



TUGAS AKHIR – TM184835

ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER PADA CFB BOILER DENGAN FINITE ELEMENT METHOD

AHMAD FAUZI
NRP. 02111540000128

DOSEN PEMBIMBING
Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK MESIN
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020



TUGAS AKHIR – TM184835

ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER PADA CFB BOILER DENGAN FINITE ELEMENT METHOD

AHMAD FAUZI
NRP. 02111540000128

DOSEN PEMBIMBING
Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.

PROGRAM SARJANA
DEPARTEMEN TEKNIK MESIN
Fakultas Teknologi Industri dan Rekayasa Sistem
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020



FINAL PROJECT – TM184835

**ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE
SUPERHEATER ON CFB BOILER USING FINITE
ELEMENT METHOD**

AHMAD FAUZI
NRP. 02111540000128

SUPERVISOR
Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.

UNDERGRADUATE PROGRAM
MECHANICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Industrial Technology and System Engineering
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya
2020

**ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER
PADA CFB BOILER DENGAN FINITE ELEMENT
METHOD**

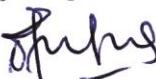
TUGAS AKHIR

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

AHMAD FAUZI

NRP. 02111540000128

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. **Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.**  (Pembimbing)
NIP. 198005202005011003
2. **Fahmi Mubarok S.T., M.Sc, Ph.D**  (Penguji I)
NIP. 197801152003121002
3. **Ari Kurniawan Saputra, S.T, M.T**  (Penguji II)
NIP. 198604012015041001
4. **Dr. Eng. Sutikno, S.T, M.T**  (Penguji III)
NIP.197407032000031001

**SURABAYA
Januari 2020**

ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER PADA CFB BOILER DENGAN FINITE ELEMENT METHOD

Nama Mahasiswa : Ahmad Fauzi
NRP : 02111540000128
Departemen : Teknik Mesin
Dosen Pembimbing : Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.

ABSTRAK

Seiring meningkatnya konsumsi listrik nasional, dibutuhkan pembangkit listrik guna menopang kebutuhan tersebut. Salah satu pembangkit listrik untuk menopang kebutuhan tersebut adalah Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Sebalang. Performa pembangkit listrik tenaga uap sangat ditentukan oleh pembakaran yang terjadi pada pembangkit tersebut. Boiler merupakan bagian penting dalam proses terjadinya pembakaran di pembangkit listrik. Salah satu komponen penting dalam boiler adalah superheater. Superheater berfungsi untuk mentransfer energi panas dari *flue gas* ke *steam*. Dengan kondisi operasi yang sangat ekstrem, *tube superheater* sering mengalami kegagalan.

Penelitian diawali dengan mengidentifikasi masalah pada penelitian sebelumnya, kemudian dilakukan studi literatur sehingga mengetahui data – data yang digunakan dan langkah – langkah metode *finite element* yang digunakan untuk melakukan penelitian. Data yang diperlukan dalam penelitian adalah geometri *tube*, susunan superheater dan sifat – sifat termal pada *tube*. Selanjutnya dilakukan analisis untuk mengetahui koefisien konveksi pada *steam* dan *flue gas*, kemudian dilakukan proses pemodelan *tube* dan simulasi termal untuk mengetahui distribusi temperatur per satuan waktu. Kemudian proses pengolahan data dari simulasi untuk mengetahui pertumbuhan lapisan oksida pada permukaan dalam *tube* dan nilai kekerasan. Dari perhitungan tersebut diperoleh *rupture time* yang digunakan untuk

memprediksi umur *tube* superheater sebagai upaya *predictive maintenance*.

Hasil analisis metode numerik maupun analitis menunjukan kesamaan hasil dengan hasil pengujian yang dilakukan pada *tube superheater*. Analisis ketebalan oksida pada metode numerik menunjukkan hasil 0,414 mm dan metode analitis menunjukkan hasil 0,410 mm sedangkan pengujian menunjukkan hasil 0,395 mm. Untuk analisis vickers hardness, metode numerik menunjukkan hasil 83,90 HV dan metode analitis menunjukkan hasil 95,79 HV sedangkan pengujian menunjukkan hasil 95 HV. Temperatur pada permukaan dalam *tube superheater* semakin meningkat dengan terbentuknya lapisan oksida yang meningkatkan tahanan termal pada tube sehingga menimbulkan creep sebagai awal mula terjadinya kegagalan. Efisiensi perpindahan panas pada tube juga menurun yang direpresentasikan sebagai *heat flux* pada permukaan tube pada kedua metode. Secara numerik, dengan menggunakan tube yang lebih tebal, temperatur steam operasi yang lebih tinggi, dan temperatur flue gas yang lebih tinggi maka akan mempercepat kegagalan prematur pada tube superheater.

Kata Kunci: Superheater, *Finite Element Method*, *Predictive Maintenance*

ASSESSMENT REMAINING LIFE TUBE SUPERHEATER PADA CFB BOILER DENGAN FINITE ELEMENT METHOD

Name : Ahmad Fauzi
NRP : 02111540000128
Department : Mechanical Engineering
Advisor : Suwarno, S.T, M.Sc, Ph.D.

ABSTRACT

As the national electricity consumption increases, power plants are needed to sustain these needs. One of the power plants to support these needs is the Sebalang Steam Power Plant. The performance of a steam power plant is largely determined by the combustion that occurs inside the plant. Boilers are important in the process of combustion in power plants. One of the important components in a boiler is superheater. Superheater is a component to transfer heat energy from flue gas to steam. With extreme operating conditions, superheater tubes often fail.

The study begins by identifying problems in previous studies, then conducting literature studies to obtain the datas and the steps of the finite element method used to conduct the research. The datas needed for this research are tube geometry, superheater arrangement and thermal properties of the tube. After that, an analysis is carried out to determine the convection coefficient on steam and flue gas, and the tube modeling and thermal simulation process is carried out to determine the temperature distribution per unit time. Therefore, data processing from the simulation to determine the growth of the oxide layer on the surface in the tube and the value of hardness. From these calculations, the rupture time is used to predict the life of the superheater tube as a predictive maintenance.

The results of the analysis of numerical and analytical methods shows the similarity with the results with the results of tests conducted on superheater tubes. Analysis of oxide thickness in the numerical method showed a result of 0.414 mm and an analytical method showed a result of 0.410 mm while the test showed a result of 0.395 mm. For the analysis of vickers hardness, the numerical method showed 83.90 HV and the analytical method showed 95.79 HV while the test showed 95 HV. The surface temperature of the superheater tube increases with the formation of an oxide layer which increases the thermal resistance of the tube, causing creep as beginning of failure. The heat transfer efficiency of the tube also decreases which is represented as the heat flux on the tube surface in both methods. Numerically, using a thicker tube, a higher operating steam temperature, and a higher flue gas temperature will accelerate premature failure of the superheater tube.

Keywords : Superheater, Finite Element Method, Predictive Maintenance

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji dan syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan segala berkah dan rahmatnya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini. Tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan pendidikan di Departemen Teknik Mesin, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Keberhasilan penulis dalam menyusun laporan tugas akhir ini tidak lepas dari dukungan berbagai pihak. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terimakasih kepada :

1. Kedua orang tua tercinta, **Juwadi Raharjo** dan **Rukayah** yang mendukung penuh dan selalu mendoakan penulis setiap saat.
2. Bapak **Suwarno, S.T, M. Sc, Ph. D**, selaku dosen pembimbing tugas akhir. Terimakasih atas segala saran dan bimbingan untuk membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir dan memberikan arahan untuk melanjutkan kehidupan pasca perkuliahan.
3. Bapak **Ari Kurniawan Saputra, S.T., M.T.**, Bapak **Fahmi Mubarok, S.T., M.Sc, Ph.D** dan Bapak **Putu Suwarta, S.T, M.Sc, Ph.D** selaku dosen penguji tugas akhir yang telah banyak memberikan saran untuk menyempurnakan penulisan tugas akhir ini.

4. Wanita tercinta **Siti Mariyam, S.E** serta keluarga, yang telah menemani penulis, sabar dan selalu memotivasi penulis selama ini, baik dalam kehidupan akademis maupun non-akademis.
5. Saudara sepupu **Alm. Haris Maulana, A.Md** dan **Rida Dwi Maharan**, **S.Pd** serta keluarga yang telah mendukung baik materi maupun non-materi selama penulis menempuh pendidikan akademis.
6. Ibu **Darmilus, S. Ag** serta keluarga yang selalu mendukung penulis dalam materi maupun non-materi serta menjadi mentor dalam kehidupan penulis.
7. Teman seperjuangan **Aditya Halaqul Alim, S.T** dan **Heddy Erizal, S.T**, serta anggota semolo untuk santuy yang telah mendukung penulis terutama dalam hal materi dan berjuang bersama di kota rantau.
8. Teman – teman angkatan **M58, Laboratorium Metalurgi, Science Techno Park ITS** dan **Indocor ITS SC** atas pengalaman dan pembelajaran berharganya dalam mengabdi ke kampus. Semoga sukses dan berkembang selalu.

Surabaya, Januari 2020

Penulis

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
ABSTRAK.....	ii
ABSTRACT	iv
KATA PENGANTAR.....	vi
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan Penelitian.....	4
1.5 Manfaat Penelitian.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Penelitian Terdahulu.....	5
2.2 Boiler.....	7
2.3 Circulating Fluidized Bed (CFB) Boiler	9
2.4 Sirkulasi Air dan Uap pada Boiler CFB.....	11
2.5 Mekanisme Kegagalan pada Tube Superheater	13
2.5.1 Creep	13
2.5.2 Long Term Overheating	15
2.5.3 Short Term Overheating	17
2.6 Prediksi Pertumbuhan Lapisan Oksida	18
2.7 Teori Dasar Perpindahan Panas Pada Tube Boiler....	21
2.7.1 Konveksi Koefisien pada Steam.....	22
2.7.2 Konveksi Koefisien pada <i>Flue Gas</i>	24
2.7.3 Perhitungan Distribusi Temperatur.....	25
2.7.4 Hoop Stress pada Tube Superheater	28
2.7.5 Larson-Miller Parameter	29
2.7.6 Vickers Hardness.....	32
2.7.7 Heat Flux.....	33
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	35
3.1 Diagram Alir Penelitian	35

3.2 Kondisi Operasi dan Properti Material Tube Superheater.....	37
3.3 Langkah – Langkah Finite Element Analysis	45
3.4 Langkah – Langkah Pengolahan Data	50
3.4.1 Pertumbuhan Ketebalan Lapisan Oksida	51
3.4.2 Kekerasan Material.....	54
3.4.3 Sisa Umur Tube Superheater	57
BAB IV ANALISIS DATA	61
4.1 Perhitungan Konveksi Koefisien	61
4.2 Analisis prediksi umur tube superheater	65
4.3 Analisis heat flux tube superheater	76
4.4 Analisis hoop stress tube superheater	84
4.5 Efek ketebalan tube	86
4.6 Efek steam temperature	89
4.7 Efek flue gas temperature	92
4.8 Pembahasan	96
BAB V KESIMPULAN	99
DAFTAR PUSTAKA	101

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Kegagalan pada tube superheater	2
Gambar 2.1	Spesimen uji dalam penelitian wira hamadri	5
Gambar 2.2	<i>Void</i> struktur mikro spesimen yang mengalami kegagalan dengan pembesaran 500x.....	6
Gambar 2.3	Hasil pengukuran lapisan oksida melalui SEM	6
Gambar 2.4	Hasil simulasi FEM pada tube superheater.....	7
Gambar 2.5	Jenis – jenis tube boiler	8
Gambar 2.6	Skema Circulating Fluidized Bed (CFB) Boiler	9
Gambar 2.7	Mikrostruktur pada patahan creep	14
Gambar 2.8	Pertumbuhan rongga – rongga pada permukaan intergranular crack.....	15
Gambar 2.9	Kegagalan tube karena long term overheating	16
Gambar 2.10	Kegagalan tube karena short term overheating	18
Gambar 2.11	Distribusi temperatur tube boiler pada simulasi...	19
Gambar 2.12	Jenis – jenis grafik hubungan antara pertumbuhan lapisan oksida dan waktu	20
Gambar 2.13	Pemodelan tube boiler dengan lapisan oksida	22
Gambar 2.14	Jenis – jenis susunan tube pada boiler	25
Gambar 2.15	Thermal circuit pada permodelan tube superheater	26
Gambar 2.16	Diagram Larson-Miller Parameter SA213 – T12. 30	
Gambar 3.1	Diagram Penelitian	35
Gambar 3.2	Ilustrasi kondisi operasi	38
Gambar 3.3	Superheater tube yang mengalami kegagalan	38
Gambar 3.4	Potongan superheater tube yang mengalami kegagalan.....	39
Gambar 3.5	Jenis-jenis susunan tube pada boiler	44
Gambar 3.6	Diagram Alir Simulasi.....	46
Gambar 3.7	Pemodelan Spesimen.....	47
Gambar 3.8	Input engineering data	48
Gambar 3.9	Hasil meshing pada tube.....	49

Gambar 3.10	Boundary condition tube	49
Gambar 3.11	Ilustrasi gambar untuk temperatur rata-rata	50
Gambar 3.12	Diagram alir perhitungan pertumbuhan ketebalan lapisan oksida	51
Gambar 3.13	Diagram alir kekerasan material	54
Gambar 3.14	Diagram alir sisa umur tube superheater.....	57
Gambar 3.15	Diagram Larson-Miller parameter A213-T12.....	59
Gambar 4.1	Grafik pertumbuhan lapisan oksida dengan service hour	71
Gambar 4.2	Grafik pertumbuhan cumulative creep damage dengan service hour.....	72
Gambar 4.3	Grafik oxide/metal temperature dengan service hour	72
Gambar 4.4	Grafik vickers hardness dengan service hour.....	73
Gambar 4.5	Distribusi temperatur pada service time 1 h.....	73
Gambar 4.6	Distribusi temperatur pada service time 17223 h.	73
Gambar 4.7	Grafik inner surface heat flux dengan service time	77
Gambar 4.8	Distribusi heat flux pada inner surface tube.....	77
Gambar 4.9	Gambar 4.9 Grafik oxide/metal heat flux dengan service time	78
Gambar 4.10	Grafik outer surface heat flux dengan service time	79
Gambar 4.11	Distribusi heat flux pada oxide/metal surface dan outer surface	79
Gambar 4.12	Hoop stress pada tube	85
Gambar 4.13	Deformasi pada tube.....	85
Gambar 4.14	Grafik oxide/metal temperature dengan service time pada thickness tube yang berbeda.....	87
Gambar 4.15	Grafik scale thickness dengan service time pada thickness tube yang berbeda	87
Gambar 4.16	Distribusi temperatur pada thickness tube yang berbeda	88

Gambar 4.17	Cumulative creep damage pada thickness tube yang berbeda	89
Gambar 4.18	Grafik oxide/metal temperature dengan service time pada steam temperature yang berbeda	90
Gambar 4.19	Grafik scale thickness dengan service time pada steam temperature yang berbeda.....	90
Gambar 4.20	Distribusi temperatur pada steam temperatur yang berbeda	91
Gambar 4.21	Cumulative creep damage pada steam temperature yang berbeda.....	92
Gambar 4.22	Grafik oxide/metal temperature dengan service time pada flue gas temperature yang berbeda	94
Gambar 4.23	Grafik scale thickness dengan service time pada flue gas temperature yang berbeda	94
Gambar 4.24	Distribusi temperatur pada flue gas temperature yang berbeda	95
Gambar 4.25	Cumulative creep damage pada flue temperature yang berbeda.....	96

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Jenis bahan bakar yang dapat digunakan pada CFB Boiler.....	11
Tabel 3.1	Kondisi Operasi Tube Superheater	37
Tabel 3.2	Geometri Tube.....	39
Tabel 3.3	Sifat – sifat termal pada steam.....	39
Tabel 3.4	Komposisi kimia pada tube	42
Tabel 3.5	Konduktifitas termal pada tube dan lapisan oksida...	42
Tabel 3.6	Sifat – sifat termal pada <i>flue gas</i>	42
Tabel 3.7	Parameter yang digunakan untuk menentukan <i>Gas Mass Velocity</i>	43
Tabel 3.8	Service time yang digunakan pada penelitian	45
Tabel 4.1	Ketebalan, service time dan ketebalan lapisan oksida pada tube	61
Tabel 4.2	Estimasi nilai konveksi koefisien steam dan flue gas	65
Tabel 4.3	Estimasi nilai ketebalan lapisan oksida dan cumulative creep damage	67
Tabel 4.4	Estimasi nilai temperatur antara tube dengan lapisan oksida dan vickers hardness	69
Tabel 4.5	Cumulative creep damage pada failure service hour	74
Tabel 4.6	Persentase perbedaan hasil analisis umur tube superheater dengan data aktual	75
Tabel 4.7	Ketebalan lapisan oksida pada failure service hour	75
Tabel 4.8	Persentase perbedaan hasil analisis ketebalan lapisan oksida dengan data aktual	75
Tabel 4.9	Inner surface dan oxide/metal heat flux pada metode analitis dan numerik	80
Tabel 4.10	Outer surface heat flux pada metode analitis dan numerik	81

Tabel 4.11 Parameter model untuk menganalisis ketebalan tube.....	86
Tabel 4.12 Parameter model untuk menganalisis steam temperature.....	89
Tabel 4.13 Tabel parameter model untuk menganalisis flue gas temperature.....	93

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar belakang

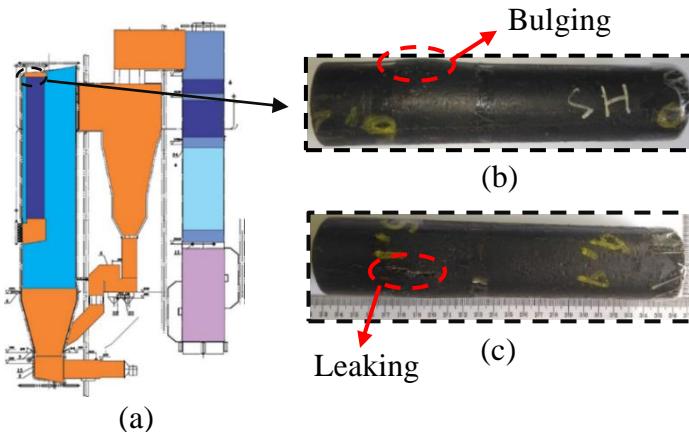
Konsumsi listrik Indonesia setiap tahunnya mengalami peningkatan. Menurut data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada laporan kinerja tahun 2017, rata – rata konsumsi listrik masyarakat Indonesia tahun 2017 sebesar 1.012 kWh per kapita. Hal tersebut meningkat dari 956 kWh per kapita pada tahun 2016 namun masih berada dibawah target sebesar 1.058 kWh per kapita untuk tahun 2017 [1]. Salah satu pembangkit listrik untuk menopang ketersediaan listrik Indonesia adalah PLTU Sebalang yang terletak di Dusun Sebalang Sesu Tarahan Kecamatan Katibung Kabupaten Lampung Selatan dengan kapasitas 2x100MW. PLTU Sebalang menggunakan boiler tipe *circulating fluidized bed* (CFB) dimana batubara terbakar diatas rantai berjalan dan diberi hembusan udara dari sisi bawah sehingga batubara membara diatas rantai berjalan tersebut.

Berkembangnya kebutuhan industri mengakibatkan kapasitas dan parameter yang lebih besar dibutuhkan untuk menghasilkan target produksi listrik dengan meningkatkan kapasitas dan efisiensi termal pada pembangkit. Namun hal tersebut akan mempercepat proses kegagalan apabila terjadi *overheating* pada jangka waktu yang lama di beberapa komponen penting yang bekerja pada temperatur dan pembebanan tinggi, salah satunya pada superheater. Superheater merupakan bagian dari boiler berupa *tube superheater* yang berfungsi untuk menyuplai *steam* dengan temperatur dan tekanan yang dibutuhkan sebelum masuk ke turbin dengan memanfaatkan panas dari *flue gas*.

Salah satu penyebab kegagalan pada *tube superheater* adalah *overheating* yang biasanya disebabkan zat pengotor yang terdapat pada permukaan dalam yang akan mengganggu perpindahan panas pada *tube superheater* yang mengakibatkan perpindahan panas dari *flue gas* ke *steam* tidak efisien dan tidak terdistribusi secara merata. Adanya pengotor ini juga menyebabkan terbentuknya lapisan

oksida. Terbentuknya lapisan oksida ini akan mengurangi nilai ketebalan dan kekerasan *tube superheater* secara berkala. Dengan kondisi temperatur dan pembebangan tinggi, komponen juga berpotensi mengalami kegagalan yang disebabkan oleh *creep*.

Pada gambar 1.1 adalah contoh kegagalan spesimen *tube superheater* yang terdapat di *circulating fluidized bed boiler* pada bagian *wingwall superheater* di PLTU Sebalang pada bulan Juli 2015. Komponen ini mengalami kebocoran karena adanya lubang akibat dari penipisan ketebalan *tube*.



