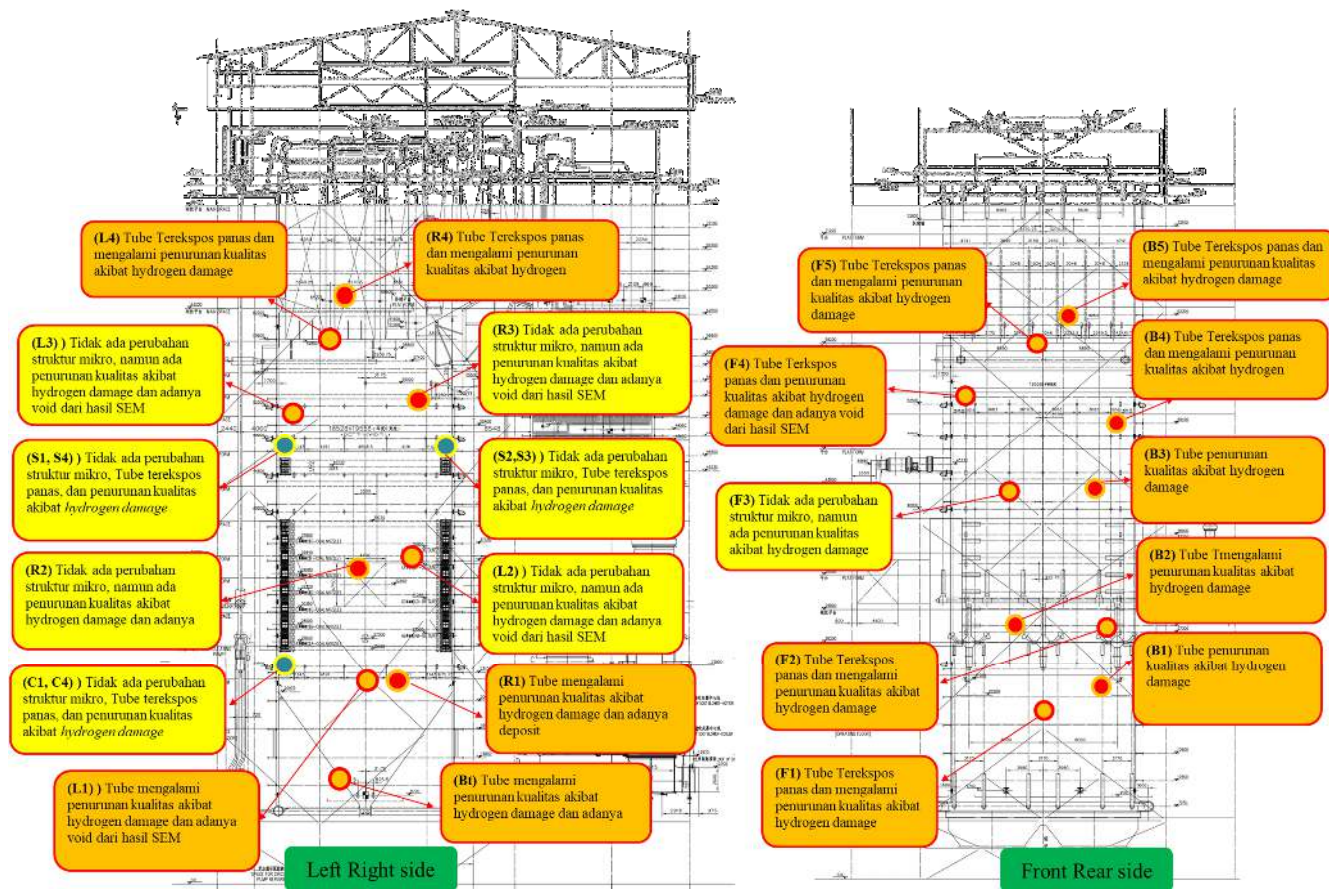
19	C1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah.</p>
20	C4			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>

21	S1			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan pada dinding dalam <i>tube</i> terdapat <i>deposit scale</i> dengan tebal sekitar 52,25 μm. Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> pada sisi tengah sudah tidak terlihat</p>
22	S2			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>

23	S3			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>
24	S4			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>

25	Bt			<p>Pengamatan struktur mikro memperlihatkan Fasa <i>pearlite</i> yang membentuk <i>banded structure</i> masih tampak jelas pada struktur mikro dinding dalam, tengah. Kondisi <i>pearlite</i> lebih terang dibandingkan dengan <i>tube</i> baru</p>
----	----	---	--	---

Pada table 4.10 menjelaskan hasil struktur micro pada masing masing sample *tube* yang dilakukan pengambilan data. Dari tabel juga memuat keterangan kondisi dari struktur micro dan potensi kerusakan yang terjadi Dari data yang sudah diperoleh dilakukan klasifikasi kondisi dari batasan atau referensi yang digunakan, untuk menentukan kondisi *tube boiler* pada area tersebut.