Gambar 1.1 Kegagalan pada *tube superheater*, (a) letak kerusakan, (b) tampak depan, (c) tampak belakang. [2]

Perlu adanya metode yang tepat untuk memantau kondisi *tube superheater* boiler dari waktu ke waktu. Simulasi dengan konsep Metode Elemen Hingga atau *Finite Element Method* (FEM) dapat digunakan sebagai metode untuk memantau dan mendukung metode pengujian pada spesimen. Keuntungan menggunakan metode ini adalah biayanya yang relatif murah. Oleh karena itu, perlu dilakukan penelitian untuk mengetahui pertumbuhan oksida permukaan dalam, kekerasan material, hoop stress dan heat flux pada permukaan *tube*. Selain itu, dilakukan analisis menggunakan

variasi pada ketebalan tube, temperatur steam, dan temperatur flue gas untuk mengetahui *service life* pada tube saat kondisi beroperasi.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan apa yang telah diuraikan pada latar belakang sebelumnya, maka dapat diketahui perumusan masalah dalam penelitian ini adalah metode yang tepat untuk memantau kondisi *tube superheater* dari waktu ke waktu. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan menggunakan *Finite Element Method* (FEM) sebagai metode untuk mempresentasikan *remaining life tube superheater* dengan memodelkan menggunakan komputer. Pada simulasi FEM ini dapat dilihat distribusi temperatur dan *heatflux* pada *tube superheater*.

1.3 Batasan Masalah

Pada penelitian ini diberikan beberapa batasan yang berisi tentang variabel yang akan diteliti maupun variabel yang akan diasumsikan sehingga bahasan tidak melebar dari tujuan utama.

Adapun batasan masalah dalam tugas akhir ini, yaitu :

1. Perpindahan panas secara *steady state* dan *one dimensional*
2. Flue gas diasumsikan sebagai udara dan steam sebagai water vapor
3. Pertumbuhan lapisan oksida dan laju penipisan dinding *tube superheater* merata (*uniform*)
4. Temperatur dievaluasi berdasarkan letak terjadinya kegagalan
5. Kegagalan terjadi pada *outlet tube*
6. *Thermal Properties* pada model tidak berubah selama beroperasi
7. Tidak ada korosi pada permukaan luar
8. Analisis dievaluasi dengan permodelan *single tube*.
9. Kualitas *steam* dan *flue gas*, komposisi kimia material, *void* pada struktur mikro, ketebalan lapisan oksida

dan kekerasan material berdasarkan penelitian terdahulu. [3]

1.4 Tujuan Penelitian

Secara umum penelitian ini bertujuan untuk memprediksi umur *tube superheater* melalui *software FEM* sebagai upaya *predictive maintenance* untuk menghindari kegagalan yang akan terjadi di kemudian hari. Selain itu, terdapat tujuan khusus untuk menganalisis secara kuantitaif pada kajian numerik ini. Berikut tujuan khusus penelitian ini:

1. Memverifikasi metode pengujian pada kegagalan *tube superheater* dengan metode numerik dan analitis
2. Mengkaji *service life tube superheater* terhadap pertumbuhan lapisan oksida pada permukaan dalam
3. Mengetahui *creep life* pada tube yang memiliki perbedaan ketebalan dan peningkatan temperatur operasi pada steam dan flue gas

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian dari tugas akhir ini yaitu :

1. Memprediksi umur *tube superheater* saat beroperasi guna memonitoring kondisi *tube superheater* sebagai upaya *predictive maintenance* pada dunia industri
2. Memberikan pengetahuan dalam penggunaan *software FEM* untuk menyelesaikan permasalahan di industri pembangkit listrik khususnya pada *tube superheater*
3. Memberikan wawasan tentang bagaimana mengoptimalkan penggunaan *tube superheater* melalui variabel – varibel saat beroperasi

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini akan dibahas mengenai teori – teori serta penelitian terdahulu yang akan digunakan sebagai acuan, prosedur dan langkah-langkah dalam melakukan penelitian sehingga permasalahan yang diangkat dapat terselesaikan dengan baik.

2.1 Penelitian Terdahulu

Penelitian terdahulu yang dilakukan oleh beberapa peneliti terkait kegagalan pada *tube superheater* telah banyak dilakukan sehingga dapat dijadikan acuan sebagai pengambilan data, metode, dan dasar teori dalam menemukan penyebab serta mekanisme kegagalan pada *Wingwall Superheater* ini. Berikut merupakan penelitian terdahulu yang dapat dijadikan acuan :

- Wira Hamadri telah melakukan penelitian pada *tube superheater* dengan judul “Analisis Kegagalan Low Temperatur Superheater (LTS) Tube pada Circulating Fluidized Bed (CFB) Boiler” pada tahun 2019. Penelitian ini dilakukan untuk menganalisis kegagalan pada *tube superheater* SA213-T12 dengan inspeksi visual, pengukuran kekerasan, pengujian metalografi, pengujian SEM dan pengujian EDS.

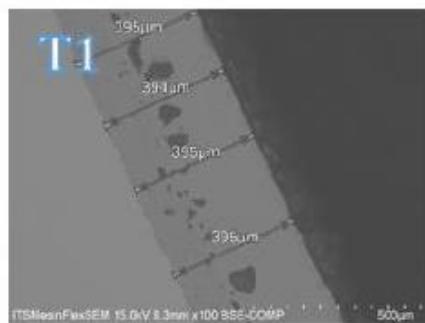


Gambar 2.1 Spesimen uji dalam penelitian wira hamadri.
[3]

Pengujian dilakukan di beberapa titik seperti pada gambar 2.1 dimana titik T1 merupakan titik yang mengalami kegagalan lalu dibandingkan dengan titik uji lainnya. Hasil dari beberapa pengujian tersebut menyimpulkan bahwa titik T1 mempunyai ketebalan yang paling sedikit, yaitu 3 mm dan banyak terdapat *void* seperti gambar 2.2 dibandingkan dengan titik uji lainnya. Titik T1 juga memiliki ketebalan lapisan oksida yang paling tebal dengan 392 – 395 mikron seperti pada gambar 2.3 dan mengandung unsur Ca dimana unsur yang mempercepat terjadinya lapisan oksida. Kekerasan yang dimiliki titik T1 paling kecil, yaitu 95 HV.

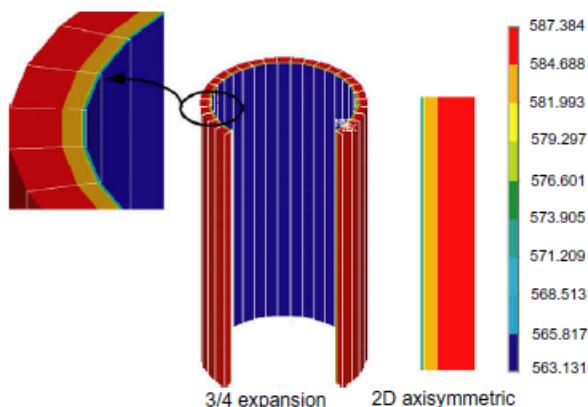


Gambar 2.2 Void struktur mikro spesimen yang mengalami kegagalan dengan pembesaran 500x. [3]



Gambar 2.3 Hasil pengukuran lapisan oksida melalui SEM. [3]

- J. Purbolaksono, dkk telah melakukan penelitian dengan judul “*Prediction of oxide scale growth in superheater and reheater tubes*” pada tahun 2009. Penelitian ini dilakukan untuk memprediksi pertumbuhan ketebalan lapisan oksida pada permukaan dalam *tube superheater* menggunakan *finite element method* (FEM) seperti gambar 2.4.



Gambar 2.4 Hasil simulasi FEM pada *tube superheater*.
[4]

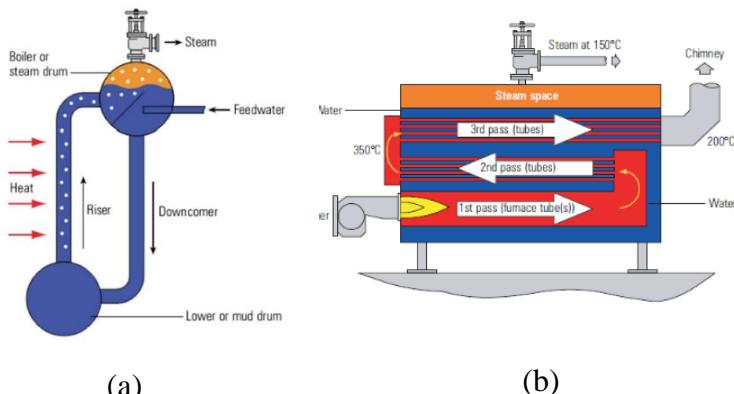
Setelah dilakukan simulasi dan iterasi pada waktu operasi yang berbeda dapat disimpulkan bahwa semakin meningkatnya temperatur permukaan pada *tube superheater* maka akan mempercepat pertumbuhan lapisan oksida sehingga terjadi penipisan berkala pada *tube superheater* hingga mengalami kegagalan.

2.2 Boiler

Boiler adalah alat yang digunakan untuk menghasilkan *steam* dari air. Prinsip kerja boiler hampir sama dengan mendidihkan air pada ketel. Untuk mengubah air menjadi uap, panas ditambahkan ke dalam sistem melalui pembakaran bahan bakar fosil, sumber listrik atau panas matahari.

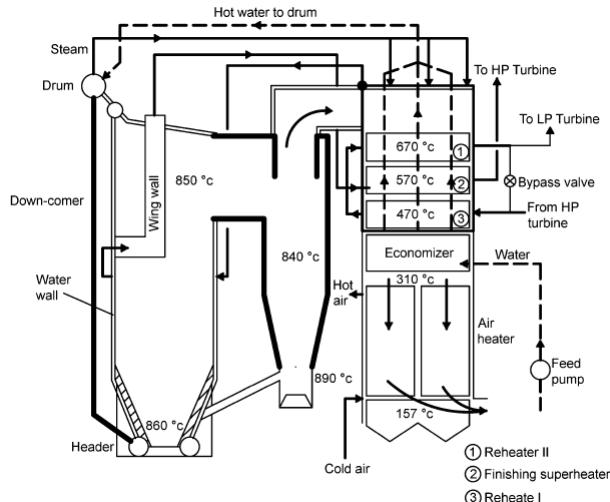
Namun, proses mengubah air menjadi uap dalam skala besar membutuhkan biaya yang sangat mahal. Oleh sebab itu, para insinyur memberikan solusi untuk meningkatkan efisiensi produksi *steam* dengan jumlah bahan bakar yang sama. Solusi tersebut dengan cara memperbesar luas permukaan yang berkontak langsung dengan air. Cara ini memungkinkan panas dapat dimanfaatkan dengan maksimal dan tidak ada yang terbuang keluar sistem. *Tube superheater* biasanya terbuat dari baja ferit yang dikombinasikan dengan campuran unsur lain seperti nikel, molibdenum, kromium, mangan, dan unsur lainnya dimana unsur tersebut berfungsi untuk memperbaiki sifat mekanik yang dibutuhkan saat beroperasi dengan tekanan dan temperatur yang ekstrem. [5]

Tube boiler dapat dikategorikan menjadi *water tube* dan *fire tube* seperti pada gambar 2.5. *Water tube* adalah *tube* yang bekerja dengan cara mengalirkan air di dalam *tube* dan aliran gas hasil pembakaran mengalir di luar *tube*. Sedangkan *fire tube* adalah *tube* yang bekerja dengan cara mengalirkan gas pembakaran di dalam *tube*, dimana *tube* tersebut dikelilingi oleh air pada bagian luarnya.



Gambar 2.5 Jenis – jenis *tube boiler* (a) *water tube*, (b) *fire tube*. [6]

2.3 Circulating Fluidized Bed (CFB) Boiler



Gambar 2.6 Skema *Circulating Fluidized Bed (CFB)* Boiler.
[7]

CFB Boiler adalah tipe boiler yang menggunakan bed material sebagai media penghantar panas yang difluidisasikan oleh udara berkecepatan tinggi untuk menstabilkan panas di dalam tungku boiler. Fluidisasi merupakan istilah dimana bed material dihembuskan oleh udara berkecepatan tinggi hingga seolah – olah mengalir seperti fluida. [7]

Gambar 2.6 merupakan ilustrasi dari diagram skematis CFB Boiler. Mekanisme dari skematis ini dimulai dari pembakaran batu bara yang dicampur dengan material Bed, HSD, dan udara sehingga mengubah air yang berada pada pipa (*water wall*) menjadi uap. Uap tersebut dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin dan memutar generator. Bed tersebut terbakar mengambang karena adanya sirkulasi udara pada bagian *bed of hot material* dimana udara berkecepatan tinggi dihembuskan oleh *primary air*

fan melalui *nozzle*. Material yang terbakar akan naik ke *Cyclone Separator* karena massanya berkurang. Saat melalui *Cyclone Separator*, *Flue Gas* dan *Fly Ash* terpisah melalui *transition piece* pada bagian tersebut. Material solid yang belum terbakar akan masuk ke *Cyclone Outlet Cone* menuju *Seal Pot* dengan bantuan *Fluidizing Air Blower* yang menginjeksikan kembali ke *Seal Pot Return Duct Furnace*. Hasil pembakaran berupa *Fly Ash* dan *Fly Gas* dihisap keluar dari Boiler dengan *ID Fan*. *Bottom Ash* yang dihasilkan dikumpulkan pada *Ash Silo*.

Adapun komponen utama CFB Boiler pada gambar 2.2 adalah :

- a. *Furnace*, berfungsi sebagai ruang terjadinya pembakaran bahan bakar batu bara.
- b. *Cyclone*, berfungsi untuk mensirkulasikan material pembakaran yang belum terbakar sempurna untuk kembali ke *furnace*. Fungsi lain *cyclone* adalah tempat pemisahan batubara yang belum terbakar dan bed material sisa pembakaran.
- c. *Backpass*, berfungsi sebagai ruang pemanfaatan kalor dari *flue gas*. Terdiri dari *finishing superheater*, *primary superheater*, *economizer* dan *tubular air heater*.

Kinerja pembangkitan listrik pada PLTU sangat ditentukan oleh efisiensi panas pada proses pembakaran batubara karena selain berpengaruh pada efisiensi pembangkitan juga dapat menurunkan biaya pembangkitan. Pada pembakaran dengan metode CFB, material pembakaran (batubara) atau material lain seperti pada tabel 2.1 telah dihancurkan terlebih dahulu menggunakan *crusher* hingga berukuran 25 mm. Persyaratan spesifikasi bahan bakar yang digunakan CFB tidaklah seketar pada metode pembakaran yang lain. Secara umum, tidak ada pembatasan khusus untuk kadar zat terbang (*volatile matter*), rasio bahan bakar (*fuel ratio*) dan kadar abu. Semua jenis batubara termasuk batubara dengan kualitas rendah pun dapat dibakar dengan baik menggunakan metode CFB ini. Namun, ketika

batubara akan dimasukkan ke boiler, kadar air yang menempel di permukaannya (*free moisture*) tidak lebih dari 4%.

Tabel 2.1. Jenis bahan bakar yang dapat digunakan pada CFB Boiler. [7]

Primary fuels	Waste fuels
Petroleum coke	Anthracite culm
Anthracite	Bituminous gob ^a
Bituminous coal	Coal washing reject and wastes
Sub-bituminous coal	Sewage sludge
Brown coal	Classified industrial waste
Lignite	Pulps from paper industries
Peat	Agricultural waste
Oil shale	Animal wastes and carcass
Wood and other biomass	Deinking, paper mill sludge
Bitumen and asphaltenes	Shredded tires
Refuse derived fuel (RDF)	Gasifier waste (unburnt carbon)
Sawdust, bark	Battery cases (lead removed)
Natural or “off” gases	Waste wood from demolition and railroad sleepers
Oil including heavy oil refinery bottom	Plastics

2.4 Sirkulasi Air dan Uap pada Boiler CFB

Air yang digunakan untuk sistem air penambah adalah air laut yang telah dihilangkan kadar garam di *Desalination Plant*. Hasil dari *Desalination Plant* untuk dihilangkan ion – ion kontaminan. Hasil penghilangan ion – ion kontaminan pada *Raw Water* yang diproses di *Demineralization Water Plant* (DWP) kemudian disebut *Demin Water*. *Demin Water* yang telah memenuhi syarat sesuai spesifikasi yang telah ditentukan kemudian digunakan dan disebut sebagai air penambah (*make-up water*). Air penambah ini kemudian ditampung di dalam *make-up water tank* sebagai cadangan air yang siap menambah kekurangan air pada sistem air pengisi.

Sementara itu, uap bekas dari *Low Pressure Turbine* (LPT) dikembalikan menjadi air di *condensor* untuk digunakan lagi. Di dalam *condensor* uap yang mengalir pada *tube* mengalami

pertukaran panas dengan media pendingin berupa air sungai yang dipasok oleh *Circulating Water Pump*. Inilah yang membuat uap menjadi air atau yang disebut dengan *Heat Exchanger System*.

Make-up water dari DWP dan *Condensate Water* dari *condensor* kemudian dialirkan menuju *Polishing Plant* (PP) dengan menggunakan *Condensate Extraction Pump* untuk dilakukan proses lanjutan berupa penambahan ammonia dan hydrazine. Air dari PP kemudian dialirkan menuju *Low Pressure Heater* (LPH) untuk dipanaskan. Air dari LPH atau biasanya disebut dengan *feed water* kemudian dinaikkan ke *Deaerator*. Di dalam *deaerator tank* atau *feed water tank* gelembung – gelembung oksigen yang dapat membahayakan pipa – pipa boiler seperti korosi atau *scalling* dihilangkan dan diserap dengan cara menyemprotkan *steam* pada *feedwater* atau yang disebut dengan *Direct Contact Proses*.

Keluar dari *deaerator*, *feed water* kemudian dipompa menggunakan *feed water pump* melalui *High Pressure Heater* (HPH). *High Pressure Heater* berfungsi untuk menaikkan temperatur secara bertahap atau sebagai pemanas lanjut yang menggunakan uap ekstraksi dari turbin sebagai sumber pemanasan. Kemudian air dari HPH masuk ke *Economizer*. *Economizer* berfungsi sebagai pemanas awal air sebelum dimasukkan ke *Boiler Drum*, dimana panas didapat dari pemanfaatan *flue gas* pembakaran dari *furnace*. Air dari *Economizer* langsung dialirkan ke *Boiler Drum* turun melalui *Downcomer* dan masuk ke *Waterwall Tube*.

Panas yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar diserap oleh pipa – pipa penguap/*Waterwall Tube* menjadi uap jenuh kemudian masuk ke *Steam Drum*. Di dalam *Steam Drum*, air (*droplet*) dan uap dipisahkan. Air kembali masuk ke *Downcomer* sementara uap langsung dialirkan ke *Panel Superheater* (Platen) kemudian ke *Low Temperatur Superheater* kemudian ke *Middle Temperatur Superheater* dan masuk ke *Finishing Superheater*. Kemudian uap kering keluaran dari *Superheater* ini akan langsung masuk ke *High Pressure Turbine*. Uap kering yang telah digunakan

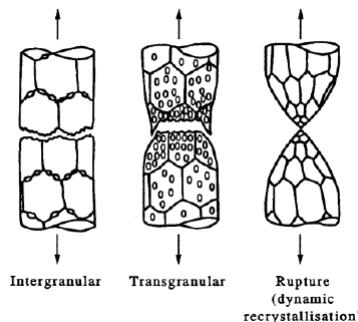
pada HPT kemudian dialirkan ke panel *Reheater* untuk dilakukan proses pemanasan ulang dan digunakan lagi di *Middle Pressure Turbine* (MPT) dan *Low Pressure Turbine* (LPT). [2]

2.5 Mekanisme Kegagalan pada *Tube Superheater*

Tube superheater pada pembangkit listrik memiliki banyak permasalahan yang pada akhirnya menyebabkan kegagalan pada *tube* saat beroperasi di temperatur tinggi. Masalah yang terjadi biasanya terbagi menjadi dua jenis, yaitu korosi dan mekanik. Masalah mekanik yang terkait dengan tugas akhir ini adalah *creep* dan *overheating*. Penelitian ini terbatas hanya membahas beberapa kegagalan yang menjadi perhatian.

2.5.1 Creep

Mekanisme kerusakan utama yang banyak terjadi pada pembangkit listrik adalah kerusakan yang terjadi karena *creep*. *Creep* adalah deformasi plastis yang terjadi dalam jangka waktu yang tertentu, bekerja pada tegangan tetap dibawah *ultimate stress* dan temperatute tetap. Kerusakan *creep* (*creep rupture*) sering terjadi sebagai tahap akhir dari kegagalan pada *tube boiler*. Menurut statistik yang diterbitkan oleh **Jones (2004)**, sekitar 10% pembangkit listrik berhenti beroperasi karena *tube boiler* yang mengalami *creep*. Beberapa masalah terkait kerusakan *creep* adalah komponen yang beroperasi pada temperatur tinggi dalam jangka waktu pendek (*short term overheating*) maupun jangka panjang (*long term overheating*).