Gambar 4.35 Hasil Pengujian sample tube boiler

Pada gambar 4.35 menunjukkan kondisi *sample tube boiler*. Pada gambar tersebut menjelaskan penyebaran *hydrogen damage* yang terjadi pada area *waterwall boiler*. Dari kondisi tersebut dapat terlihat bahwa keseluruhan *tube boiler* telah mengalami *hydrogen damage* meskipun dalam tingkatan yang berbeda beda.

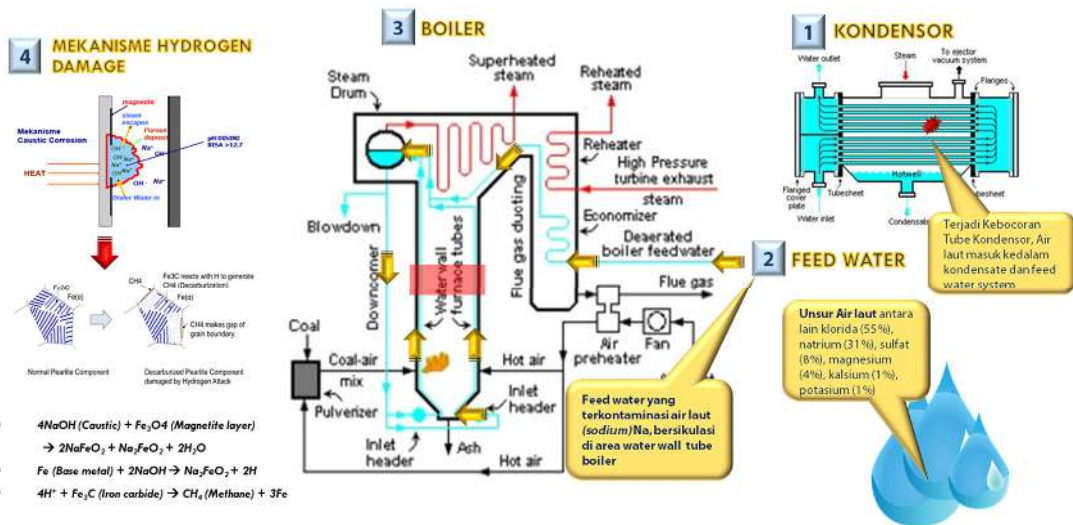
Tabel 4.11 hasil Pengujian *tube sample boiler*

No	Sampel <i>tube</i>	Tensile	<i>Hardness</i>	Micro
1	L1	Normal	Level D	Level B
2	L2	Normal	Level D	Level B
3	L3	Normal	Level D	Level B
4	L4	Normal	Level B	Level B
5	R1	Normal	Level D	Level B
6	R2	Normal	Level A	Level B
7	R3	Normal	Level A	Level A
8	R4	Normal	Level A	Level B
9	F1	Normal	Level A	Level B
10	F2	Normal	Level A	Level B
11	F3	Normal	Level A	Level B
12	F4	Normal	Level D	Level B
13	F5	Normal	Level D	Level B
14	B1	Normal	Level C	Level B
15	B2	Normal	Level A	Level B
16	B3	Normal	Level B	Level B
17	B4	Normal	Level B	Level B
18	B5	Normal	Level C	Level B
19	C1	Normal	Level A	Level B
20	C4	Normal	Level B	Level A
21	S1	Normal	Level A	Level B
22	S2	Normal	Level B	Level B
23	S3	Normal	Level B	Level B
24	S4	Normal	Level A	Level B
25	Bt	Normal	Level A	Level A

Pada table 4.11 menjelaskan kondisi *tube sample* pada *boiler*. Dari hasil pengujian yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa kondisi *boiler area water wall* mengalami penurunan kekuatan. Hal ini dapat dilihat dari penurunan kekuatan *hardness* pada sisi dalam *tube*

serta perubahan struktur micro jika dibandingkan kondisi *tube* baru. Perubahan struktur micro yang terjadi dibagi menjadi 2 penyebab, sisi dalam disebabkan dari *hydrogen damage* dan sisi luar disebabkan dari distribusi panas yang tidak merata. Kondisi panas ini dapat dilihat dari berubahnya bentuk struktur micro yang adanya *banded* struktur menjadi ferit *pearlite* tanpa adanya *banded structure*. Perubahan struktur sisi dalam lebih dipengaruhi dari terbentuk nya deposit yang diakibatkan pencemaran air laut dan mulai terbentuknya micro void pada batas butir. Dari terbentuk nya *void* berpengaruh pada penurunan kekerasan pada sisi dalam *tube*. Mekanisme penurunan kualitas sama dengan *tube* yang mengalami kerusakan