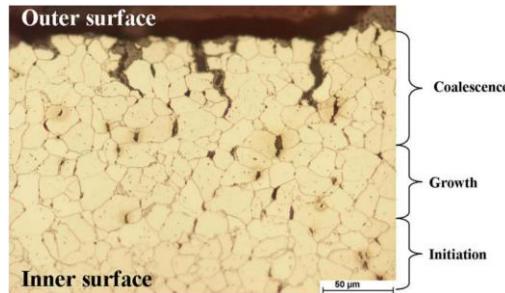


Gambar 2.7 Mikrostruktur pada patahan *creep*. [8]

Jones (2004) menguraikan tiga mekanisme dasar kerusakan *creep* seperti pada gambar 2.7, antara lain *intergranular creep fracture*, *transgranular creep fracture*, dan *dynamic recrystallisation*. *Intergranular creep fracture* terjadi pada boiler yang memiliki sifat ulet (*ductile*) dan beroperasi pada tegangan rendah (*low stress*). Rongga – rongga kecil akan muncul pada batas butir (*grain boundary*) dibawah tegangan tarik (*tensile stress*) yang bekerja. Secara cepat deformasi akan terkonsentrasi pada batas butir dengan sedikit pengurangan luas patahan, ulet dan akhirnya patah. *Transgranular creep fracture* cenderung terjadi pada tegangan tinggi (*high stress*). Rongga – rongga kecil akan muncul dan menyebar sepanjang butir. Namun, *tensile ductility* dan pengurangan luas penampang akan lebih besar dibanding kegagalan yang disebabkan *intergranular creep fracture*. Sementara *dynamic recrystallisation* akan muncul pada temperatur dan tegangan yang sangat tinggi dimana gelombang kristalisasi melewati material yang mengalami *creep* dan menghilangkan kerusakan mikrostruktural yang dihasilkan dari susunan *creep*. Oleh karena itu rongga – rongga kecil tidak akan muncul sebagaimana pada *intergranular creep fracture* dan *transgranular creep*

fracture, namun material akan rusak menuju satu titik dan *failure*.

Penelitian yang dilakukan oleh **Psyllaki, Pantazopoulos dan Lefakis (2009)**, perkembangan rongga – rongga (*voids*) ditemukan pada kegagalan *tube boiler* yang disebabkan *creep* seperti pada gambar 2.8. **Pantazopoulos dan Lefakis (2009)** menemukan bahwa rongga – rongga kasar (*coalescence*) diisi oleh komposisi oksidasi yang dihasilkan dari permukaan *intergranular crack* pada permukaan luar *tube boiler*. Hasilnya, daerah rongga – rongga kecil *creep* akan tumbuh di sepanjang dinding *tube*. Selain itu, muncul rongga – rongga baru di sepanjang batas butir menuju permukaan dalam *tube*. Penemuan ini menghasilkan perbedaan temperatur (*temperature gradient*) disepanjang dinding *tube* dimana perpindahan panas (*heat transfer*) antara gas pembakaran pada permukaan luar *tube boiler* dan aliran uap bertekanan pada permukaan dalam *tube* tersebut.



Gambar 2.8 Pertumbuhan rongga – rongga pada permukaan *intergranular crack*. [9]

2.5.2 Long Term Overheating

Long term overheating adalah kondisi dimana *tube* logam beroperasi pada temperatur diatas batas desainnya dalam jangka waktu berhari – hari, berbulan – bulan atau

bahkan bertahun – tahun. Kondisi ini sangat mungkin terjadi pada *tube boiler*. Gambar 2.9 adalah contoh kegagalan *tube boiler* yang disebabkan *long term overheating*.



Gambar 2.9 Kegagalan *tube* karena *long term overheating*. [10]

Port dan Herro (1991) menyebutkan bahwa dinding *tube* pada superheater dan reheater adalah lokasi yang sering mengalami kegagalan karena *overheating*. Setelah mengalami overheating, *tube boiler* memiliki endapan tebal yang terdapat pada bagian permukaan uap (*steam-side surface*) dan minimnya *steam flow* sebagai aliran pendingin (*coolant flow*). Pada saat bersamaan, *tube* akan menerima panas berlebihan dari *flue gas*.

Port dan Herro (1991) juga menjelaskan bahwa lapisan gas tipis yang terbentuk pada sisi luar permukaan *tube* akan mengurangi temperatur di sepanjang lapisan ini dengan cara menghambat perpindahan panas dari *flue gas* ke boiler. Lapisan pengotor (*deposits*) pada permukaan luar *tube* akan sedikit mengurangi temperatur *tube boiler*. Sebagai tambahan, hambatan panas (*thermal resistance*) pada *tube boiler* memiliki sedikit efek terhadap berkurangnya temperatur disepanjang dinding *tube*. Sebaliknya, *deposits* pada *steam-side* atau permukaan dalam *tube* akan mencegah pendinginan

pada *tube* oleh *steam flow*. Oleh sebab itu, *tube boiler* mengalami kenaikan temperatur.

Kegagalan *tube* yang dikarenakan *long term overheating* sering membengkak (*bulging*) dan memiliki sobekan tipis yang memanjang. Lapisan tebal sering terbentuk pada permukaan luar *tube boiler* setelah beroperasi dengan jangka waktu yang lama dan temperature yang tinggi. Dengan kondisi seperti ini, secepatnya *tube* akan mengalami kegagalan yang disebabkan oleh *creep rupture*.

Faktanya, *long term overheating* merupakan salah satu penyebab utama kegagalan pada *tube superheater* yang didukung oleh studi kasus. Menurut **Xu, Khan dan Chen (2000), Baoshan Iron and Steel (Group) Corp.** melaporkan bahwa Japan's Utility Boiler mengalami kegagalan pada tahun 1988. Akar penyebab (*Root Cause*) kegagalan *tube boiler* adalah *long term overheating* yang dihasilkan dari penyimpangan beban panas (*thermal load*) pada sumbu lateral.

2.5.3 Short Term Overheating

Kegagalan *short term overheating* biasanya ditemukan saat boiler baru dioperasikan. Umumnya, kegagalan yang terjadi karena *short term overheating* adalah kerusakan yang terjadi ketika temperatur *tube boiler* meningkat hingga batas tertentu dimana *hoop stress* dari *internal steam pressure* mencapai *tensile strength* material *tube superheater* pada temperatur tinggi dalam *short term overheating* (menit sampai bulan). Ini akan terjadi jika kurangnya aliran uap sebagai pendingin sementara *tube boiler* mencapai temperatur yang sangat tinggi sehingga memungkinkannya terjadi deformasi. Sebagai contoh, kegagalan ini terjadi ketika *tube superheater* belum sepenuhnya terkondensasi dengan sempurna sehingga menghambat *steam* mengalir saat boiler baru dioperasikan. Gambar 2.10 merupakan contoh kegagalan yang terbentuk dari *short term overheating*.



Gambar 2.10 Kegagalan *tube* karena *short term overheating*. [10]

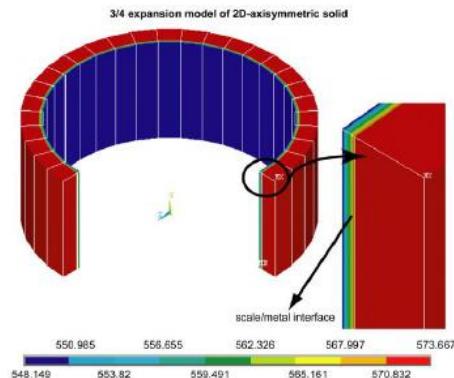
Menurut **Port dan Herro (1991)**, superheater merupakan komponen yang sering mengalami kegagalan karena beroperasi pada temperatur tinggi. Penelitian dilakukan oleh **Chaudhuri (2006)** yang sepakat dengan pernyataan ini dimana kegagalan pada *tube final superheater* terjadi karena *short term overheating*. Pengujian *short term creep* dilakukan pada sebuah *tube superheater* dan hasilnya menunjukkan dengan kondisi temperatur 830 °C dan *hoop stress* adalah 30 MPa, 16% *creep strain* dapat ditemukan saat waktu operasi kurang dari 2 jam. Ini membuktikan bahwa *tube boiler* akan gagal karena *short term overheating* saat temperaturnya mencapai 830 °C.

2.6 Prediksi Pertumbuhan Lapisan Oksida

Lapisan oksida pada *tube boiler* dihasilkan dari lingkungan dengan kenaikan temperatur yang dapat ditentukan oleh beberapa pendekatan analitis. Sebuah metodologi menggunakan perhitungan, pengujian tak merusak (*non-destructive test*) atau pengujian merusak (*destructive test*) digunakan untuk memprediksi umur *tube boiler* yang dikembangkan oleh Electric Power Research Institute (EPRI) bersama **Viswanathan, dkk (1994)**. Lapisan oksida pada *steam-side tube* diidentifikasi dan

diukur menggunakan metode ultrasonik. Kemudian penelitian tersebut dikembangkan untuk memastikan hasil tersebut dengan menghitung pertumbuhan lapisan oksida dan tegangannya.

Purbolaksono, dkk (2009) mengemukakan sebuah teknik untuk memprediksi ketebalan lapisan oksida pada *tube superheater* dengan rumus empirik dan simulasi metode hingga menggunakan perangkat lunak ANSYS. Ketebalan lapisan oksida pada penelitian tersebut dipengaruhi oleh beberapa parameter perpindahan panas. Parameter – parameter yang dimaksud adalah temperatur *steam* dan *flue gas*, koefisien konveksi pada permukaan luar *tube* dan laju aliran massa pada *steam*. Simulasi tersebut menghasilkan distribusi temperatur pada dinding *tube superheater* dan menjelaskan hubungan ketebalan lapisan oksida dan temperatur *tube*. **Purbalaksono, dkk (2010)** selanjutnya meneliti tentang prosedur iterasi dan mengevaluasi dua kasus kegagalan pada *tube superheater*. Dan hasilnya pada gambar 2.11 menunjukkan kesesuaian dengan data aktual.

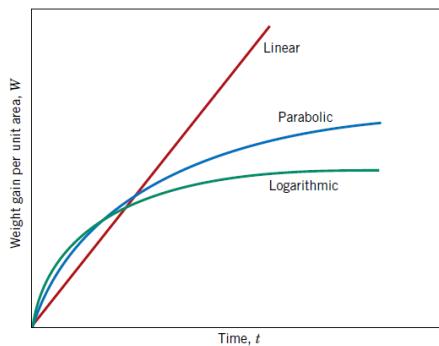


Gambar 2.11 Distribusi temperatur *tube boiler* pada simulasi.
[11]

Secara kinetik, salah satu hal penting pada oksidasi logam adalah laju reaksi yang berlangsung. Selama lapisan oksida tumbuh

pada permukaan, laju reaksi dapat ditentukan dengan mengukur pertambahan berat per satuan luas sebagai fungsi waktu. Ketika oksida yang terbentuk *non-porous* atau melekat pada permukaan logam, laju pertumbuhan lapisan oksida dikendalikan oleh difusi ionic. Hubungan antara pertambahan berat per satuan luas dengan fungsi waktu pada kasus ini akan memiliki grafik parabolik. Oksidasi yang terjadi antara lain *iron*, *copper*, dan *cobalt*. Pada penelitian ini akan berbentuk kurva parabolik karena memiliki oksidasi berupa *iron* dan bekerja pada temperatur tinggi seperti pada penelitian sebelumnya, yaitu penelitian **Wira (2019)**.

Oksidasi logam untuk pertumbuhan lapisan oksida yang terbentuk *porous* atau terkelupas pada permukaan metal akan memiliki grafik linear. Oksidasi yang terjadi secara linear antara lain *sodium*, *potassium*, dan *tantalum*. Oksidasi logam juga akan memiliki grafik secara logaritmik apabila lapisan oksida yang terbentuk sangat tipis yaitu kurang dari 100 nm dan terbentuk pada temperatur rendah. Oksidasi yang terjadi secara logaritmik antara lain *aluminum*, *iron*, dan *copper* mendekati *ambient temperature*. Gambar 2.12 merupakan jenis – jenis grafik hubungan antara pertumbuhan lapisan oksida dan waktu.



Gambar 2.12 Jenis – jenis grafik hubungan antara pertumbuhan lapisan oksida dan waktu. [12]

2.7 Teori Dasar Perpindahan Panas Pada *Tube Boiler*

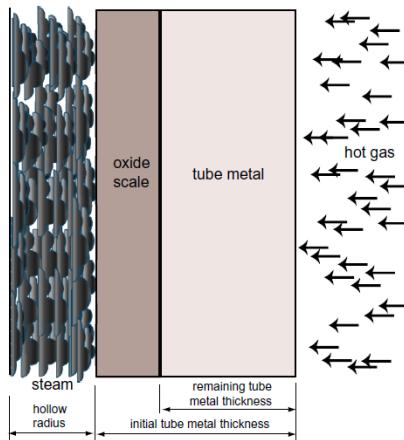
Tube superheater beroperasi dengan melibatkan perpindahan panas antara uap bertekanan tinggi dengan permukaan dalam dinding *tube* dan *flue gas* panas dengan permukaan luar dinding *tube*. Sebelum penelitian dilakukan, akan dijabarkan beberapa hal dasar mengenai teori perpindahan panas. Perpindahan panas (*Heat Transfer*) adalah energi yang berpindah karena adanya perbedaan temperatur. Mekanisme perpindahan panas dapat dibagi menjadi tiga jenis, yaitu konduksi, konveksi dan radiasi. [13]

Proses konduksi terjadi karena terdapat perbedaan temperatur pada zat yang saling bersentuhan satu sama lain dengan menggunakan media zat padat atau fluida statis. Konveksi terjadi karena terdapat perbedaan temperature antara permukaan zat padat dengan fluida yang bergerak. Fluida yang bergerak saat terjadi konveksi dikarenakan penyebaran energi panas yang sedang berlangsung. Pada ruang hampa, perpindahan panas juga dapat terjadi. Seluruh permukaan zat yang memiliki temperatur terbatas (*finite temperature*) akan memancarkan energi dalam bentuk gelombang elektromagnetik. Gelombang elektromagnetik dapat bergerak pada suatu ruang tanpa adanya media penghantar. Perpindahan panas jenis ini disebut radiasi.

Proses yang dikaji pada penelitian ini adalah konduksi dan konveksi. Sementara efek radiasi diasumsikan tidak ada. Perpindahan panas di sepanjang *wingwall boiler tube* terjadi karena proses konduksi. Sementara pada bagian permukaan *steam-tube* dan *fire-tube* adalah proses konveksi.

Sebuah model perpindahan panas *steady-state* pada *tube superheater* diilustrasikan pada gambar 2.13. Permodelan tersebut menjelaskan dinding *tube* dibagi menjadi dua bagian, yaitu lapisan oksida dan *tube*. Lapisan oksida berada pada permukaan dalam *tube* yang bersinggungan dengan *steam* sementara *tube* bersinggungan dengan *flue gas*. Lapisan oksida biasanya berupa *duplex* (bagian dalam berupa *spinel layer* dan bagian luar berupa *magnetite layer*) atau *triplex* (bagian dalam berupa *spinel layer*, bagian tengah berupa *magnetite layer* dan bagian luar berupa

hematite layer) [11]. Namun, seluruh lapisan oksida diasumsikan sebagai *magnetite layer* (Fe_3O_4) pada penelitian ini.



Gambar 2.13 Pemodelan *tube boiler* dengan lapisan oksida.
[11]

2.7.1 Konveksi Koefisien pada Steam

Steam pada bagian dalam *tube superheater* dianggap sebagai aliran turbulen yang terdistribusi secara *fully developed* di sepanjang *tube*. Perpindahan panas pada bagian permukaan dalam *tube boiler* merupakan *internal forced convection* dengan *turbulent flow*. Dengan demikian, *Nusselt Number* pada uap dapat dihitung menggunakan persamaan Dittus-Boelter seperti persamaan 2.1 berikut :

$$Nu_s = 0,023 (Re_s)^{0,8} (Pr_s)^{0,4} \dots \dots \dots \quad (2.1)$$

Dimana Re_s adalah *Reynold number* pada *steam* yang dihitung menggunakan persamaan 2.2 dan Pr_s adalah *Prandtl number* pada uap yang didapatkan dari persamaan 2.3 berikut:

$$Re_s = \frac{4\dot{m}_s}{\pi D_i \mu_s} \dots \quad (2.2)$$

$$Pr_s = \frac{\mu_s C p_s}{k_s} \dots \dots \dots (2.3)$$

Dimana :

Nu_s = nusselt number pada steam

Re_s = reynolds number pada steam

Pr_s = prandtl number pada steam

\dot{m}_s = laju aliran massa pada *steam*, kg/h

D_i = diameter dalam tube, m

μ_s = dynamic viscosity uap, N.s/m²

C_{ps} = specific heat uap, J/(kg. $^{\circ}$ C)

K_s = konduktifitas panas pada steam, W/(m. $^{\circ}$ C)

Untuk mendapatkan nilai *dynamic viscosity*, *specific heat*, dan konduktifitas panas tersebut, dibutuhkan nilai temperatur dan tekanan operasi pada *steam* yang didapatkan dari tabel uap *dynamic viscosity*, *specific heat* dan konduktifitas panas.

Persamaan 2.1 harus memiliki syarat – syarat sebagai berikut [13] :

1. $0.7 < Pr < 160$
 2. $Re > 10.000$
 3. $\frac{L}{D} > 10$, dimana L adalah panjang tube, m

Sehingga koefisien konveksi pada *steam* untuk aliran turbulen dengan kondisi *fully developed* pada silinder *tube* ditentukan dengan persamaan 2.4 sebagai berikut :

$$h_s = Nu \times \frac{k_s}{D_i} \quad \dots \dots \dots \quad (2.4)$$

Dimana :

h_s = koefisien konveksi pada *steam*, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$

2.7.2 Konveksi Koefisien pada *Flue Gas*

Perpindahan panas pada *flue gas* yang terjadi di luar permukaan *tube boiler* dianggap sebagai *external forced convection* sebagai hasil dari aliran *flue gas* yang melewati *tube superheater*. Dengan demikian, *nusselt number* pada *flue gas* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.5 sebagai berikut :

$$Nu_g = 0,33 (Re_g)^{0,6} (Pr_g)^{0,33} \dots\dots\dots (2.5)$$

Untuk menentukan *reynolds number* pada *flue gas* dapat menggunakan persamaan 2.6 dan *Prandtl Number* pada *flue gas* dapat menggunakan persamaan 2.7 :

$$Re_g = \frac{GD_o}{12\mu_g} \dots\dots\dots (2.6)$$

$$Pr_g = \frac{\mu_g C_p g}{k_g} \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana :

G = *gas mass velocity*, kg/(m².s)

Re_g = *reynold Number flue gas*

Pr_g = *prandtl Number flue gas*

μ_g = *dynamic viscosity flue gas*, N.s/m²

$C_p g$ = *specific heat flue gas*, J/(kg.°C)

k_g = *konduktifitas termal pada flue gas*, W/(m.°C)

D_o = *diameter luar tube*, m

Adapun *gas mass velocity* dapat ditentukan menggunakan persamaan 2.8 sebagai berikut :

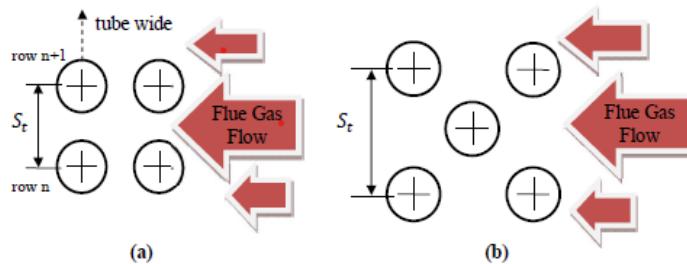
$$G = \frac{W_g}{N_w L(S_t - D_o)} \dots\dots\dots (2.8)$$

Dimana :

G = *gas mass velocity*

W_g = aliran gas, kg/s
 N_w = jumlah lebar tube
 S_t = *transverse pitch*, m
 L = panjang tube, m

Dimana S_t dan N_w diperoleh dari susunan *tube* dengan ilustrasi gambar 2.14 sebagai berikut :



Gambar 2.14 Jenis – jenis susunan *tube* pada boiler, (a) *inline* (b) *staggered*. [13]

Sehingga koefisien konveksi *flue gas*, untuk aliran *flue gas* yang melewati *tube – tube* dengan susunan *inline* dan *staggered* seperti gambar 2.9 dapat menggunakan persamaan 2.9 sebagai berikut :

$$h_g = Nu_g \times \frac{12 \cdot k_g}{D_o} \dots \dots \dots (2.9)$$

Dimana :

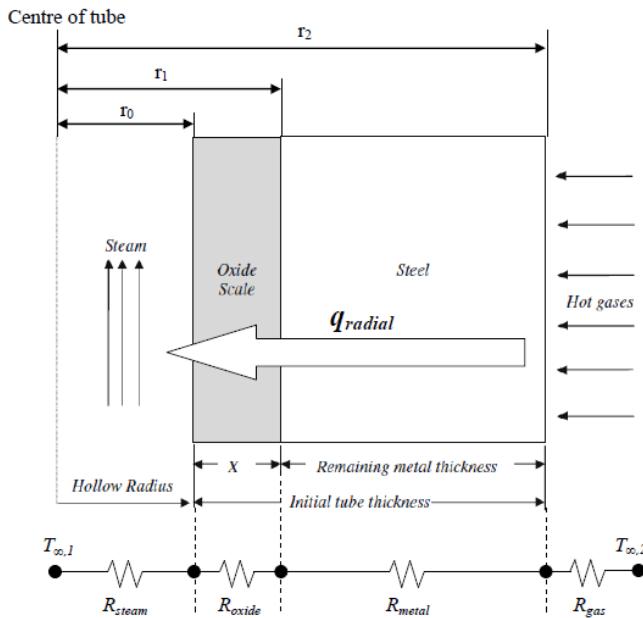
h_g = koefisien konveksi *flue gas*, W/(m²·°C)
 K_g = konduktifitas panas pada *flue gas*, W/(m·°C)
 D_o = diameter luar *tube*, m

2.7.3 Perhitungan Distribusi Temperatur

Pada penelitian ini, *tube* superheater berbentuk silinder berongga. Perpindahan panas terjadi karena konveksi dari *hot*

flue gas menuju permukaan luar dinding *tube*, konduksi terjadi pada dinding dan daerah lapisan oksida, dan konveksi juga terjadi dari permukaan dalam dinding *tube* terhadap uap.