4.7 Proses terjadinya *hydrogen damage* pada boiler PLTU Banten Suralaya



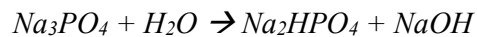
Gambar 4.36 Ilustrasi proses terjadinya *hydrogen damage* pada boiler area water wall

Pada gambar 4.36 terlihat proses terjadinya *hydrogen damage* pada tube area waterwall PLTU Banten Suralaya. Terbentuknya proses ini dapat dijabarkan sebagai berikut:

1. Penurunan kualitas air *condensate* yang disebabkan oleh kontaminasi air laut yang berasal dari kebocoran *tube* kondensor.

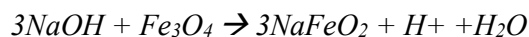
2. Air laut mengandung beberapa mineral antara lain *klorida, sodium, magnesium, kalsium, potassium* dan beberapa mineral lain yang berpotensi membentuk endapan/ deposit pada *tube* komponen penukar kalor di PLTU.
3. Air *condensate* yang sudah terkontaminasi menuju *system feed water* dan selanjutnya menuju ke area *boiler* melalui *economizer* dan *drum boiler*
4. Pencemaran air *boiler* oleh air laut menyebabkan penurunan PH air sehingga lebih asam, untuk menanggulangi hal tersebut dilakukan injeksi *phosphate* untuk menaikkan PH air menuju standard air *boiler* 9-9.5
5. Dampak lain injeksi *phosphate* pada air laut juga menambah kontaminasi *sodium* pada air *boiler*
6. *Phospat (trisodium polyphosphate)* pada air *boiler* berfungsi sebagai *scale inhibitor* dan bekerja pada pH diatas 9,5. *Sulfite (Meta bisulfite)* berfungsi sebagai *corrosion inhibitor* dan bekerja pada suasana pH di atas 8,5.

Pemberian phospat akan menimbulkan reaksi:

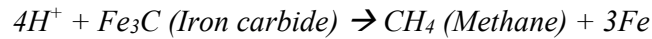
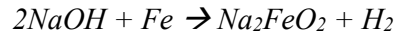
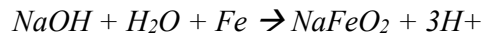


Untuk mencegah pembentukan *free sodium hydroxide*, pH dan konsentrasi harus dijaga di bawah batas yang direkomendasikan yaitu $Na/PO_4 = 3.0$

7. Kenaikan *sodium (Na)* yang melewati batasan 1400 ppm, menyebabkan potensi terbentuknya deposit pada sisi *internal tube*
8. Terbentuknya *deposit* terutama pada sisi yang terkena paparan langsung panas dari sisi ruang bakar. *Caustic gouging* adalah keadaan dimana *caustic (NaOH)* yang digunakan untuk menaikkan pH *boiler* bereaksi dengan besi sehingga menyebabkan korosi. Perlu menjadi perhatian, di atas suhu 93°C, NaOH menyebabkan korosi yang parah pada baja. Tingginya pH terjadi karena pemakaian NaOH yang berlebih. Kelebihan NaOH menyebabkan *free caustic* pada *boiler* sehingga merusak lapisan *magnetit* besi (Fe_3O_4). Reaksinya sebagai berikut:



Setelah lapisan *magnetite* (Fe_3O_4) ini rusak, lebih lanjut NaOH bereaksi dengan *base metal*, menyebabkan *attack* yg dikenal sebagai caustic gouging.