Distribusi temperatur pada *tube* superheater berhubungan dengan *thermal resistance* dan perpindahan panas dengan konduksi radial melalui dinding *tube* silinder dan konveksi pada permukaan dalam dan luar *tube*. *Thermal Circuit* dibuat untuk menjelaskan *thermal resistance* pada tiap bagian seperti pada Gambar 2.14. Dinding *tube* dapat dianggap sebagai gabungan dinding antara daerah lapisan oksida dan daerah *tube*.



Gambar 2.15 *Thermal circuit* pada permodelan *tube* superheater. [14]

Sehingga laju perpindahan panas pada arah radial seperti ilustrasi gambar 2.15 dapat dihitung menggunakan persamaan 2.10 :

$$q_{radial} = \frac{T_{\infty,2} - T_{\infty,1}}{R_{steam} + R_{oxide} + R_{metal} + R_{gas}} \dots\dots\dots (2.10)$$

Dimana hambatan termal pada *tube* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.11 hingga 2.14 sebagai berikut :

$$R_{steam} = \frac{1}{h_s 2\pi r_o L} \dots\dots\dots (2.11)$$

$$R_{oxide} = \frac{\ln(\frac{r_1}{r_o})}{2\pi k_{oxide} L} \dots\dots\dots (2.12)$$

$$R_{metal} = \frac{\ln(\frac{r_2}{r_1})}{2\pi k_{metal} L} \dots\dots\dots (2.13)$$

$$R_{gas} = \frac{1}{h_g 2\pi r_2 L} \dots\dots\dots (2.14)$$

Dimana :

q_{radial} = *rate of heat transfer*, W

R_{steam} = *thermal resistance* pada *steam*, °C/W

R_{oxide} = *thermal resistance* pada lapisan oksida, °C/W

R_{metal} = *thermal resistance* pada metal, °C/W

R_{gas} = *thermal resistance* pada *flue gas*, °C/W

$T_{\infty,1}$ = temperatur pada *steam*, °C

$T_{\infty,2}$ = temperatur pada *flue gas*, °C

h_s = koefisien konveksi pada *steam*, W/(m². °C)

h_g = koefisien konveksi pada *flue gas*, W/(m². °C)

k_{oxide} = konduktifitas termal pada lapisan oksida, W/(m. °C)

k_{metal} = konduktifitas termal pada lapisan material *tube*, W/(m. °C)

r_o = jari – jari permukaan dalam *tube*, m

r_1 = jari-jari permukaan lapisan oksida, m
 r_2 = jari-jari permukaan luar tube, m
 L = panjang tube, m

2.7.4 Hoop Stress pada Tube Superheater

Superheater di pembangkit listrik beroperasi dengan uap bertekanan tinggi. Dengan kondisi tersebut, permukaan dalam dinding *tube* menerima tekanan yang tinggi sehingga terdapat tegangan tarik (*tensile stress*) yang terus meningkat. Tegangan yang dihasilkan dari pemuaian ini disebut dengan *hoop stress*. *Rupture time* pada *tube superheater* merupakan fungsi temperatur dan *hoop stress*. *Hoop stress* berkaitan dengan tekanan internal dan dimensi *tube*. Lingkungan operasi dengan *hoop stress* yang tinggi dan kenaikan temperatur akan mempercepat kerusakan *creep* untuk terjadi lebih cepat. Saat panjang keliling *tube* meningkat selama pembentukan *creep*, maka ketebalan dinding berkurang dengan volume yang sama [8]. Oleh karena itu, *hoop stress* adalah salah satu parameter penting untuk memprediksi umur dari *tube superheater*.

Nilai *hoop stress* dibutuhkan untuk menentukan Larson-Miller Parameter (LMP) pada material *tube superheater*. Persamaan 2.15 merupakan persamaan untuk menghitung nilai *hoop stress*, yang dikembangkan oleh **Rahman, Purbolaksono dan Ahmad (2010)**:

$$\sigma_h = p \frac{(r + \frac{h}{2})}{h} \dots \dots \dots \quad (2.15)$$

Dimana :

σ_h = hoop stress, Mpa

p = tekanan internal operasi, MPa

r = jari-jari dalam *tube*, m

h = ketebalan dinding tube, m

2.7.5 Larson – Miller Parameter

Untuk memprediksi umur pada *tube superheater* dapat dilakukan dengan cara menghitung lapisan oksida pada permukaan dalam *tube*. Saat superheater bekerja dengan kondisi ekstrim, lapisan oksida tumbuh secara bertahap pada dinding *tube* seiring meningkatnya temperatur dan waktu. Dengan seperti itu, kerusakan *creep* terjadi karena *hoop stress* yang tinggi pada dinding *tube*.

Menurut **Ganapathy (2003)**, data *creep* berbeda pada jenis material tertentu dalam menentukan persamaan LMP. Parameter yang digunakan untuk menentukan *rupture stress* adalah temperatur dan sisa umur *tube* dimana variabel tersebut dapat direpresentasikan seperti persamaan 2.16 berikut :

$$LMP = T(20 + \log t) \dots\dots\dots\dots\dots (2.16)$$

Dimana :

T = temperatur operasi, °Ra

t = sisa umur *tube*, h

Sebelum menentukan sisa umur *tube superheater*, *hoop stress* dihitung dari persamaan 2.15 terlebih dahulu untuk menentukan nilai LMP dari diagram LMP. Setiap material memiliki diagram LMP masing – masing. Gambar 2.16 merupakan diagram untuk material *quenched 1Cr – 1Mo steel* (atau SA213-T12 Steel) dengan *mean curve* tergantung pada variasi *stress* dan nilai *LMP*. Berdasarkan gambar 2.11, persamaan Larson – Miller Parameter dapat dinyatakan dalam bentuk lain seperti persamaan 2.17 sebagai berikut :

$$LMP = \frac{T_{ave}(20+\log t)}{1000} \dots\dots\dots\dots\dots (2.17)$$

Dimana :

LMP = larson – miller parameter

T_{ave} = temperatur rata – rata *tube*, °Ra

$$t = \text{rupture time, h}$$

Sehingga *rupture time* dapat diketahui menggunakan persamaan 2.18 sebagai berikut :

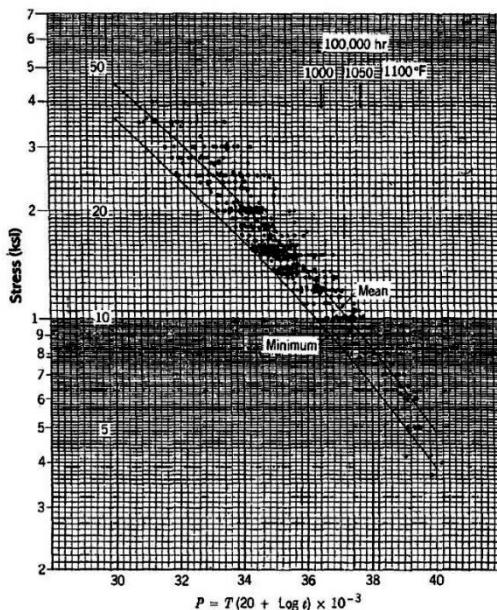
$$t = 10^{(\frac{P \cdot 1000}{T_{ave}} - 20)} \dots \dots \dots (2.18)$$

Dimana :

$$t = \text{rupture time, h}$$

P = larson – miller parameter

T_{ave} = temperatur rata – rata tube, °Ra



Gambar 2.16 Diagram Larson-Miller Parameter A213 – T12.

[11]

Terdapat metode umum yang digunakan untuk menentukan kerusakan *creep* secara kumulatif (*cumulative creep damage*) dengan menghitung umur dari boiler menggunakan fungsi waktu sebagai parameter pengukuran kerusakan pada *tube superheater* [11]. Persamaan 2.19 dapat digunakan untuk mengukur sisa umur pada *tube*. Adapun persamaan *cumulative creep damage* adalah sebagai berikut :

$$\Sigma \frac{t_{si}}{t_{ri}} = 1 \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots (2.19)$$

Dimana :

t_{si} = waktu operasi, h

t_{ri} = waktu kegagalan, h

Waktu kegagalan (*rupture time*) ditentukan dari persamaan 2.18 sementara waktu operasi diketahui dari waktu *tube superheater* tersebut mulai digunakan. Dengan mengetahui nilai LMP dan temperatur rata – rata *tube*, sisa umur superheater dapat ditentukan.

Saat temperatur *tube* meningkat karena lapisan oksida yang terbentuk pada permukaan dalam superheater, maka temperatur rata – rata pada daerah *steam-side* digunakan sebagai fungsi waktu dan ketebalan lapisan. Dalam penelitian ini untuk menghitung pertumbuhan lapisan menggunakan hubungan antara pembentukan lapisan oksida untuk baja *ferritic* 1-3% chromium and LMP berdasarkan **Purbolaksono, dkk (2010)**. Ketebalan oksida diketahui menggunakan persamaan 2.20 sebagai berikut :

$$\log \left(\frac{x}{0,0254} \right) = 0,00022P - 7,25 \dots\dots\dots (2.20)$$

Dimana :

x = ketebalan lapisan oksida, mm

P = larson-miller parameter

Persamaan LMP pada gambar 2.15 sama dengan Persamaan 2.17 dengan sedikit perbedaan pada satunya dapat dinyatakan seperti persamaan 2.21 sebagai berikut:

$$LMP = \left(\frac{9}{5}T_{ave} + 492\right)(20 + \log t) \dots\dots (2.21)$$

Dimana :

LMP = larson – miller parameter

T_{ave} = temperatur rata – rata lapisan oksida, °C

t = waktu operasi, h

2.7.6 Vickers Hardness

Kekerasan pada *tube superheater* dipengaruhi oleh lamanya waktu operasi dengan kenaikan temperatur secara bertahap. Itu berarti kekuatan *tube* akan memburuk selama jangka waktu yang lama pada temperatur operasi. *Tube* yang semakin menipis akan beresiko *rupture* pada sebagian sisi sehingga dapat meledak karena tidak dapat menahan tekanan yang tinggi pada permukaan dalam *tube*. Oleh karena itu, nilai kekerasan *tube superheater* dievaluasi sesuai dengan perhitungan umur *tube*.

Cane, Aplin dan Brear (1985) mengembangkan sebuah korelasi persamaan baja *normalized* dan *tempered* 1Cr-0,5Mo (T12) menggunakan pembebanan dari 20 kg hingga 30 kg menggunakan *vickers indenter*. Adapun persamaan untuk mengetahui nilai kekerasan pada material T12 menggunakan persamaan 2.22 sebagai berikut :

$$Hardness (HV) = 595,453 - 0,012605P \dots\dots (2.22)$$

Dimana :

HV = *vickers hardness*, HV

P = larson – miller parameter

2.7.7 Heat Flux

Heat Flux adalah laju perpindahan panas yang melintasi area permukaan *tube*. Peningkatan temperatur ditambah dengan adanya lapisan oksida pada *tube* akan menghambat perpindahan panas berlangsung. Oleh karena itu, penurunan *heat flux* pada *tube superheater* menunjukkan bahwa lebih sedikit energi panas yang dipindahkan dari *flue gas* ke *steam* [13]. Hal ini digunakan untuk mengukur efisiensi panas yang berkaitan dengan prediksi sisa umur *tube superheater*.

Distribusi *heat flux* pada seluruh bagian *tube* dapat ditentukan dari *heat flux* dengan konduksi pada dinding silinder dan *heat flux* dengan konveksi pada permukaan *tube*. Dalam tugas akhir ini, distribusi *heat flux* terbagi menjadi empat bagian, yaitu pada permukaan dalam *tube*, permukaan luar *tube*, lapisan oksida, dan dinding *tube*.

Heat flux yang terjadi karena konduksi ditentukan dari perbedaan temperatur yang terdapat pada dinding *tube* dengan konduktifitas panas yang dimiliki material dan lapisan oksida *tube* sedangkan *heat flux* yang terjadi karena konveksi ditentukan oleh perbedaan temperatur antara *steam* dengan permukaan dalam dan antara *flue gas* dan permukaan luar *tube* dibagi dengan koefisien konveksinya. Adapun persamaan - persamaan untuk mengetahui distribusi *heat flux* dapat dinyatakan dari persamaan 2.23 hingga 2.26 sebagai berikut :

$$q''_o = h_s(T_{s,0} - T_{\infty,1}) \dots \quad (2.23)$$

$$q''_{oxide} = \frac{k_{oxide}(T_{s,1} - T_{s,0})}{r_1 \ln(\frac{r_1}{r_0})} \dots \quad (2.24)$$

$$q''_{metal} = \frac{k_{metal}(T_{s,2} - T_{s,1})}{r_1 \ln(\frac{r_2}{r_1})} \dots \quad (2.25)$$

$$q''_2 = h_g(T_{\infty,2} - T_{s,2}) \dots \quad (2.26)$$

Dimana :

- q''_0 = *heat flux* pada permukaan dalam *tube*, W/m^2
- q''_{oxide} = *heat flux* pada lapisan oksida *tube*, W/m^2
- q''_{metal} = *heat flux* pada dinding *tube*, W/m^2
- q''_2 = *heat flux* pada permukaan luar *tube*, W/m^2
- $T_{\infty,1}$ = temperatur uap, $^\circ\text{C}$
- $T_{\infty,2}$ = temperatur *flue gas*, $^\circ\text{C}$
- $T_{s,0}$ = temperatur permukaan dalam *tube*, $^\circ\text{C}$
- $T_{s,1}$ = temperatur antara lapisan oksida dengan material *tube*, $^\circ\text{C}$
- $T_{s,2}$ = temperatur permukaan luar *tube*, $^\circ\text{C}$
- h_s = koefisien konveksi pada uap, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
- h_g = koefisien konveksi pada *flue gas*, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
- k_{oxide} = koefisien konduksi pada *lapisan oksida*, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
- k_{metal} = koefisien konduksi pada *tube* logam, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
- r_0 = jari – jari permukaan dalam *tube*, m
- r_1 = jari – jari lapisan oksida pada *tube*, m
- r_2 = jari – jari permukaan luar *tube*, m

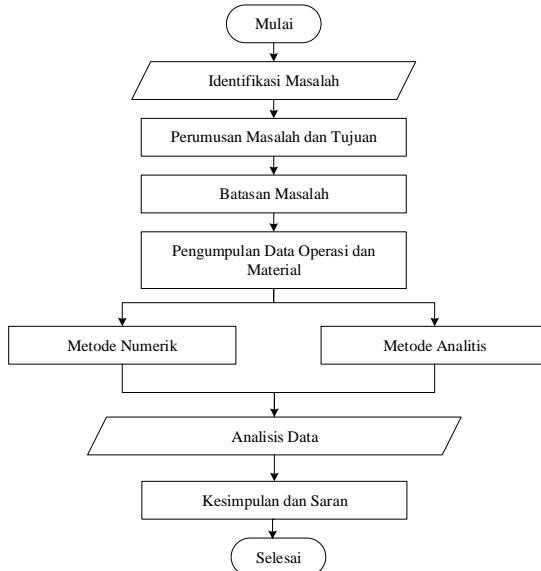
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini menjelaskan tentang metode dan kerangka penelitian yang digunakan dalam penelitian, spesifikasi material *tube*, beserta pemodelan yang dilakukan menggunakan piranti lunak simulasi FEM untuk menggambarkan *geometry* dan proses simulasinya.

3.1 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian adalah salah satu metode yang digunakan untuk menjelaskan langkah – langkah dalam sebuah proses penelitian. Pada penelitian kegagalan *tube superheater* digunakan diagram alir penelitian untuk menjelaskan langkah – langkah dalam sebuah proses penelitian yang terlihat pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Penelitian diawali dengan mengidentifikasi masalah yang terjadi pada *tube superheater* dengan ditemukannya kerusakan pada *tube* tersebut. Kegagalan berupa *leaking* dan *bulging* pada *tube* tersebut yang disebabkan penipisan ketebalan pada *tube* akibat terbentuknya lapisan oksida pada permukaan dalam *tube*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis ketebalan lapisan oksida, kekerasan material, *heat flux*, *hoop stress*, dan sisa umur *tube superheater* dengan beberapa asumsi – asumsi yang digunakan pada penelitian ini. Selanjutnya dilakukan pengumpulan beberapa data untuk menghitung variabel – variabel yang dibutuhkan dari kondisi lapangan untuk menentukan geometri *tube* dan batas kondisi (*boundary conditions*). Adapun data – data yang dibutuhkan adalah *mass flow rate* pada uap, diameter dalam *tube*, temperatur uap, dan tekanan uap dimana variabel – variabel tersebut untuk menghitung konveksi koefisien pada *steam*. Sedangkan untuk menentukan konveksi koefisien pada *flue gas* adalah temperatur *flue gas*, *gas flow rate*, *number of tube wide*, *transverse pitch*, panjang dan diameter luar *tube*. Kedua konveksi koefisien tersebut dihitung menggunakan persamaan – persamaan berdasarkan **Incropera (2007)**. Selanjutnya data – data lain yang dibutuhkan adalah Larson-Miller Parameter, konduktifitas termal pada lapisan oksida dan konduktifitas termal pada *metal tube*.

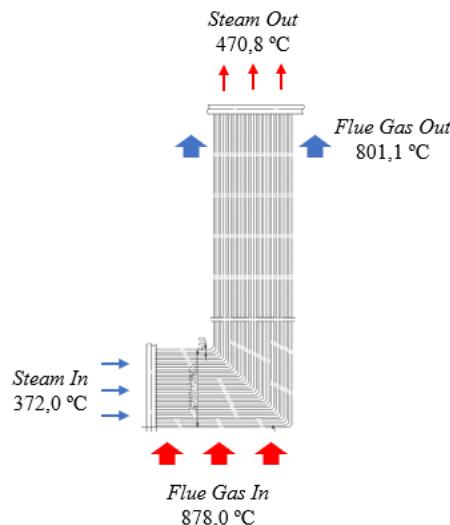
Analisis dilakukan menggunakan dua *software* sebagai pembanding, yaitu *software finite element* ANSYS 19.1 untuk metode numerik dan MS. EXCEL 2019 untuk metode analitis. Analisis dilakukan untuk mengetahui distribusi temperatur dan *heatflux*. Hasil kedua metode tersebut digunakan untuk mengetahui pertumbuhan ketebalan lapisan oksida, kekerasan material, *heatflux*, *hoopstress*, ketebalan material dan sisa umur *tube superheater* pada setiap iterasinya dimana iterasi tersebut dilakukan secara berulang – ulang berdasarkan peningkatan *service time tube* tersebut hingga *service time* saat *tube superheater* mengalami kegagalan. Hasil analisis pada kedua *software* selanjutnya akan dibandingkan satu sama lain dan dijadikan referensi sebagai kesimpulan.

3.2 Kondisi Operasi dan Properti Material Tube Superheater

Kondisi operasi memuat semua data yang berkaitan dengan pengoperasian *tube* antara lain: temperature, tekanan, dan letak. *Steam* masuk dengan dengan temperatur 372,0 °C dan keluar dengan temperatur 470,8 °C. Sedangkan temperatur *flue gas* yang masuk adalah 878,0 °C dan keluar dengan temperatur 801,1 °C. Untuk ilustrasi kondisi operasi dapat dilihat pada gambar 3.2. Tabel 3.1 merupakan tabel data operasional pada *tube*.

Tabel 3.1 Kondisi Operasi *Tube Superheater*. [2]

Kondisi Operasi <i>Tube Superheater</i>	
<i>Steam inlet temperature</i> , (°C)	372,0
<i>Steam outlet temperature</i> , (°C)	470,8
<i>Flue gas inlet temperature</i> , (°C)	878,0
<i>Flue gas outlet temperature</i> , (°C)	801,1
<i>Steam pressure</i> , (MPa)	10,27
<i>Flue gas pressure</i> , (MPa)	0,098
<i>Steam circulation area</i> , (m ²)	0,1356
<i>Flue gas circulation area</i> , (m ²)	100,066
<i>Steam velocity</i> , (m/s)	22,700
<i>Flue gas velocity</i> , (m/s)	4,9
<i>Allowed tube temperature</i> , (°C)	580



Gambar 3.2 Ilustrasi kondisi operasi

Gambar 3.3 merupakan kondisi *tube* yang telah dipotong pada penelitian terdahulu untuk dijadikan pemodelan tugas akhir ini.



Gambar 3.3 *Tube superheater* yang mengalami kegagalan. [3]

Terdapat beberapa titik pengujian seperti gambar 3.4 dan titik T1 merupakan titik terjadinya kegagalan pada *tube* tersebut. [3]



Gambar 3.4 Potongan *tube superheater* yang mengalami kegagalan. [3]

Tabel 3.2 menunjukkan geometri potongan *tube superheater* yang akan digunakan untuk penelitian dimana geometri *tube* tersebut saat *tube* belum beroperasi.

Tabel 3.2 Geometri *Tube*. [2]

Inner Radius (m)	Outer Radius (m)	Ketebalan Dinding <i>Tube</i> (mm)
0,016	0,021	6

Sifat – sifat termal pada *steam* dan *flue gas* dievaluasi pada temperatur *outlet* berdasarkan letak terjadinya kegagalan. Adapun sifat – sifat termal yang digunakan untuk *steam* diasumsikan sebagai *water vapor* yaitu 470,8 °C atau 743,95 °K adalah seperti pada tabel 3.3 berikut :

Tabel 3.3 Sifat – sifat termal pada *steam*. [13]

Thermal conductivity, k_s (W/m°C)	0,054372
Specific heat, $C_p s$ (J/kg °C)	2.115

Density, ρ_s (kg/m ³)	0,2956
Dynamic viscosity, μ_s (Ns/m ²)	2,58 x 10 ⁻⁵

Selanjutnya dilakukan perhitungan *mass flow rate* pada *steam* menggunakan persamaan 3.1 sebagai berikut :

Dimana :

- | | |
|-------------|--|
| \dot{m}_s | = mass flow rate pada steam, kg/s |
| v_s | = steam velocity, m/s |
| ρ_s | = density pada steam, kg/m ³ |
| A_s | = steam circulation area, m ² |

Setelah mengetahui *mass flow rate* pada *steam*, selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mengetahui *Reynolds Number* dan *Prandtl Number* pada *steam* menggunakan persamaan 3.2 dan 3.3 sebagai berikut :

$$Re_s = \frac{4\dot{m}_s}{\pi D_i \mu_s} \dots \quad (3.2)$$

$$Pr_s = \frac{\mu_s C p_s}{k_s} \dots \quad (3.3)$$

Dimana :

- | | |
|-------------|---|
| Nu_s | = nusselt number pada steam |
| Re_s | = reynolds number pada steam |
| Pr_s | = prandtl number pada steam |
| \dot{m}_s | = mass flow rate pada steam, kg/s |
| D_i | = diameter dalam tube, m |
| μ_s | = dynamic viscosity uap, N.s/m ² |
| Cp_s | = specific heat uap, J/(kg.°C) |
| K_s | = konduktifitas panas pada steam, W/(m.°C) |

Setelah mengetahui *reynolds number* dan *prandtl number*, selanjutnya menghitung *nusselt number* menggunakan persamaan 3.4 sebagai berikut:

$$Nu_s = 0,023 (Re_s)^{0,8} (Pr_s)^{0,4} \dots \dots \dots \quad (3.4)$$

Dimana :

Nu_s = *nusselt number* pada *steam*

Re_s = *reynolds number* pada *steam*

Pr_s = *prandtl number* pada *steam*

Dengan syarat – syarat sebagai berikut :

1. $0,7 < Pr < 160$
2. $Re > 10.000$
3. $\frac{L}{D} > 10$, dimana L adalah panjang *tube*, m

Konveksi koefisien pada *steam* dapat dihitung menggunakan persamaan 3.5 sebagai berikut :

$$h_s = Nu \times \frac{k_s}{D_i} \dots \dots \dots \quad (3.5)$$

Dimana :

h_s = koefisien konveksi pada *steam*, W/(m².°C)

Nu_s = *nusselt number* pada *steam*

K_s = konduktifitas panas pada *steam*, W/(m.°C)

D_i = diameter dalam *tube*, m

Komposisi kimia pada *tube* terdapat pada tabel 3.4 dengan pembanding komposisi kimia pada ASTM A213 T12 sebagai berikut :

Tabel 3.4 Komposisi kimia pada *tube*. [3]

Unsur Kimia	C	Mn	Cr	Mo	V	Si	P	S
A213 T12	0,1 5	0,3 — 0,6	0,8 – 1,25	0,4 4 – 0,6 5	-	0,5 0	0,04 5	0,04 5
<i>Tube Superheater</i>	0,1	0,5 8	1,02 1	0,2 5	-	0,2 4	0,00 9	0,00 5

Konduktifitas termal pada material *tube* dan lapisan oksida pada tabel 3.5 sebagai berikut :

Tabel 3.5 Konduktifitas termal pada *tube* dan lapisan oksida. [2]

Water Wall Properties	
Tube Material	SA213-T12
Thermal Conductivity, k_m (W/m.°C)	34,89
Fe ₃ O ₄ Iron Oxide (Magnetite)	
Thermal Conductivity, k_o (W/m.°C)	0,592

Adapun sifat – sifat termal yang digunakan untuk *flue gas* yang diasumsikan sebagai udara pada temperatur 801,1 °C atau 1074,25 °K adalah seperti tabel 3.6 berikut :

Tabel 3.6 Sifat – sifat termal pada *flue gas*. [13]

Thermal conductivity, k_g (W/m°C)	0,0702
Specific heat, $C_p g$ (J/kg °C)	1.154
Density, ρ_g (kg/m ³)	0,3248
Dynamic viscosity, μ_g (Ns/m ²)	4,46 x 10 ⁻⁵

Selanjutnya dilakukan perhitungan *gas flow* untuk mengetahui *gas mass velocity* sebelum menghitung konveksi koefisien pada *flue gas*. Adapun *gas flow* dapat dihitung menggunakan persamaan 3.6 sebagai berikut :

$$W_q = \rho_q \cdot v_q \cdot A_q \dots \dots \dots \quad (3.6)$$

Dimana :

W_g = gas flow, kg/s

v_g = gas velocity, m/s

ρ_g = density pada flue gas, kg/m³

A_g = gas circulation area, m^2

Sebelum menghitung konveksi koefisien pada *flue gas*, dibutuhkan nilai *Gas Mass Velocity* dengan parameter pada tabel 3.7. Adapun parameter yang digunakan sebagai berikut :

Tabel 3.7 Parameter yang digunakan untuk menentukan *Gas Mass Velocity*. [2]

Number of <i>Tube Wide</i> , N_w	192
Transverse Pitch, S_t (m)	1,04
<i>Tube Length</i> , L (m)	3,26

Nilai *gas mass velocity* tersebut diketahui menggunakan persamaan 3.7 sebagai berikut :

$$G = \frac{W_g}{N_w L(S_t - D_0)} \dots \quad (3.7)$$

Dimana :

G = gas mass velocity, kg/(m².s)

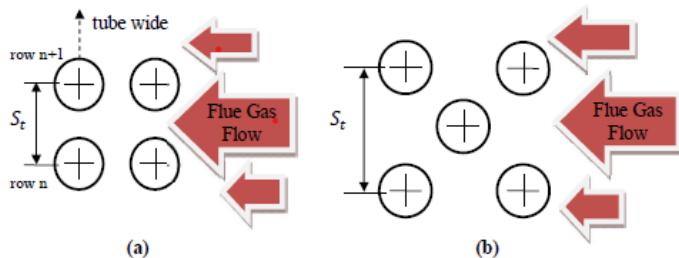
W_g = aliran gas, kg/s

N_w = jumlah lebar tube

S_t = transverse pitch, m

L = panjang tube, m

Sebagai ilustrasi geometri pada perhitungan *gas mass flow velocity* dapat dilihat gambar 3.5 sebagai berikut :



Gambar 3.5 Jenis – jenis susunan *tube* pada boiler, (a) *inline* (b) *staggered*. [13]

Selanjutnya menentukan *reynolds number* dan *prandtl number* pada *flue gas* menggunakan persamaan 3.8 dan 3.9 sebagai berikut:

$$Re_g = \frac{GD_o}{12\mu_g} \dots\dots\dots (3.8)$$

$$Pr_g = \frac{\mu_g C p_g}{k_g} \dots\dots\dots (3.9)$$

Dimana :

G	= <i>gas mass velocity</i> , $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$
Re_g	= <i>reynold Number flue gas</i>
Pr_g	= <i>prandtl Number flue gas</i>
μ_g	= <i>dynamic viscosity flue gas</i> , N.s/m^2
$C p_g$	= <i>specific heat flue gas</i> , $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$
k_g	= <i>konduktifitas termal pada flue gas</i> , $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$
D_o	= <i>diameter luar tube</i> , m

Setelah diketahui *reynolds number* dan *prandtl number* pada *flue gas*, maka dilakukan perhitungan pada *nusselt number* menggunakan persamaan 3.10 sebagai berikut :

$$Nu_g = 0,33 (Re_g)^{0,6} (Pr_g)^{0,33} \dots\dots\dots (3.10)$$

Konveksi koefisien pada *flue gas* dapat dihitung menggunakan persamaan 3.11 sebagai berikut:

$$h_g = Nu_g \times \frac{12 \cdot k_g}{D_0} \dots \dots \dots \quad (3.11)$$

Dimana :

h_g = koefisien konveksi *flue gas*, W/(m².°C)

Nu_g = nusselt number pada flue gas

K_g = konduktifitas panas pada *flue gas*, W/(m. $^{\circ}$ C)

D_o = diameter luar tube, m

Adapun *service time* yang digunakan pada penelitian ini pada tabel 3.8 sebagai berikut :

Tabel 3.8 *Service time* yang digunakan pada penelitian

Step	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Time	1	100	200	300	500	750	1000	1250	1500

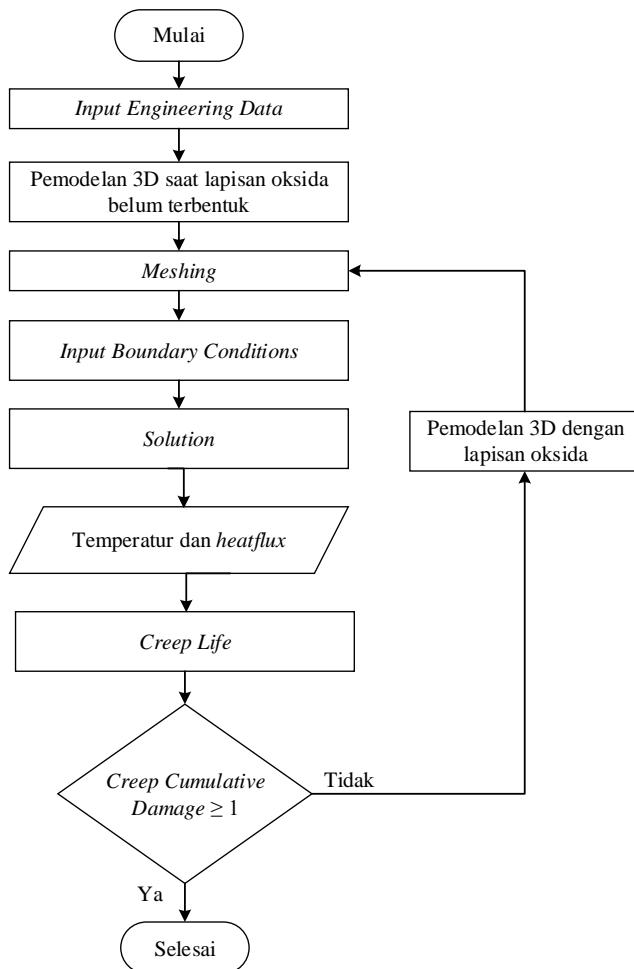
Step	10	11	12	13	14	15
Time	2000	3000	4000	5000	7000	10000

Step	16	17	18
Time	13000	16000	17223

3.3 Langkah – Langkah *Finite Element Method*

Finite element analysis adalah salah satu metode dalam menganalisis kegagalan. Metode ini adalah pendekatan kondisi aktual dengan menggunakan simulasi pada *software ANSYS 19.1*.

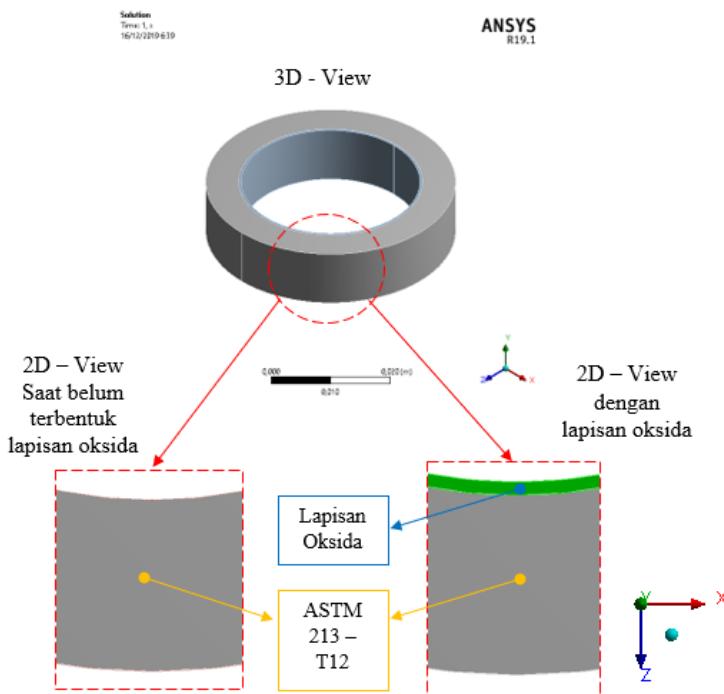
agar solusi yang didapatkan mendekati kondisi aktual. Gambar 3.6 adalah diagram alir langkah-langkah yang dilakukan dalam melakukan simulasi *finite element method*, yaitu :



Gambar 3.6 Diagram Alir Simulasi

1. Pemodelan 3D

Pembuatan model 3D *tube superheater* menggunakan dimensi aktual dimana model tersebut dibuat menggunakan *software SOLIDWORKS 2019*. Pada tiap iterasinya model memiliki ketebalan oksida yang meningkat dari sebelumnya dan akan mengikis ketebalan dinding permukaan dalam. Gambar 3.7 adalah contoh pemodelan pada *tube superheater*.



Gambar 3.7 Pemodelan spesimen

2. Input Engineering Data

Engineering data yang di-input seperti pada gambar 3.8 adalah jenis – jenis material yang digunakan sebagai simulasi, yaitu *water vapor*, lapisan oksida, *metal tube*, dan udara.

Adapun nilai *thermal properties* untuk *water vapor* dan udara telah tersedia pada *engineering data sources ANSYS 19.1*. Sedangkan untuk lapisan oksida (Fe_3O_4 Iron Oxide) dan *metal tube* berbahan ASTM A213 Grade T12 dilakukan *custom model* karena tidak terdapat pada *engineering data sources ANSYS 19.1*. Adapun nilai yang inputkan adalah *isotropic thermal conductivity* pada masing – masing material.

Properties of Outline Row 5: Oxide Scale					
	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
2	<input checked="" type="checkbox"/> Material Field Variables	<input type="checkbox"/> Table			
3	<input checked="" type="checkbox"/> Isotropic Thermal Conductivity	0,592	W m ⁻¹ C ⁻¹		

(a)

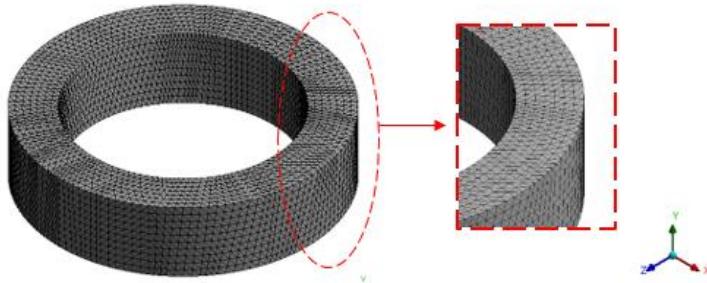
Properties of Outline Row 4: ASTM A213 T12					
	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
2	<input checked="" type="checkbox"/> Material Field Variables	<input type="checkbox"/> Table			
3	<input checked="" type="checkbox"/> Isotropic Thermal Conductivity	34,89	W m ⁻¹ C ⁻¹		

(b)

Gambar 3.8 Input engineering data, (a) konduktifitas termal lapisan oksida, (b) konduktifitas termal *metal tube*

3. Meshing

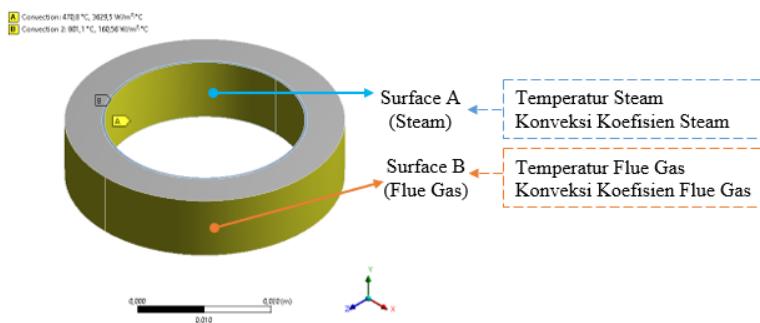
Model 3D *tube* diberikan meshing yaitu pembuatan jaring pada model 3D, hal ini agar hasil model menjadi lebih detail. Meshing menggunakan *element size* 0,001 m sehingga menghasilkan kurang lebih 115.000 *nodes* dan 24.500 *elements* seperti pada gambar 3.9.



Gambar 3.9 Hasil meshing pada *tube superheater*

4. Input Boundary Conditions

Pada proses ini ditentukan geometri – geometri yang diasumsikan sebagai material pada masing – masing jenisnya dengan kondisi termal yang dialami. Pada gambar 3.10 konveksi terjadi pada permukaan luar *tube* dan permukaan dalam *tube*. Adapun pada *surface A* diinputkan temperatur dan konveksi koefisien *steam* sedangkan pada *surface B* diinputkan temperatur dan konveksi koefisien *flue gas*.



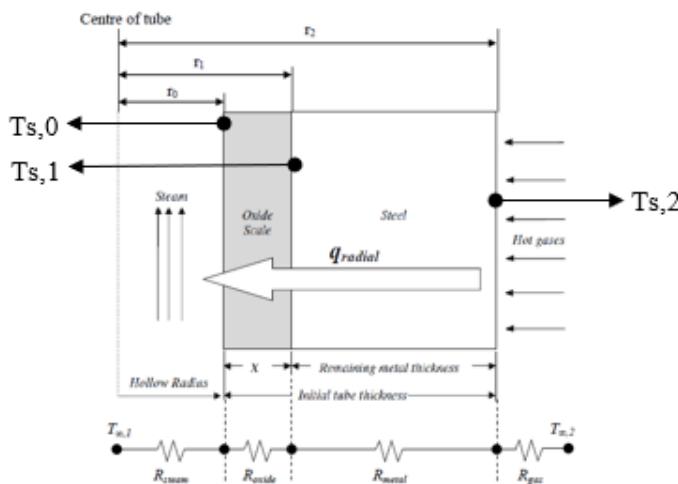
Gambar 3.10 Boundary Condition *Tube Superheater*

5. Solution

Tahap ini merupakan proses analisis berupa hasil *calculation* pada *software* yang menghasilkan distribusi temperatur dan *heat flux* untuk memperoleh nilai ketebalan oksida, nilai kekerasan material, *hoop stress* dan *rupture time*.

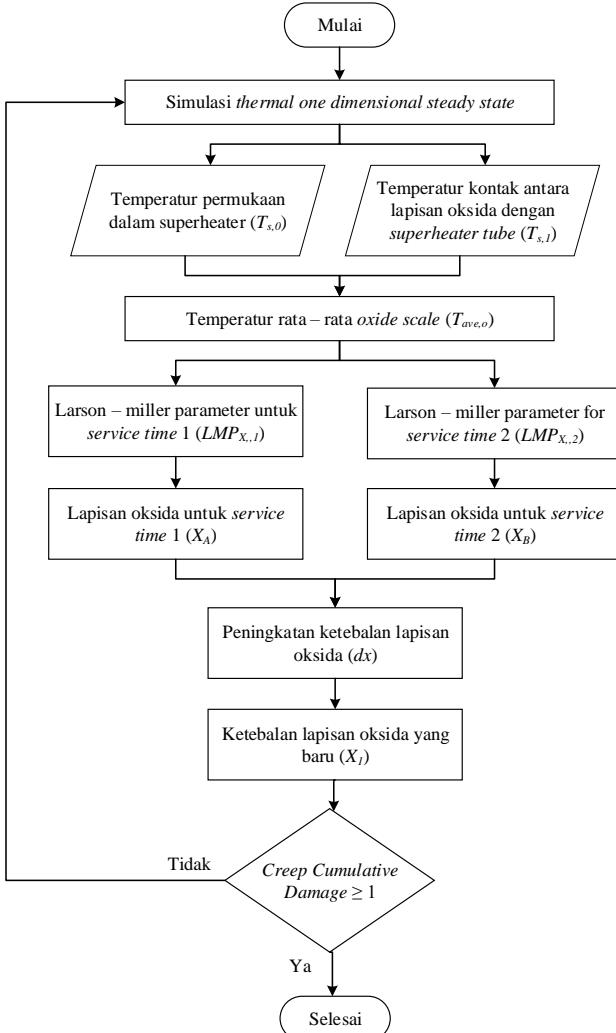
3.4 Langkah – Langkah Pengolahan Data

Setelah dilakukan simulasi, hasil distribusi temperatur berupa temperatur permukaan dalam *tube superheater* ($T_{s,0}$), temperatur kontak antara lapisan oksida dan *tube superheater* ($T_{s,1}$), temperatur permukaan luar *superheater tube* ($T_{s,2}$), dan *heatflux* permukaan luar *tube superheater*. Sebagai ilustrasi variabel yang dihasilkan dari simulasi dapat dilihat pada gambar 3.11. Temperatur – temperatur yang dihasilkan dari simulasi digunakan untuk mengetahui pertumbuhan ketebalan lapisan oksida, kekerasan material, *hoopstress*, dan sisa umur.