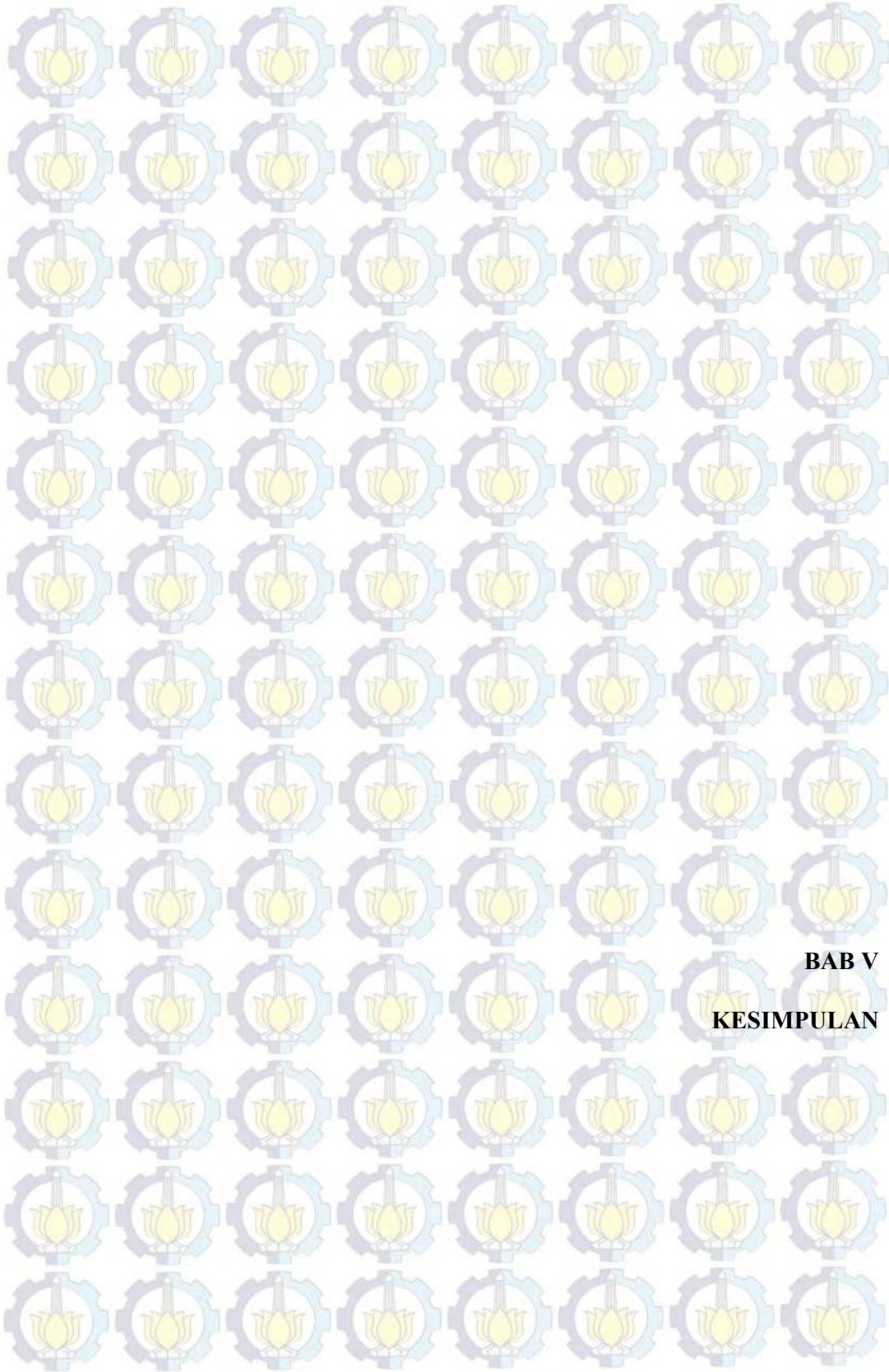
Keberadaan CH_4 berdifusi ke batas butir dan menyebabkan terbentuknya *micro void* dan berjalannya waktu, terdapat kenaikan tekanan metana yang terperangkap sehingga menyebabkan terbentuknya *microcrack*. Kondisi ini menyebabkan penurunan kekuatan *tube boiler*.

4.7 Rekomendasi hasil penelitian

Dari studi dan temuan terkait kerusakan *tube boiler* yang dominan disebabkan oleh *hydrogen damage*, dan indikasi lain dari *overheat* pada permukaan *tube boiler* area water wall, maka disarankan:

1. Memastikan parameter air *condensate*, *feedwater*, *boiler* sesuai dengan standard yang ditentukan, dan monitoring selama 24 jam operasi unit dan *SOP* (*Standard Operating Procedur*) untuk penanggulangan pencemaran air pada masing masing *sampling point*.
2. Menjaga kualitas *condensate water* dengan mengaktifkan *Condensate Polishing plant* pada unit sebagai pencegahan awal semisal terdapat indikasi kebocoran *tube* kondensor.
3. Perlu disiapkan *tube* pengganti untuk mengantisipasi kegagalan *tube* yang mungkin terjadi sewaktu-waktu dapat terjadi.
4. Melakukan assestment dan mapping kondisi rutin tiap *overhaul*, terkait kondisi *tube* jika penggantian *tube boiler* secara menyeluruh pada area *water wall* belum terlaksana
5. Perlu dilakukan pemeriksaan pada *superheater tube* mengingat bahwa unsur kontaminan dari air laut telah bersirkulasi di dalam seluruh sistem PLTU.