Gambar 3.11 Ilustrasi gambar untuk temperatur rata – rata

3.4.1 Pertumbuhan Ketebalan Lapisan Oksida



Gambar 3.12 Diagram Alir Perhitungan Pertumbuhan Ketebalan Lapisan Oksida

Berdasarkan diagram alir perhitungan pertumbuhan ketebalan lapisan oksida pada gambar 3.12, hasil simulasi berupa temperatur permukaan dalam ($T_{s,o}$) dan temperatur kontak antara lapisan oksida dan *tube superheater* ($T_{s,1}$). Selanjutnya kedua temperatur tersebut dihitung temperatur rata – ratanya menggunakan persamaan 3.12 berikut :

Dimana :

$T_{ave,o}$ = Temperatur rata – rata oxide scale, °C

$T_{s,0}$ = Temperatur permukaan dalam, °C

$T_{s,1}$ = Temperatur oxide/metal contact, °C

Berdasarkan temperatur rata – rata *oxide scale* tersebut, maka dihitung larson – miller parameteranya untuk *service time* 1 menggunakan persamaan 3.13 dan *service time* 2 menggunakan persamaan 3.14 berikut :

$$LMPx_1 = \left(\frac{9}{5}T_{ave,o} + 492\right)(20 + \log t_a) \dots \dots (3.13)$$

$$LMPx_2 = \left(\frac{9}{5} T_{ave,o} + 492 \right) (20 + \log t_b) \dots \dots (3.14)$$

Dimana :

LMP_{x1} = larson – miller parameter pada *service time* 1

LMP_{x2} = larson – miller parameter pada *service time 2*

t_a = service time 1, h

t_b = service time 2, h

$T_{ave,o}$ = temperatur rata – rata *oxide scale*, °C

Setelah menghitung larson – miller parameter untuk tiap *service time*-nya, selanjutnya menghitung ketebalan lapisan oksida pada tiap *service time*-nya menggunakan persamaan 3.15 dan persamaan 3.16 sebagai berikut :

$$\log \left(\frac{x_a}{0,0254} \right) = 0,00022LMP_{x1} - 7,25 \quad \dots\dots\dots (3.15)$$

$$\log \left(\frac{x_b}{0,0254} \right) = 0,00022LMP_{x2} - 7,25 \quad \dots\dots\dots (3.16)$$

Dimana :

x_a = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 1, mm

x_b = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 2, mm

LMP_{x1} = larson – miller parameter pada *service time* 1

LMP_{x2} = larson – miller parameter pada *service time* 2

Selanjutnya kedua ketebalan tersebut dihitung selisihnya sebagai peningkatan ketebalan lapisan oksida menggunakan persamaan 3.17 berikut :

$$dx = x_a - x_b \quad \dots\dots\dots (3.17)$$

Dimana :

dx = peningkatan ketebalan lapisan oksida, mm

x_a = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 1, mm

x_b = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 2, mm

Peningkatan ketebalan lapisan oksida selanjutnya dijumlah dengan ketebalan lapisan oksida sebelum perhitungan seperti pada persamaan 3.18 berikut :

$$x_1 = x_0 + dx \quad \dots\dots\dots (3.18)$$

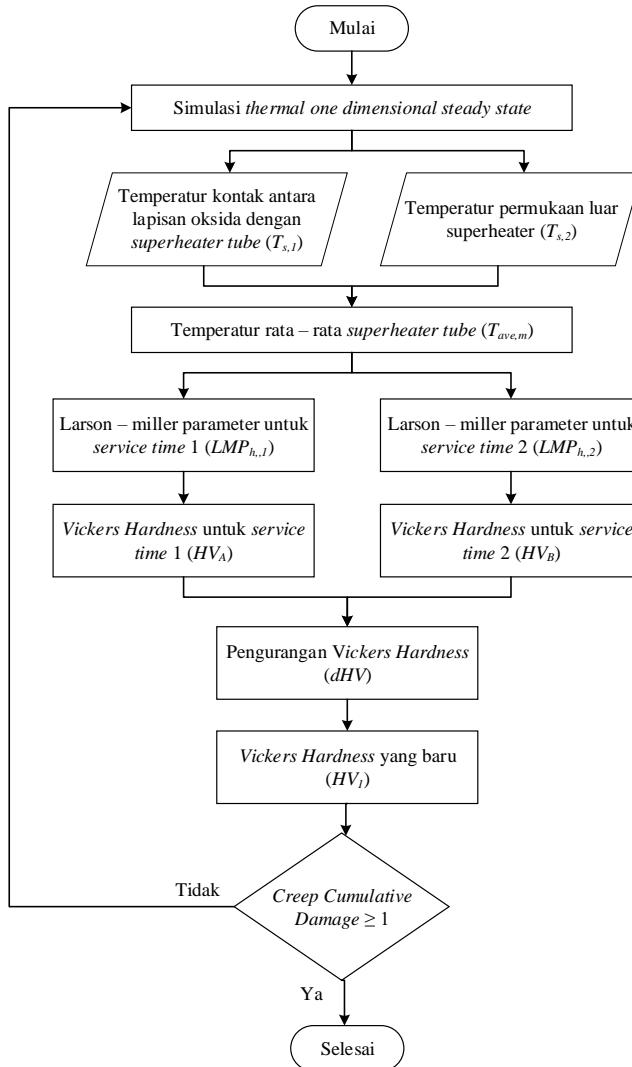
Dimana :

x_1 = ketebalan lapisan oksida setelah perhitungan, mm

x_0 = ketebalan lapisan oksida sebelum perhitungan, mm

dx = peningkatan ketebalan lapisan oksida, mm

3.4.2 Kekerasan Material



Gambar 3.13 Diagram Alir Kekerasan Material

Berdasarkan diagram alir kekerasan material pada gambar 3.13, hasil simulasi berupa temperatur kontak antara lapisan oksida dan *tube superheater* ($T_{s,1}$) dan temperatur permukaan luar ($T_{s,2}$). Selanjutnya kedua temperatur tersebut dihitung temperatur rata – ratanya menggunakan persamaan 3.19 berikut :

$$T_{ave,m} = \frac{T_{s,1} + T_{s,2}}{2} \dots \dots \dots \quad (3.19)$$

Dimana :

$T_{ave,m}$ = Temperatur rata – rata *metal tube*, °C

$T_{s,1}$ = Temperatur *oxide/metal contact*, °C

$T_{s,2}$ = Temperatur permukaan luar, °C

Berdasarkan temperatur rata – rata *metal tube* tersebut, maka dihitung larson – miller parameternya untuk *service time* 1 menggunakan persamaan 3.20 dan *service time* 2 menggunakan persamaan 3.21 berikut :

$$LMPh_1 = \left(\frac{9}{5}T_{ave,m} + 492\right)(20 + \log t_a) \dots \dots \dots \quad (3.20)$$

$$LMPh_2 = \left(\frac{9}{5}T_{ave,m} + 492\right)(20 + \log t_b) \dots \dots \dots \quad (3.21)$$

Dimana :

$LMPh_1$ = larson – miller parameter pada *service time* 1

$LMPh_2$ = larson – miller parameter pada *service time* 2

t_a = *service time* 1, h

t_b = *service time* 2, h

$T_{ave,m}$ = temperatur rata – rata *metal tube*, °C

Setelah menghitung larson – miller parameter untuk tiap *service time*-nya, selanjutnya menghitung *vickers hardness* pada tiap *service time*-nya menggunakan persamaan 3.22 dan persamaan 3.23 sebagai berikut :

$$hv_a = 595,453 - 0,012605 LMP_{h1} \dots \dots \dots \quad (3.22)$$

$$hv_b = 595,453 - 0,012605 LMP_{h2} \dots \dots \dots \quad (3.22)$$

Dimana :

hv_a = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 1, hv

hv_b = ketebalan lapisan oksida pada *service time* 2, hv

LMP_{h1} = larson – miller parameter pada *service time* 1

LMP_{h2} = larson – miller parameter pada *service time* 2

Selanjutnya kedua *vickers hardness* tersebut dihitung selisihnya sebagai peningkatan ketebalan lapisan oksida menggunakan persamaan 3.24 berikut :

$$dHV = hv_a - hv_b \dots \dots \dots \quad (3.24)$$

Dimana :

dHV = pengurangan *vickers hardness*, hv

hv_a = *vickers hardness* pada *service time* 1, hv

hv_b = *vickers hardness* pada *service time* 2, hv

Peningkatan ketebalan lapisan oksida selanjutnya dijumlah dengan ketebalan lapisan oksida sebelum perhitungan seperti pada persamaan 3.25 berikut :

$$HV_1 = HV_0 - dHV \dots \dots \dots \quad (3.25)$$

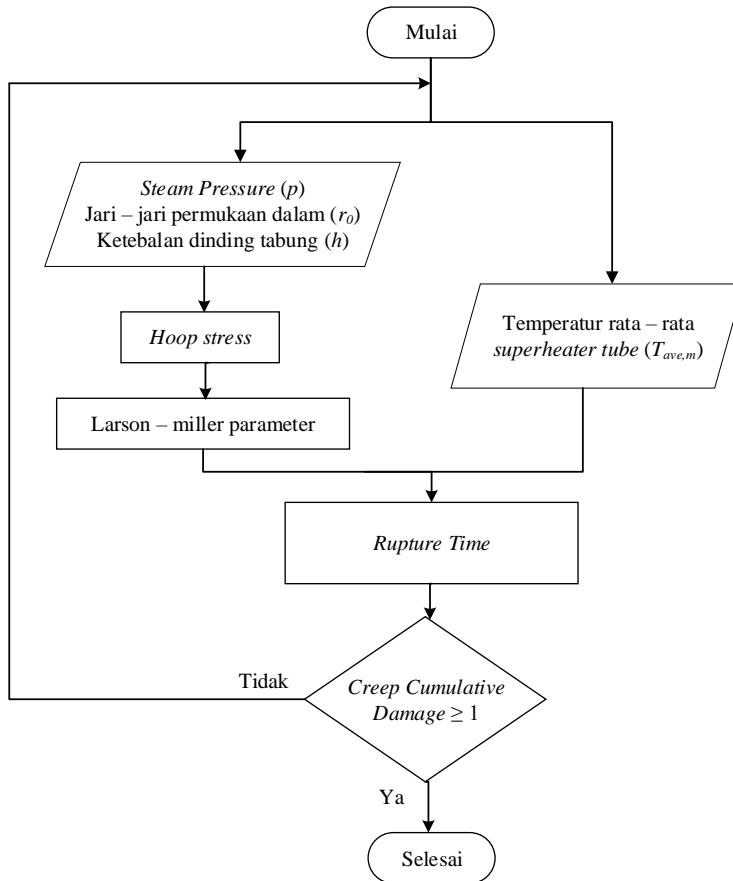
Dimana :

HV_1 = *vickers hardness* setelah perhitungan, hv

HV_0 = *vickers hardness* sebelum perhitungan, hv

dHV = Pengurangan *vickers hardness*, hv

3.4.3 Sisa Umur Tube Superheater (*Rupture Time*)



Gambar 3.14 Diagram Alir Sisa Umur Tube Superheater

Berdasarkan diagram alir sisa umur *tube superheater* pada gambar 3.14, variabel – variabel yang dibutuhkan untuk menghitung *hoop stress* yaitu *steam pressure*, jari – jari dalam *tube*, dan ketebalan dinding *tube* menggunakan persamaan 3.26 berikut :

$$\sigma_h = p \frac{(r_0 + \frac{h}{2})}{h} \dots \dots \dots \quad (3.26)$$

Dimana :

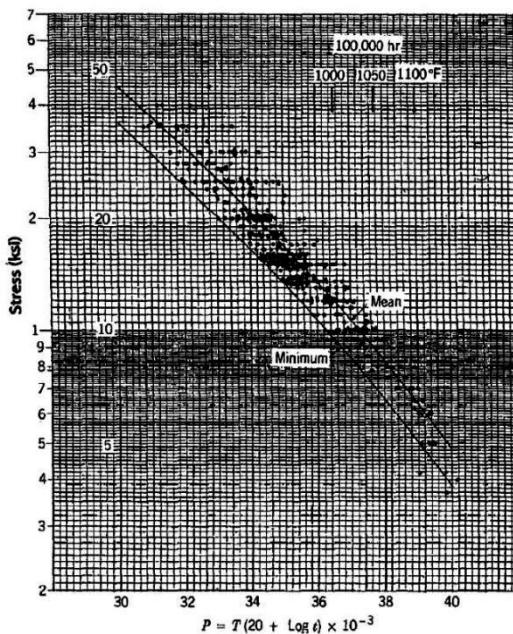
σ_h = *hoop stress*, Mpa

p = tekanan internal operasi, MPa

r_0 = jari – jari dalam *tube*, m

h = ketebalan dinding *tube*, m

Berdasarkan *hoop stress*, selanjutnya dicari larson – miller parameter berdasarkan gambar 3.15 diagram larson – miller parameter untuk material ASTM A213 T12 berikut :



Gambar 3.15 Diagram Larson – Miller Parameter A213 – T12

Setelah mengetahui nilai larson – miller parameter, *rupture time* dapat dihitung dengan temperatur rata – rata *metal tube* ($T_{ave,m}$) menggunakan persamaan 3.27 sebagai berikut :

$$t = 10^{(\frac{P \cdot 1000}{T_{ave,m}} - 20)} \dots\dots\dots (3.27)$$

Dimana :

t = *rupture time*, h

P = larson – miller parameter

$T_{ave,m}$ = temperatur rata – rata *metal tube*, $^{\circ}\text{Ra}$

Selanjutnya, kegagalan *tube superheater* dapat diketahui menggunakan parameter *cumulative creep damage*. Dimana parameter tersebut ditentukan oleh *service time* dan *rupture time*. Ketika *cumulative creep damage* bernilai 1 maka *tube superheater* akan mengalami kegagalan. Adapun persamaan 3.28 untuk menentukan *cumulative creep damage* adalah sebagai berikut :

$$\sum \frac{t_{si}}{t_{ri}} = 1 \dots \dots \dots \quad (3.28)$$

Dimana :

t_{si} = service time, h
 t_{ri} = rupture time, h

BAB IV ANALISIS DATA

4.1 Perhitungan Konveksi Koefisien

Nilai ketebalan lapisan oksida dan *creep cumulative damage* diperoleh dari teknik iterasi yang dilakukan menggunakan metode numerik dan analitis untuk memprediksi sisa umur tabung *tube superheater*. **Wira Hamadri (2019)** melakukan penelitian pada tube superheater yang mengalami kegagalan menggunakan metode pengujian. Adapun hasil yang didapatkan antara lain ketebalan lapisan oksida, komposisi kimia, struktur mikro dan kekerasan material. *Tube superheater* yang mengalami kegagalan berada pada bagian outlet sehingga sifat – sifat termal pada material dievaluasi pada temperatur outlet berdasarkan **Incropora (2007)**. *Tube superheater* bekerja dengan kondisi *steam pressure* 10,27 Mpa, *flue gas pressure* 0,098 Mpa, temperatur steam outlet 470 °C dan temperatur *flue gas* outlet 801,1 °C. Adapun untuk lebih rinci pada tabel 4.1 sebagai berikut :

Tabel 4.1 Ketebalan, Service Time dan Ketebalan Lapisan Oksida pada Tube

Jari – jari permukaan dalam (m)	Ketebalan <i>Tube</i> (mm)	Service Time (h)	Ketebalan Lapisan Oksida (mm)
0,016	5,0	17.223	0,395

Selanjutnya dilakukan perhitungan *mass flow rate* pada *steam* menggunakan persamaan 4.1 hingga persamaan 4.3 sebagai berikut:

$$\dot{m}_s = \rho_s \cdot v_s \cdot A_s \dots \dots \dots \dots \dots \dots \quad (4.1)$$

$$\dot{m}_s = 0,2956 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 22,7 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 0,1356 \text{ m}^2 \dots \dots \dots \quad (4.2)$$

$$\dot{m}_s = 0,9098 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad (4.3)$$

Setelah mengetahui *mass flow rate* pada *steam*, selanjutnya menentukan *reynolds number* pada *flue gas* menggunakan persamaan 4.4 hingga persamaan 4.6 sebagai berikut :

$$Re_s = \frac{4\dot{m}_s}{\pi D_i \mu_s} \quad \dots \dots \dots \quad (4.4)$$

$$Re_s = \frac{4 \times 0,9098 \frac{\text{kg}}{\text{s}}}{3,14 \times 0,032 \text{ m} \times (2,58 \times 10^5 \frac{\text{Ns}}{\text{m}^2})} \quad \dots \dots \dots \quad (4.5)$$

$$Re_s = 1.496.035,57 \quad \dots \dots \dots \quad (4.6)$$

Adapun untuk menentukan *prandtl number* pada *flue gas* menggunakan persamaan 4.7 hingga persamaan 4.9 berikut :

$$Pr_s = \frac{\mu_s C_p s}{k_s} \quad \dots \dots \dots \quad (4.7)$$

$$Pr_s = \frac{(2,58 \times 10^5 \frac{\text{Ns}}{\text{m}^2}) \times 2,115 \frac{\text{J}}{\text{kg}^\circ\text{C}}}{0,054372 \frac{\text{W}}{\text{m}^\circ\text{C}}} \quad \dots \dots \dots \quad (4.8)$$

$$Pr_s = 1,00 \quad \dots \dots \dots \quad (4.9)$$

Setelah mengetahui *reynolds number* dan *prandtl number*, selanjutnya menghitung *nusselt number* menggunakan persamaan 4.10 hingga persamaan 4.12 sebagai berikut :

$$Nu_s = 0,023 (Re_s)^{0,8} (Pr_s)^{0,4} \quad \dots \dots \dots \quad (4.10)$$

$$Nu_s = 0,023 (1.496.035,57)^{0,8} (1,00)^{0,4} \quad \dots \dots \dots \quad (4.11)$$

$$Nu_s = 2003,0 \quad \dots \dots \dots \quad (4.12)$$

Konveksi koefisien pada *steam* dapat dihitung menggunakan persamaan 4.13 hingga persamaan 4.15 sebagai berikut :

$$h_s = 2003,0 \times \frac{0,054372 \frac{W}{m \cdot ^\circ C}}{0,032 m} \dots \dots \dots (4.14)$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan *gas flow* untuk mengetahui *gas mass velocity* sebelum menghitung konveksi koefisien pada *flue gas*. Adapun *gas flow* dapat dihitung menggunakan persamaan 4.16 hingga persamaan 4.18 sebagai berikut :

$$W_g = \rho_g \cdot v_g \cdot A_g \dots \dots \dots \quad (4.16)$$

$$W_g = 0,3248 \frac{kg}{m^3} \cdot 4,9 \frac{m}{s} \cdot 100,066 m^2 \dots \dots \dots (4.17)$$

$$W_g = 159,26 \frac{kg}{s} \dots \quad (4.18)$$

Sebelum menghitung konveksi koefisien pada *flue gas*, dibutuhkan nilai *Gas Mass Velocity* menggunakan persamaan 4.19 hingga persamaan 4.21 sebagai berikut :

$$G = \frac{W_g}{N_w L(S_t - D_O)} \dots \dots \dots \quad (4.19)$$

$$G = \frac{159,26 \frac{kg}{s}}{192 \times 3,26 m (1,04 m - 0,042 m)} \dots \dots \dots (4.20)$$

$$G = 3,05 \frac{kg}{m.s^2} \dots \dots \dots \quad (4.21)$$

Selanjutnya menentukan *reynolds number* pada *flue gas* menggunakan persamaan 4.22 hingga persamaan 4.24 sebagai berikut :

$$Re_g = \frac{GD_o}{12\mu_g} \dots \quad (4.22)$$

$$Re_g = \frac{3,05 \frac{kg}{m.s^2} x 0,042 m}{12 x (4,42 x 10^5 \frac{Ns}{m^2})} \dots \dots \dots (4.23)$$

$$Re_q = 241,94 \dots \quad (4.24)$$

Adapun untuk menentukan *prandtl number* pada *flue gas* menggunakan persamaan 4.25 hingga persamaan 4.27 berikut :

$$Pr_g = \frac{\mu_g C p_g}{k_a} \dots \dots \dots \quad (4.25)$$

$$Pr_g = \frac{\left(4,42 \times 10^5 \frac{Ns}{m^2}\right) x 1.154 \frac{J}{kg \cdot ^\circ C}}{0,0702 \frac{W}{m \cdot ^\circ C}} \dots \dots \dots (4.26)$$

Setelah diketahui *reynolds number* dan *prandtl number* pada *flue gas*, maka dilakukan perhitungan pada *nusselt number* menggunakan persamaan 4.28 hingga persamaan 4.30 sebagai berikut :

$$Nu_q = 0,33 (Re_q)^{0,6} (Pr_q)^{0,33} \dots \dots \dots (4.28)$$

$$Nu_g = 0,33 (241,94)^{0,6} (0,727)^{0,33} \dots \quad (4.29)$$

$$Nu_g = 7,99 \dots \dots \dots \quad (4.30)$$

Konveksi koefisien pada *flue gas* dapat dihitung menggunakan persamaan 4.31 hingga persamaan 4.33 sebagai berikut :

$$h_g = Nu_g \times \frac{12 \cdot k_g}{D_o} \dots \dots \dots \quad (4.31)$$

$$h_g = 7,99 \times \frac{12 \cdot 0,0702 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C}}{0,042 m} \dots \dots \dots \quad (4.32)$$

$$h_g = 160,56 \frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \dots \dots \dots \quad (4.33)$$

Sehingga konveksi koefisien pada steam dan flue gas tersebut seperti pada tabel 4.2 berikut:

Tabel 4.2 Estimasi Nilai Konveksi Koefisien Steam dan Flue Gas

Konveksi Koefisien Steam, h_s W/(m ² ·°C)	Konveksi Koefisien Flue Gas, h_g W/(m ² ·°C)
3629,54	160,56

4.2 Analisis Prediksi Umur Tube Superheater

Larson – Miller Parameter (LMP) dapat ditentukan oleh persamaan 2.16 – 2.18 dan LMP Chart pada gambar 2.13. Adapun estimasi LMP bernilai sekitar 34.850 berdasarkan *hoop stress* yang terjadi. Dengan bantuan nilai LMP, *cumulative creep damage* dapat ditentukan sebagai parameter yang digunakan untuk mengukur kerusakan yang terjadi pada tube. *Cumulative creep damage* menunjukkan sisa umur pada tabung. Saat *cumulative creep damage* bernilai sama dengan atau lebih dari 1, maka tube akan mengalami kegagalan.

Pada tugas akhir ini, teknik iterasi menggunakan *finite element method* dengan software ANSYS 19.1 sebagai metode numerik dan analitis dengan software MICROSOFT

EXCEL 2019. Dengan menggunakan data operasi perpindahan panas yang sama, estimasi sisa umur tube superheater dan parameter lainnya seperti ketebalan lapisan oksida, temperatur permukaan *tube*, dan kekerasan *tube* dapat diperoleh. Tabel 4.3 menunjukkan perbandingan hasil metode numerik dan analitis antara estimasi ketebalan lapisan oksida dan *cumulative creep damage* dan tabel 4.4 menunjukkan perbandingan estimasi nilai antara temperatur rata – rata tube dan vickers hardness.

Tabel 4.3 Estimasi Nilai Ketebalan Lapisan Oksida dan Cumulative Creep Damage

Service hour (h)	Ketebalan Lapisan Oksida (mm)			Creep Cumulative Damage		
	NUMERIK	ANALITIS	Persentase Perbedaan (%)	NUMERIK	ANALITIS	Persentase Perbedaan (%)
1	0	0	0,00	0	0	0,00
100	0,029	0,029	0,33	0,0005	0,0006	17,42
200	0,045	0,044	0,45	0,0011	0,0013	16,41
300	0,062	0,061	0,52	0,0019	0,0023	15,35
500	0,080	0,079	0,58	0,0037	0,0043	14,47
750	0,099	0,098	0,61	0,0063	0,0073	13,87
1000	0,119	0,118	0,65	0,0098	0,0111	12,22
1250	0,140	0,139	0,68	0,0141	0,0160	11,63
1500	0,162	0,160	0,71	0,0198	0,0221	10,31

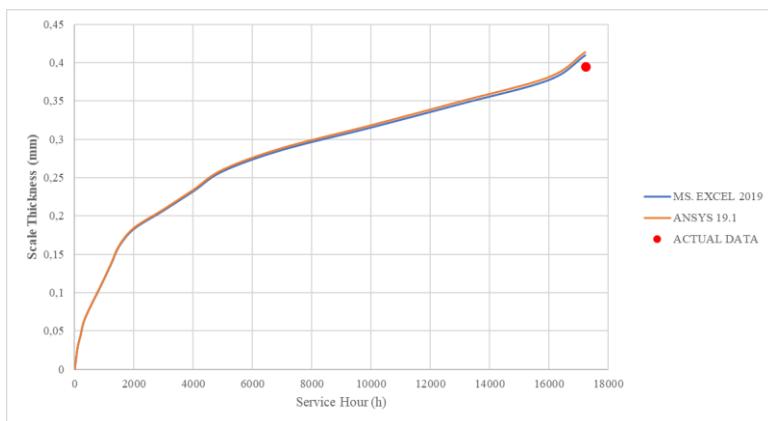
2000	0,185	0,183	0,75	0,0309	0,0341	9,35
3000	0,209	0,207	0,78	0,0545	0,0593	8,03
4000	0,234	0,232	0,82	0,0855	0,0921	7,19
5000	0,261	0,258	0,85	0,1265	0,1348	6,22
7000	0,289	0,286	0,88	0,2106	0,2219	5,07
10000	0,318	0,316	0,91	0,3589	0,3741	4,05
13000	0,349	0,346	0,95	0,5606	0,5770	2,84
16000	0,381	0,378	0,98	0,8283	0,8465	2,16
17223	0,414	0,410	1,01	1,0687	1,0894	1,90
Rata – rata error		0,69	Rata – rata error		8,81	

Tabel 4.4 Estimasi Nilai Temperatur antara Tube dengan Lapisan Oksida dan Vickers Hardness

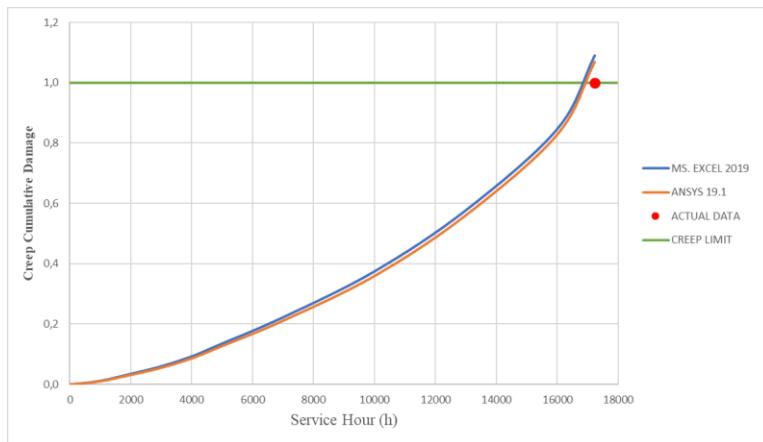
Service hour (h)	Temperatur antara Tube dengan Lapisan Oksida (°C)			Vickers Hardness (HV)		
	NUMERIK	ANALITIS	Persentase Perbedaan (%)	NUMERIK	ANALITIS	Persentase Perbedaan (%)
1	489,49	489,49	0,00	177,07	177,07	0,00
100	492,53	490,99	0,31	138,88	141,36	1,76
200	494,18	492,54	0,33	133,94	136,83	2,11
300	495,92	494,21	0,34	129,63	132,96	2,50
500	497,73	495,97	0,35	125,26	129,06	2,95
750	499,59	497,83	0,35	121,67	125,99	3,43
1000	501,71	499,77	0,39	118,73	123,53	3,89
1250	503,75	501,76	0,40	116,16	121,49	4,39

1500	505,95	503,79	0,43	113,31	119,17	4,92
2000	508,15	505,87	0,45	109,56	115,98	5,54
3000	510,44	508,04	0,47	105,75	112,77	6,23
4000	512,74	510,29	0,48	102,59	110,25	6,94
5000	515,16	512,61	0,50	99,20	107,50	7,72
7000	517,66	514,99	0,52	95,24	104,21	8,61
10000	520,21	517,47	0,53	91,50	101,19	9,57
13000	522,89	520,03	0,55	88,29	98,70	10,54
16000	525,57	522,65	0,56	85,78	96,93	11,50
17223	528,24	525,30	0,56	83,90	95,79	12,41
Rata – rata error			0,42	Rata – rata error		5,83

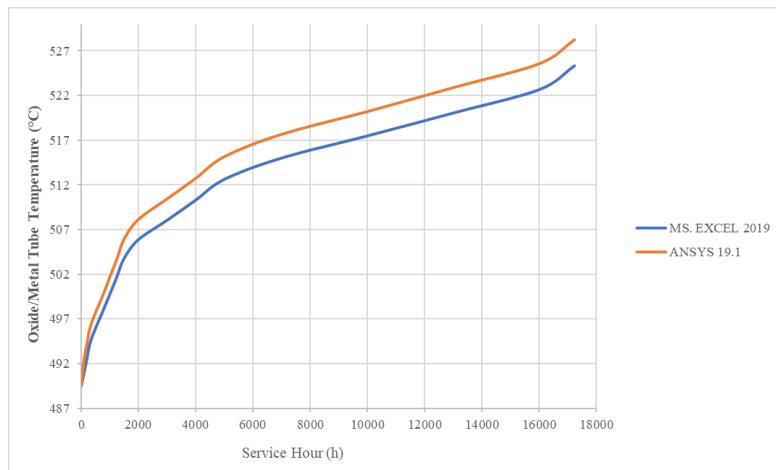
Berdasarkan tabel 4.3, estimasi nilai ketebalan lapisan oksida menggunakan metode numerik dan analitis diketahui memiliki perbedaan bernilai kurang dari 1%. Namun, hasil creep cumulative damage dari metode numerik dan analitis terdapat perbedaan kurang dari 9%. Selain itu, nilai – nilai temperatur permukaan tube dan *vickers hardness* pada tabel 4.4 memiliki nilai yang hampir sama antara dua metode. Pada temperatur antara *tube* dan lapisan oksida memiliki perbedaan 0,42% dan *vickers hardness* sebesar 5,83%. Secara keseluruhan, hasil estimasi menggunakan metode numerik dan analitis tidak memiliki perbedaan yang signifikan dibandingkan dengan metode pengujian yang dilakukan **Wira Hamadri (2019)**. Oleh karena itu, ini menunjukkan bahwa metode prediksi numerik dan analitis telah sesuai dengan hasil metode pengujian. Gambar 4.1 hingga 4.4 merupakan perbandingan antara hasil prediksi dan data aktual.



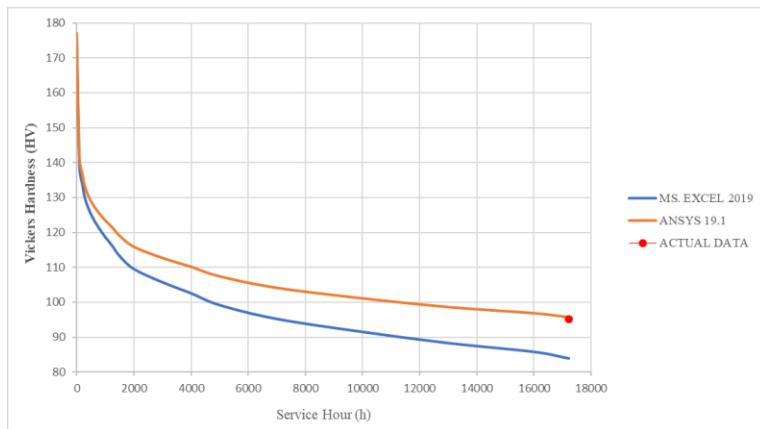
Gambar 4.1 Grafik Pertumbuhan Lapisan Oksida dengan Service Hour



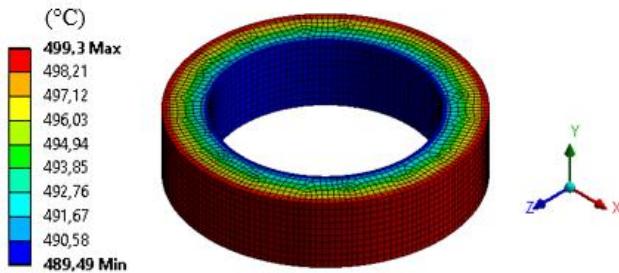
Gambar 4.2 Grafik Pertumbuhan Cumulative Creep Damage dengan Service Hour



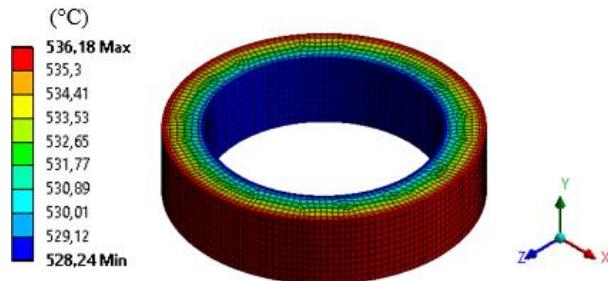
Gambar 4.3 Grafik Oxide/Metal Temperature



Gambar 4.4 Grafik Vickers Hardness dengan Service Hour



Gambar 4.5 Distribusi Temperatur pada Service Time 1 h



Gambar 4.6 Distribusi Temperatur pada Service Time 17223 h

Gambar 4.1 menunjukan pertumbuhan lapisan oksida pada kedua metode hingga tube tersebut gagal seperti data aktualnya. Gambar 4.2 menunjukkan perbandingan prediksi *cumulative creep damage* antara metode numerik dan analitis dengan data aktualnya. Gambar 4.3 menunjukan peningkatan temperatur pada permukaan lapisan oksida dengan permukaan metal tube. Adapun gambar 4.4 adalah grafik vickers hardness pada tube yang mengalami penurunan. Hasil simulasi distribusi temperatur pada tube saat awal operasi dapat dilihat pada gambar 4.5 dan saat gagal pada gambar 4.6. Perbandingan hasil antara metode numerik dan metode analitis dengan data aktual terdapat pada tabel 4.5 dan 4.6. Berdasarkan tabel 4.5, *cumulative creep damage* pada data aktual diasumsikan dengan nilai 1 dimana *tube superheater* mengalami kegagalan. Pada *service time* 17223 h, diketahui prediksi *cumulative creep damage* yang dihasilkan metode numerik dan analitis memiliki selisih yang sangat kecil dibandingkan dengan data aktual. Tabel 4.6 menunjukan bahwa metode numerik menghasilkan perbedaan sebesar 6% dari data aktual sementara metode analitis menghasilkan perbedaan sebesar 8%. Dapat dilihat bahwa prediksi umur yang dihasilkan oleh metode numerik dan analitis dengan data aktual memiliki perbedaan yang sangat kecil yang dilaporkan oleh PLTU Sebalang. Ini membuktikan penggunaakan metode numerik dengan ANSYS 19.1 dan metode analitis dengan MICROSOFT EXCEL 2019 untuk memprediksi sisa umur tube superheater dapat digunakan.

Tabel 4.5 Cumulative Creep Damage pada Failure Service Hour

Jenis Analisis	Cumulative Creep Damage	Failure Service Hour (h)
NUMERIK	1,0687	17.223
ANALITIS	1,0894	
Data Aktual	1	

Tabel 4.6 Persentase Perbedaan Hasil Analisis Umur Tube Superheater dengan Data Aktual

Persentase Perbedaan (%)		
	NUMERIK	ANALITIS
Aktual Data	6	8

Berdasarkan tabel 4.7, hasil prediksi antara metode numerik dan analitis dengan aktualnya memiliki perbedaan yang sangat kecil. Berdasarkan tabel 4.8, metode numerik memiliki persentase perbedaan sebesar 4,81% dan metode analitis memiliki persentase perbedaan 3,79% dari hasil metode pengujian.

Tabel 4.7 Ketebalan Lapisan Oksida pada Failure Service Hour

Jenis Analisis	Ketebalan Lapisan Oksida (mm)	Failure Service Hour (h)
NUMERIK	0,414	17.223
ANALITIS	0,410	
Data Aktual	0,395	

Tabel 4.8 Persentase Perbedaan Hasil Analisis Ketebalan Lapisan Oksida dengan Data Aktual

Persentase Perbedaan (%)		
	NUMERIK	ANALITIS
Aktual Data	4,81	3,79

Perbedaan persentase ini kurang dari 8% pada kedua metode untuk sisa umur dan ketebalan lapisan oksida *tube superheater* dapat dijadikan peringatan sebelum kegagalan terjadi. Metode iterasi yang dilakukan pada *software ANSYS 19.1* dapat digunakan untuk membantu *predictive maintenance tube superheater* di

PLTU Sebalang. Namun, direkomendasikan untuk mengatur rentang waktu pemeliharaan agar lebih sering untuk dapat lebih mengontrol pertumbuhan lapisan oksida dan sisa umur tabung. Teknisi atau tim maintenance harus melakukan pemeliharaan berupa inspeksi dan memantau kondisi lebih sering terutama pada rentang *service hour* yang berpotensi akan mengalami kegagalan. Selama periode itu, pengecekan kondisi *tube* juga penting dilakukan untuk mengidentifikasi adanya cacat dan *tube* sebelum terjadinya kegagalan.

4.3 Analisis Heat Flux Tube Superheater

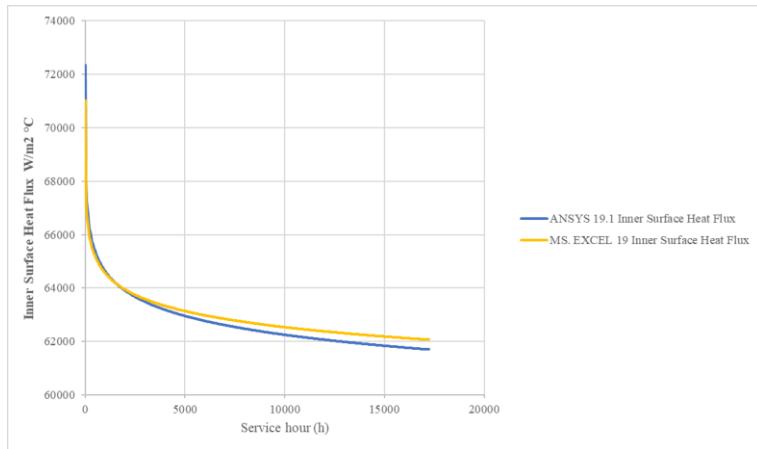
Selanjutnya dilakukan analisis terhadap heat flux pada superheater. Heat flux sendiri merupakan laju perpindahan panas yang melintasi area permukaan tube. Heat flux dapat dijadikan parameter untuk mengukur efisiensi panas yang dialami oleh tube. Terdapat tiga daerah analisis yang ditinjau, yaitu inner surface tube, oxide/metal tube, dan outer surface tube. Adapun contoh perhitungan heat flux pada inner surface tube adalah seperti persamaan 4.34 hingga 4.36 sebagai berikut :

$$q''_o = h_s(T_{s,0} - T_{\infty,1}) \dots \dots \dots \quad (4.34)$$

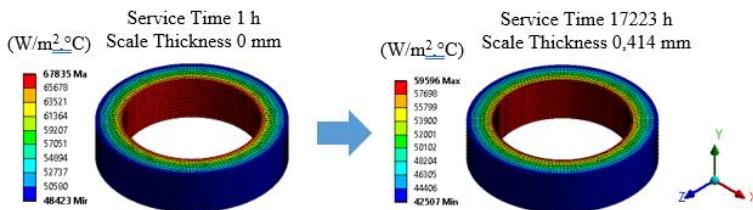
$$q''_o = 3629,54 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} (489,49 \text{ } ^\circ\text{C} - 470,8 \text{ } ^\circ\text{C}) \dots \dots \dots \quad (4.35)$$

$$q''_o = 67838,88 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} \dots \dots \dots \quad (4.36)$$

Berikut merupakan grafik inner surface heat flux terhadap service time pada tube superheater :



Gambar 4.7 Grafik Inner Surface Heat Flux dengan Service Time



Gambar 4.8 Distribusi Heat Flux pada Inner Surface Tube

Adapun contoh perhitungan heat flux pada oxide/metal tube adalah seperti persamaan 4.37 hingga 4.39 sebagai berikut :

$$q''_{oxide} = \frac{k_{oxide}(T_{s,1} - T_{s,0})}{r_1 \ln(\frac{r_1}{r_0})} \dots \quad (4.37)$$

$$q''_{oxide} = \frac{0,592 \text{ W/m}^{\circ}\text{C}(490,98^{\circ}\text{C} - 489,40^{\circ}\text{C})}{0,015013880 \text{ m} \ln(\frac{0,015013880 \text{ m}}{0,015 \text{ m}})} \dots \quad (4.38)$$

$$q''_{oxide} = 67456,97 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} \dots\dots\dots (4.39)$$