6. Apabila terjadi kebocoran pada kondensor maka operasional PLTU harus segera dihentikan (*shut down*) sesuai dengan standard kualitas air.
7. Memastikan kondisi pembakaran, memastikan posisi tilting burner dan sudut tilting pada masing masing corner burner
8. Melakukan combustion tuning pada *boiler*, untuk mendapatkan referensi udara pembakaran terkait perbedaan batubara yang digunakan.
9. Perhitungan kekuatan *tube boiler* yang sudah terkena *hydrogen damage* agar *boiler* dapat beroperasi tanpa adanya kebocoran.



BAB V
KESIMPULAN

BAB V

KESIMPULAN

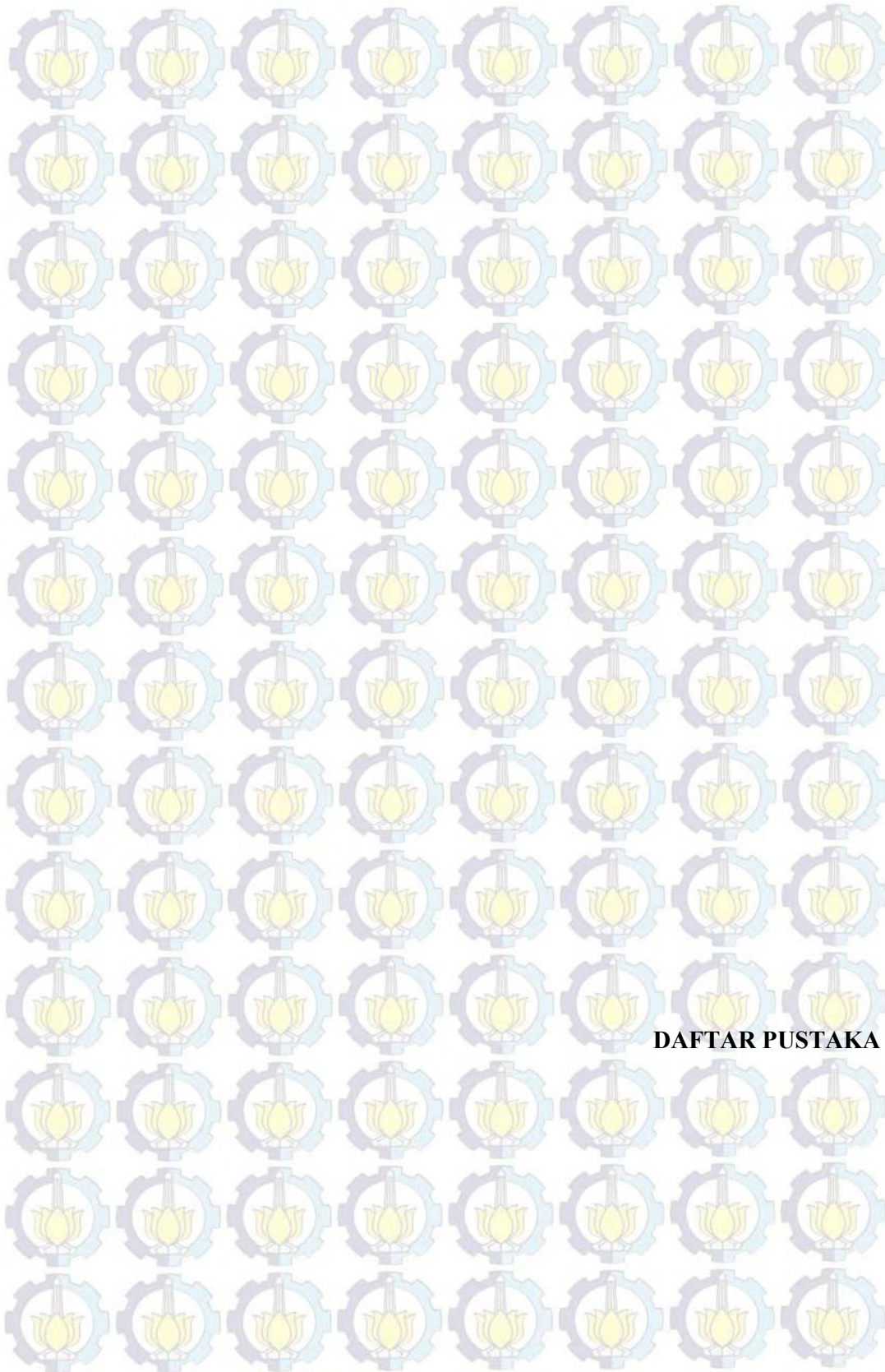
A. Verifikasi material *tube*

Hasil pengujian komposisi kimia, kekerasan, uji tarik dan analisis struktur mikro membuktikan bahwa jenis *tube* yang digunakan masuk dalam standar *ASTM A210 GrA1*.

B. Analisis Kegagalan

1. Code L6, L7, F8.5 yang mengalami kerusakan dan kebocoran memberikan bukti yang kuat ciri-ciri kerusakan akibat *hydrogen damage* yaitu adanya *microvoid* dan *microcrack* di batas butir sebagai hasil pembentukan gas metana (CH_4) dan terjadi retak pada batas butir.
2. Kegagalan code L8 yaitu mengalami pecah karena *short-term overheating* yang diikuti oleh *rapid quenching*. Pada uji micro juga terlihat adanya sejumlah retak (*cracks*) yang terjadi secara *intergranular* di dalam material *tube* pada area *rupture* dengan mengikuti pola bekas batas butir austenite (prior austenite grain boundary). Pola penjalaran retak batas butir (*intergranular cracking*) yang getas seperti ini dipengaruhi oleh *hydrogen* yang terbentuk pada saat *tube* pecah
3. *Mekanisme hydrogen damage* dimulai dari dinding bagian dalam *tube boiler*. Pada dinding diawali terbentuk nya deposit. Deposit yang terbentuk akan merusak lapisan *magnetite* pada sisi *internal tube*. Kerusakan lapisan ini memicu *hydrogen* kedalam logam yang kemudian bereaksi dengan karbon dalam Fe_3C untuk membentuk *metana*. *Metana* (CH_4) tersebut akan mengeliminasi *pearlite* yang ada dan menyebabkan penurunan kekuatan *tube boiler*.
4. Dari hasil analisis deposit menunjukkan adanya unsur Na. Hal ini membuktikan bahwa telah terjadi *caustic gouging* akibat kandungan unsur NaOH yang berlebih. Kandungan unsur Na pada deposit sesuai dengan pencemaran air laut yang terjadi akibat kebocoran *tube* kondensor.

5. Analisis kegagalan dan pemeriksaan terhadap 24 *tube* (menunjukkan kegagalan hydrogen *damage* sudah terjadi secara merata di seluruh *tube* yang diuji.



DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Ahmad, J., & Purbolaksono, J. (2010). Hydrogen damage in a rear riser water wall tube of a power plant. *Engineering Failure Analysis*, 17(5), 1239–1245. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2010.01.005>
- [2] Ahmad, J., & Purbolaksono, J. (2011). Hydrogen embrittlement due to mild condensate contamination by sea water ingress through condenser tube leakages: A case study. *Desalination*, 274(1–3), 302–307. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2011.01.085>
- [3] Adrian, J., Latif, N., Noerochim, L., Kurniawan, B. A., Material, J. T., Industri, F. T., ... Literatur, A. S. (2016). Tipe ASTM A213 Grade T11 pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap. 5(2), 148–152.
- [4] Bakhtiari, R., & Zangeneh, S. (2018). Evaluation of hydrogen damage in a fire tube using microstructure/mechanical properties studies. *Engineering Failure Analysis*, 90, 231–244. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.03.030>
- [5] Bruycker, E. De, Huysmans, S., & Vanderlinden, F. (2018). Investigation of the hydrogen embrittlement susceptibility of T24 boiler tubing in the context of stress corrosion cracking of its welds. *Procedia Structural Integrity*, 13, 226–231. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2018.12.038>
- [6] Daneshvar-Fatah, F., Mostafaei, A., Hosseinzadeh-Taghani, R., & Nasirpouri, F. (2013). Caustic corrosion in a boiler waterside tube: Root cause and mechanism. *Engineering Failure Analysis*, 28, 69–77. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.09.010>
- [7] Djukic, M. B., Sijacki Zeravcic, V., Bakic, G. M., Sedmak, A., & Rajicic, B. (2015). Hydrogen damage of steels: A case study and hydrogen embrittlement model. *Engineering Failure Analysis*, 58, 485–498. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2015.05.017>

- [8] Djukic, M. B., Zeravic, V. S., Bakic, G., Sedmak, A., & Rajicic, B. (2014). Hydrogen Embrittlement of Low Carbon Structural Steel. *Procedia Materials Science*, 3, 1167–1172. <https://doi.org/10.1016/j.mspro.2014.06.190>
- [9] Duarte, C. A., Espejo, E., & Martinez, J. C. (2017). Failure analysis of the wall tubes of a water-tube boiler. *Engineering Failure Analysis*, 79(May 2016), 704–713. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2017.05.032>
- [10] Prabu, S. S., Garg, S., Dayal, R., Arivazhagan, N., Ramkumar, K. D., & Narayanan, S. (2014). Assessment on the metallurgical and mechanical properties of SA 210 A1 rifle tubular joints. *Procedia Engineering*, 75, 108–112. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.11.024>
- [11] Smiyan, O. D., Grigorenko, G. M., & Vainman, A. B. (2002). Effect of hydrogen on corrosion damage of metal of the high-pressure energetic boiler drum. *International Journal of Hydrogen Energy*, 27(7–8), 801–812. [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(01\)00156-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(01)00156-2)
- [12] Zhang, L., Shen, H., Lu, K., Cao, W., Sun, Y., Fang, Y., ... Lu, M. (2017). Investigation of hydrogen concentration and hydrogen damage on API X80 steel surface under cathodic overprotection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(50), 29888–29896. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.116>

LAMPIRAN LAMPIRAN

1. Data Kualitas air bulan juli

LAPORAN ANALISA AIR INTERNAL BULAN JULI 2019
PLTU UJP BANTEN 1 SURALAYA

Jenis Air	Parameter	Batasan	Satuan	1-Jul-19	2-Jul-19	3-Jul-19	4-Jul-19	5-Jul-19	6-Jul-19	7-Jul-19	8-Jul-19	9-Jul-19	10-Jul-19
CCR	Pressure steam	-	Mpa	15.77	16.23	15.97	15.91	15.92	15.26	13.65	15.78	15.83	15.62
		EPRI	Psia	2287	2211	2315	2306	2308	2212	1979	2288	2296	2265
	Beban	-	MW	489	496	501	501	500	454	384	500	500	495
Condensate Water	pH	8.8-9.6	-	9.46	9.46	9.46	9.46	9.45	9.47	9.47	9.49	9.42	9.48
	Conductivity	≤10	μS/cm	8.87	8.16	8.15	8.01	8.07	8.68	9.28	8.27	8.21	8.75
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	7	8	6	5	9	9	9	8	8	10
	Sodium (Na ⁺)	≤5	μg/L (ppb)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Chloride (Cl ⁻)	≤5	μg/L (ppb)	17	7	10	14	16	17	16	17	12	12
Feed water	pH	8.8-9.6	-	9.48	9.47	9.47	9.46	9.46	9.47	9.48	9.47	9.46	9.48
	Conductivity	≤10	μS/cm	9.22	8.36	8.28	8.15	8.31	8.87	9.65	8.40	8.64	9.01
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	8	9	6	5	9	9	7	8	8	11
	Hydrazine (N ₂ H ₄)	10-30	μg/L (ppb)	19	17	19	17	15	16	19	13	17	20
Boiler Water	PH	9.0-10.0	-	9.38	9.39	9.39	9.41	9.39	9.30	9.38	9.37	9.33	9.44
	Conductivity	≤25	μS/cm	10.87	10.48	10.92	10.99	11.05	11.24	10.83	10.92	11.25	11.39
	Silica (SiO ₂)	EPRI	μg/L (ppb)	46	47	43	37	43	42	45	42	40	42
	Sodium (Na ⁺)	EPRI	μg/L (ppb)	15	15	16	17	18	16	15	17	15	15
Steam drum water (saturated steam)	Chloride (Cl ⁻)	EPRI	μg/L (ppb)	128	129	136	162	171	140	144	134	130	132
	pH	-	-	9.48	9.46	9.47	9.46	9.46	9.48	9.47	9.46	9.43	9.48
	Conductivity	≤10	μS/cm	9.16	8.43	8.31	8.12	8.21	8.83	9.89	8.38	8.53	8.96
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	9	9	6	5	9	8	6	7	7	10
Stator Cooling System	Sodium (Na ⁺)	≤10	μg/L (ppb)	0.10	0.09	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.06	0.07	0.11
	pH	5.5-7.5	-	7.12	6.44	6.72	6.89	7.45	7.31	6.34	6.78	6.74	7.55
Stator Cooling System	Conductivity	≤2	μS/cm	0.38	0.37	0.35	0.37	0.44	0.40	0.29	0.40	0.33	0.42

Jenis Air	Parameter	Batasan	Satuan	11-Jul-19	12-Jul-19	13-Jul-19	14-Jul-19	15-Jul-19	16-Jul-19	17-Jul-19	18-Jul-19	19-Jul-19	20-Jul-19
CCR	Pressure steam	-	Mpa	15.70	11.46	15.38	14.97	15.17	15.41	14.87	15.77	15.20	15.35
		EPRI	Psia	2277	1662	2230	2170	2199	2235	2156	2287	2203	2226
	Beban	-	MW	488	336	481	457	479	481	462	500	479	488
Condensate Water	pH	8.8-9.6	-	9.48	9.47	9.46	9.48	9.47	9.46	9.46	9.47	9.47	9.46
	Conductivity	≤10	μS/cm	9.01	9.42	7.82	8.50	8.25	8.72	8.53	8.87	8.95	8.16
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	8	9	9	8	9	8	8	9	10	9
	Sodium (Na ⁺)	≤5	μg/L (ppb)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Chloride (Cl ⁻)	≤5	μg/L (ppb)	11	12	17	7	8	7	12	5	9	6
Feed water	pH	8.8-9.6	-	9.48	9.48	9.47	9.48	9.45	9.47	9.33	9.48	9.48	9.47
	Conductivity	≤10	μS/cm	9.24	9.64	7.96	8.59	8.49	8.98	8.44	9.26	9.21	8.41
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	8	9	9	8	11	8	10	9	10	9
	Hydrazine (N ₂ H ₄)	10-30	μg/L (ppb)	19	22	14	21	15	16	16	17	15	13
Boiler Water	PH	9.0-10.0	-	9.45	9.42	9.40	9.40	9.39	9.39	9.41	9.41	9.42	9.42
	Conductivity	≤25	μS/cm	10.29	9.99	8.77	9.31	9.82	12.65	10.02	10.37	10.70	10.45
	Silica (SiO ₂)	EPRI	μg/L (ppb)	42	52	53	48	42	43	40	42	43	39
	Sodium (Na ⁺)	EPRI	μg/L (ppb)	14	10	7	7	11	12	11	12	13	11
Steam drum water (saturated steam)	Chloride (Cl ⁻)	EPRI	μg/L (ppb)	119	109	122	130	117	117	122	118	145	135
	pH	-	-	9.50	9.48	9.47	9.47	9.47	9.47	9.47	9.48	9.48	9.47
	Conductivity	≤10	μS/cm	9.18	9.64	7.98	8.57	8.59	8.92	8.73	9.14	9.11	8.33
	Silica (SiO ₂)	≤20	μg/L (ppb)	7	8	8	8	8	8	8	9	10	9
Stator Cooling System	Sodium (Na ⁺)	≤10	μg/L (ppb)	0.06	0.07	0.06	0.12	0.06	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08
	pH	5.5-7.5	-	6.89	6.67	6.82	6.98	6.93	7.10	6.28	6.49	6.27	6.60
Stator Cooling System	Conductivity	≤2	μS/cm	0.40	0.29	0.41	0.32	0.35	0.33	0.38	0.35	0.46	0.30

2. Proses Fabrikasi sample dan Uji sampe pada Lab LAPI ITB

Proses pembuatan sample untuk uji tarik pada *tube boiler* Banten Suralaya



1. Proses Pemotongan uji tarik



Gambar 1.1 Persiapan tube untuk di potong



Gambar 1.15 hasil akhir persiapan spesimen

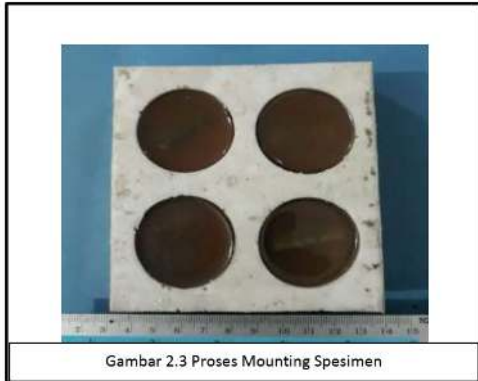


Gambar 1.2 Spesimen sebelum di potong



Gambar 2.9 Proses Uji Tarik

Proses pembuatan sample untuk uji hardness dan struktur micro pada *tube boiler* Banten Suralaya



Gambar 2.3 Proses Mounting Spesimen



Gambar 2.7 Proses Pengambilan Struktur Mikro



Gambar 2.4 Proses Grinding



Gambar 2.8 Proses Uji Keras

TENTANG PENULIS



Agung Sidang Kustiawan, lahir di Tulungagung 1 April 1984. Memulai Pendidikan SD 1 Tamanan, kemudian melanjutkan Pendidikan SMP 2 Tulungagung dan menempuh tingkat SMU di SMU 1 Boyolangu dan lulus tahun 2002. Tahun 2002 melanjutkan Pendidikan S1 di Teknik Material ITS dan lulus pada tahun 2006. Setelah lulus kuliah sempat bekerja 11 bulan di Epson Cikarang selaku *production enjinering printer dot matrik*.

Pada tahun 2008 memulai karir di PT. Indonesia Power dan bertugas pada operator ground floor PLTU Suralaya unit 2. Pada tahun 2015 mendapatkan penugasan baru di PLTU Banten Suralaya sebagai ahli madya turbin. Tahun 2018 mendapatkan bea siswa kerjasama PT. Indonesia Power dengan Teknik Mesin ITS program Manajemen Energi. Untuk memudahkan kritik dan saran yang membangun dapat mengirim email ke as_kustiawan@yahoo.com