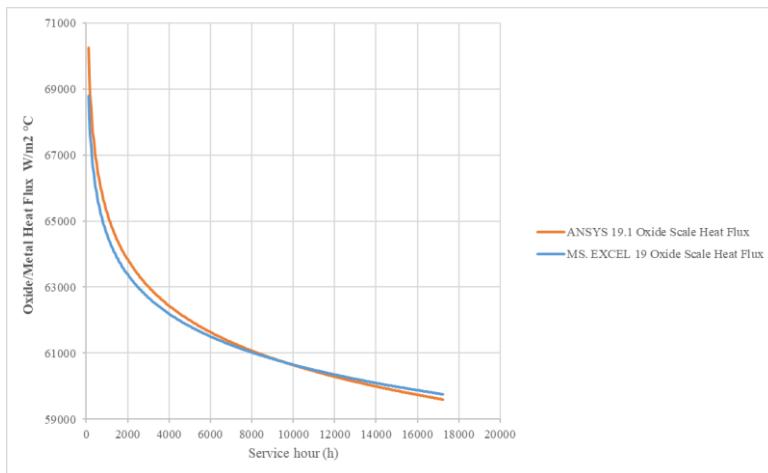
Dan contoh perhitungan heat flux pada outer surface tube adalah seperti persamaan 4.40 hingga 4.42 sebagai berikut :

$$q''_2 = h_g(T_{\infty,2} - T_{s,2}) \dots\dots\dots (4.40)$$

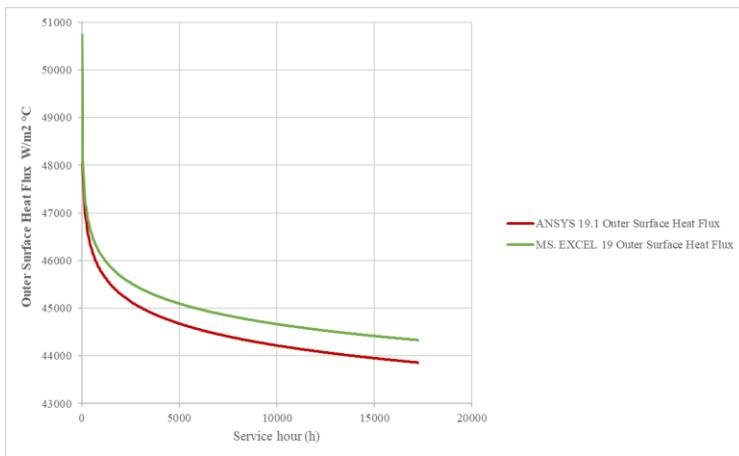
$$q''_2 = 3629,54 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} (489,49 \text{ } ^\circ\text{C} - 470,8 \text{ } ^\circ\text{C}) \dots(4.41)$$

$$q''_2 = 48228,14 \text{ W/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C} \dots\dots\dots (4.42)$$

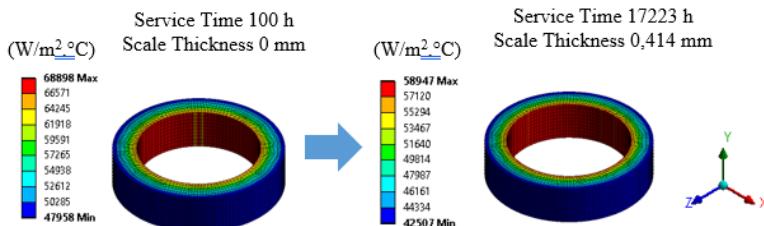
Gambar 4.9 dan 4.10 merupakan grafik oxide/metal surface dan outer surface heat flux terhadap service time pada tube superheater:



Gambar 4.9 Grafik Oxide/Metal Heat Flux dengan Service Time



Gambar 4.10 Grafik Outer Surface Heat Flux dengan Service Time



Gambar 4.11 Distribusi Heat Flux pada Oxide/Metal Surface dan Outer Surface

Tabel 4.9 Tabel Inner Surface dan Oxide/Metal Heat Flux pada metode analitis dan numerik

Sevice hour (h)	Heat Flux (W/m ² . °C)					
	Inner Surface			Oxide/Metal		
	ANALITIS	NUMERIK	Persentase Perbedaan (%)	ANALITIS	NUMERIK	Persentase Perbedaan (%)
1	67839	67835	0,01	0	0	0,00
100	67519	68898	2,00	67457	68898	2,09
200	67186	68154	1,42	67059	68154	1,61
300	66830	68111	1,88	66633	68111	2,17
500	66454	67610	1,71	66183	67610	2,11
750	66056	65722	0,51	65708	65722	0,02
1000	65642	65743	0,15	65214	65743	0,80
1250	65217	64819	0,61	64706	64682	0,04
1500	64782	65022	0,37	64187	65022	1,28
2000	64337	63875	0,72	63656	63567	0,14

3000	63873	64085	0,33	63103	64085	1,53
4000	63391	63639	0,39	62528	63639	1,75
5000	62897	62372	0,84	61938	61594	0,56
7000	62387	61832	0,90	61330	61191	0,23
10000	61857	61292	0,92	60699	61036	0,55
13000	61309	60706	0,99	60046	59638	0,68
16000	60749	60144	1,01	59379	58960	0,71
17223	60183	59596	0,99	58705	58947	0,41
Rata – rata error			0,04	Rata – rata error		0,67

Tabel 4.10 Tabel Outer Surface Heat Flux pada metode analitis dan numerik

Sevice hour (h)	Heat Flux (W/m ² . °C)		
	Outer Surface		
	ANALITIS	NUMERIK	Persentase Perbedaan (%)
1	48456	48423	0,07

100	48228	47958	0,56
200	47990	47704	0,60
300	47736	47441	0,62
500	47467	47165	0,64
750	47183	46881	0,64
1000	46887	46555	0,71
1250	46583	46246	0,72
1500	46273	45909	0,79
2000	45955	45575	0,83
3000	45624	45225	0,87
4000	45280	44872	0,90
5000	44926	44505	0,94
7000	44562	44123	0,99
10000	44184	43732	1,02
13000	43792	43326	1,07
16000	43392	42916	1,10
17223	42988	42507	1,12

Rata – rata error	0,79
-------------------	------

Berdasarkan ketiga grafik heat flux, yaitu pada grafik inner surface 4.8, grafik oxide/metal surface 4.9, dan grafik outer surface 4.10 dapat dilihat bahwa meningkatnya waktu penggunaan tube superheater tersebut maka heat flux pada seluruh daerah yang tinjau mengalami penurunan. Dengan demikian, dapat dikatakan bahwa lebih sedikit energi panas yang berpindah dari flue gas ke steam akibat makin menebalnya lapisan oksida yang terbentuk sehingga efisiensi panas yang bekerja mengalami penurunan.

4.4 Analisis Hoop Stress Tube Superheater

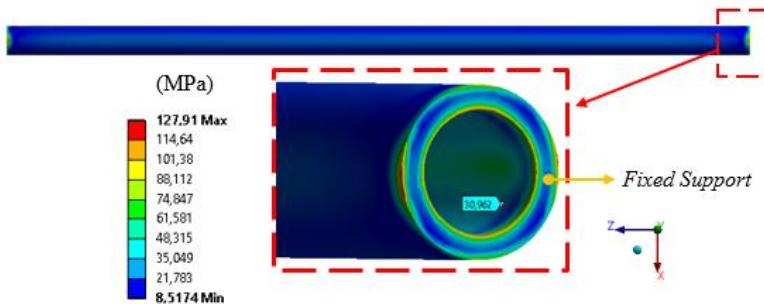
Tube superheater beroperasi dengan uap bertekanan tinggi, maka dari itu tube menerima tegangan yang disebut dengan *hoop stress*. Hoop stress berkaitan dengan tekanan yang bekerja pada dinding tube dan dimensi tube. Hoop stress yang tinggi dan temperatur yang meningkat maka akan mempercepat kerusakan *creep* yang terjadi. Adapun perhitungan hoop stress secara analitis dapat dilakukan menggunakan persamaan 4.43 hingga persamaan 4.45 sebagai berikut:

$$\sigma_h = p \frac{(r + \frac{h}{2})}{h} \dots \quad (4.43)$$

$$\sigma_h = 10,27 \text{ Mpa} \frac{(0,015 \text{ m} + \frac{0,021 \text{ m}}{2})}{0,021 \text{ m}} \dots \quad (4.44)$$

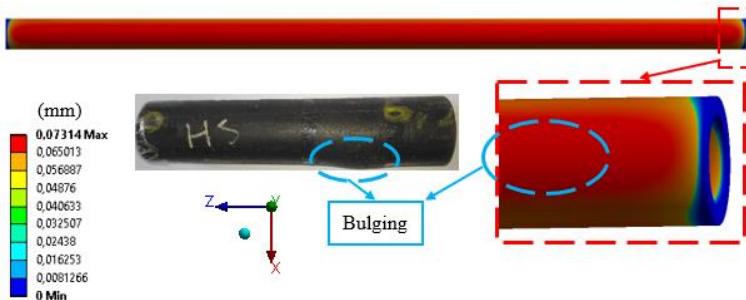
$$\sigma_b = 30,810 \text{ MPa} \dots \dots \dots \quad (4.45)$$

Selanjutnya dilakukan simulasi *finite element method* dengan analisis *static – structural* untuk melihat bulging yang terjadi pada tube superheater. Selain itu, simulasi tersebut juga dapat mengetahui deformasi dan stress yang terjadi pada tube. Gambar 4.12 merupakan hasil simulasi deformasi dan gambar 4.13 merupakan hasil simulasi stress yang terjadi pada tube.



Gambar 4.12 Hoop Stress pada Tube

Terlihat pada gambar 4.12 permukaan dalam tube memiliki tegangan kurang lebih 30 Mpa. Adapun nilai tegangan tertinggi pada tube tersebut berada pada *fixed support* tube tersebut dan nilai tegangan terendah pada permukaan luar tube. Sedangkan pada gambar 4.13 terlihat bulging serupa dengan kondisi aktual dimana tube mengalami *localized bulging*. Hal tersebut dapat terjadi di sepanjang bagian komponen yang mengalami deformasi paling besar.



Gambar 4.13 Deformasi pada Tube

4.5 Efek Ketebalan Tube

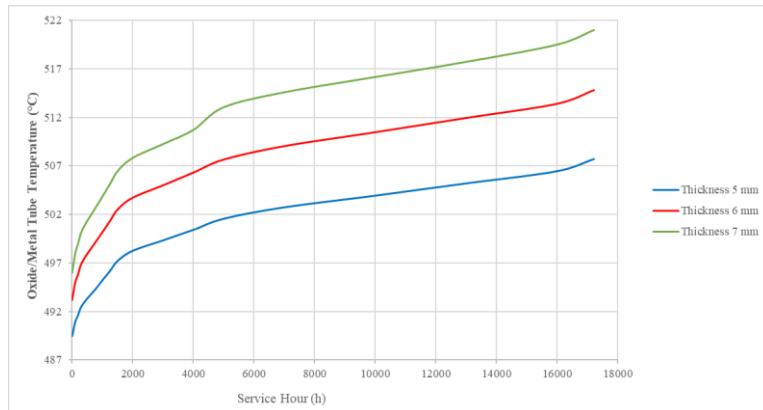
Terdapat beberapa model dengan jari – jari permukaan luar yang berbeda seperti pada tabel 4.11 dimana model 1 memiliki jari – jari permukaan luar sesuai dimensi asli tube. Perbedaan jari – jari ini akan mempengaruhi koefisien konveksi yang dihasilkan flue gas dalam proses perpindahan panas. Adapun parameter – parameter lain yang digunakan sama pada tiap modelnya.

Tabel 4.11 Tabel parameter model untuk menganalisis ketebalan tube

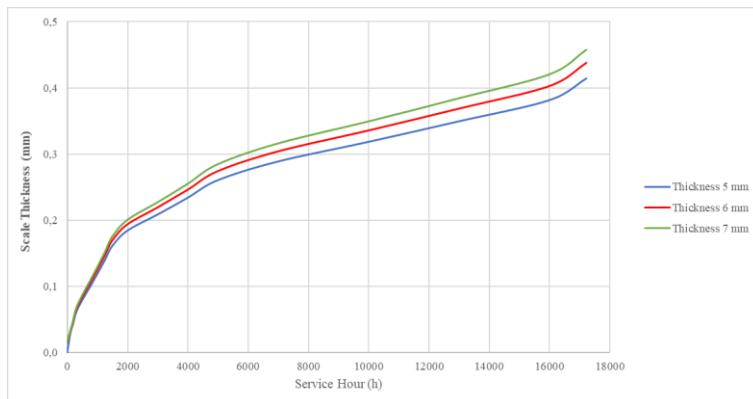
	Model 1	Model 2	Model 3
Inner Radius (m)	0,016	0,016	0,016
Outer Radius (m)	0,021	0,031	0,041
Temperatur Steam, T_s (°C)	470,8	470,8	470,8
Temperatur Flue Gas, T_g (°C)	801,1	801,1	801,1
Konveksi Koefisien Steam, h_s (W/(m ² .°C))	3.629,54	3.629,54	3.629,54
Konveksi Koefisien Flue Gas, h_g (W/(m ² .°C))	160,56	139,08	125,91
Steam Mass Flow Rate, \dot{m}_s (kg/h)	3276	3276	3276

Tube dengan jari – jari luar yang besar atau memiliki ketebalan lebih besar akan mempengaruhi nilai koefisien konveksi pada flue gas tersebut dan proses perpindahan panas yang terjadi. Berdasarkan gambar 4.14, dapat dilihat bahwa tube yang memiliki ketebalan lebih besar akan menghasilkan temperatur yang lebih besar dan mempercepat terbentuknya lapisan oksida seperti pada gambar 4.15 dan gambar 4.16 untuk distribusi temperaturnya. Pada model 3, kenaikan temperatur sangat signifikan terlihat pada tube.

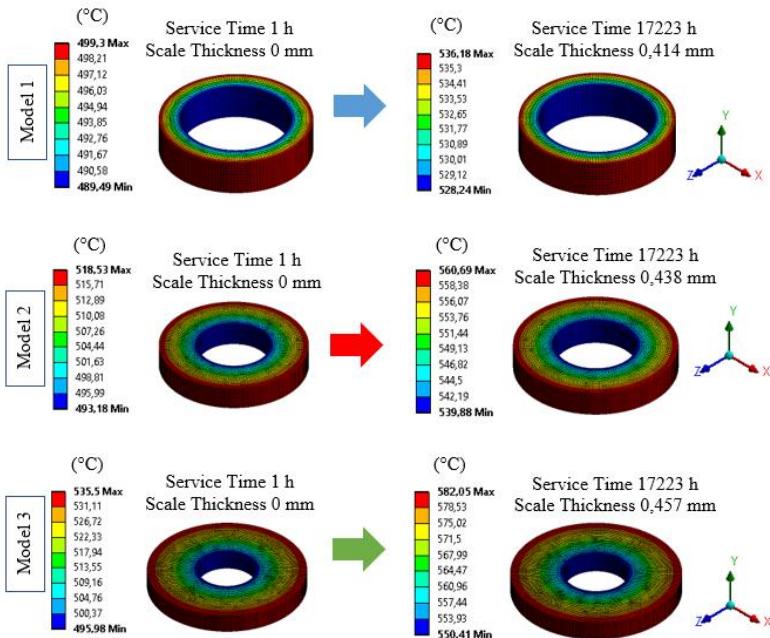
Pada waktu yang bersamaan, kenaikan lapisan oksida juga meningkat pada tube yang memiliki ketebalan lebih besar.



Gambar 4.14 Grafik Oxide/Metal Temperature dengan Service Time pada thickness tube yang berbeda

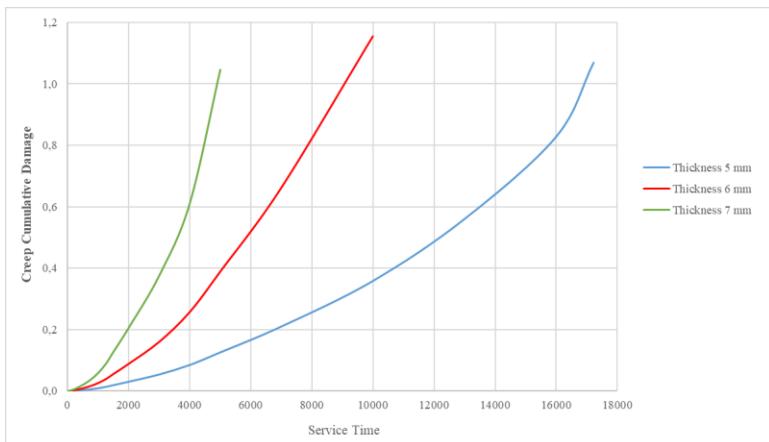


Gambar 4.15 Grafik Scale Thickness dengan Service Time pada thickness tube yang berbeda



Gambar 4.16 Distribusi temperatur pada thickness tube yang berbeda

Berdasarkan gambar 4.17, tube yang mengalami ketebalan lebih tebal akan mengalami kegagalan prematur lebih cepat dibanding tube yang memiliki ketebalan normal saat beroperasi yang direpresentasikan pada cumulative creep damage yang meningkat lebih awal hingga bernilai 1 atau lebih. Hal tersebut dapat dilihat dari gambar 4.17, tube dengan ketebalan 7 mm akan mengalami kegagalan prematur karena temperatur pada permukaan tube tersebut semakin tinggi. Hal tersebut diikuti dengan tube yang memiliki ketebalan 6 mm dan 5 mm seperti kondisi normal.



Gambar 4.17 Cumulative creep damage pada thickness tube yang berbeda

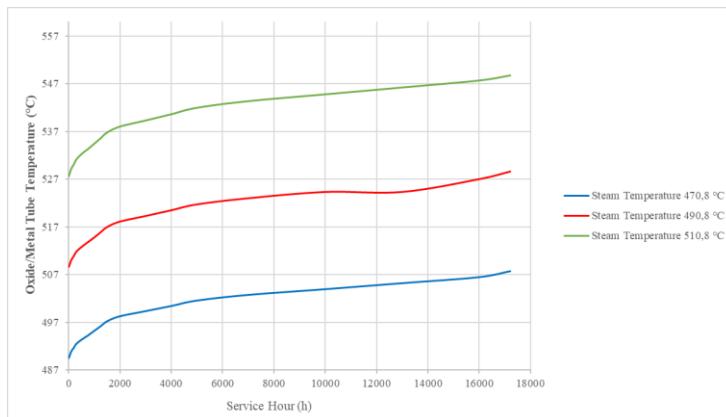
4.6 Efek Steam Temperature

Proses perpindahan panas dipengaruhi oleh temperatur yang bekerja pada proses tersebut. Temperatur tersebut mempengaruhi sifat – sifat termal pada fluida yang digunakan. Dalam sub-bab ini parameter yang digunakan sebagai tinjauan penilitian salah satunya adalah steam temperatur. Temperatur pada steam yang ditinjau adalah 470,8 °C (kondisi operasi), 490,8 °C, dan 510,8 °C. Adapun parameter untuk tiap model dapat dilihat pada tabel 4.12.

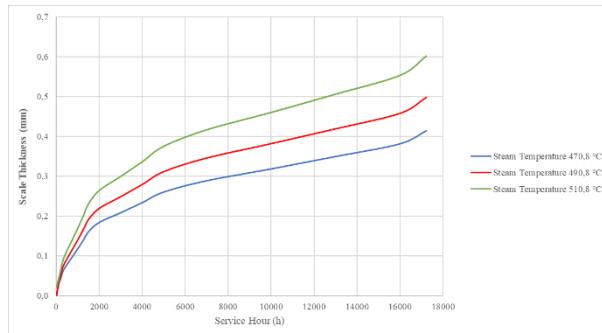
Tabel 4.12 Tabel parameter model untuk menganalisis steam temperature

	Model 1	Model 4	Model 5
Inner Radius (m)	0,016	0,016	0,016
Outer Radius (m)	0,021	0,021	0,021
Temperatur Steam, T_s (°C)	470,8	490,8	510,8
Temperatur Flue Gas, T_g (°C)	801,1	801,1	801,1

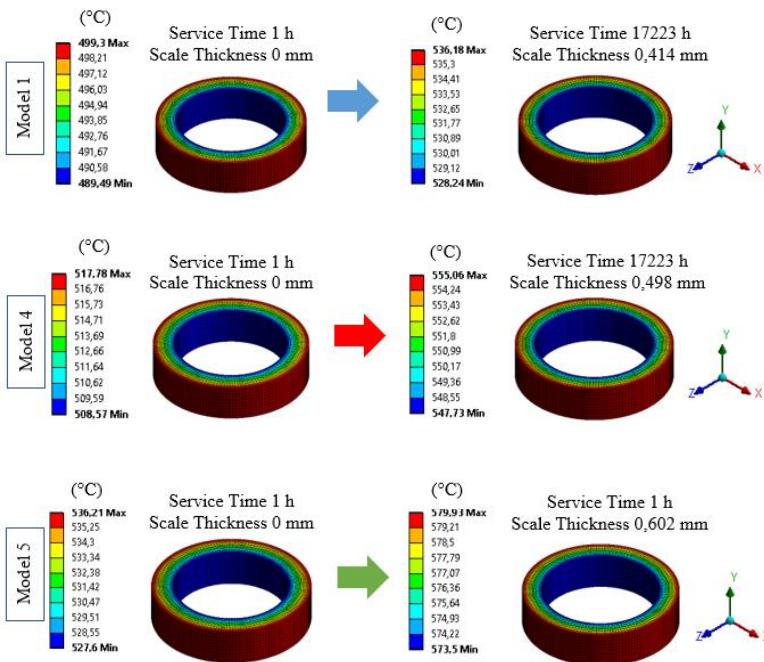
Konveksi Steam, h_s (W/(m ² .°C))	3.629,54	3.584,13	3.544,91
Konveksi Koefisien Flue Gas, h_g (W/(m ² .°C))	160,56	160,56	160,56
Steam Mass Flow Rate, \dot{m}_s (kg/h)	3276	3276	3276



Gambar 4.18 Grafik Oxide/Metal Temperature dengan Service Time pada steam temperature yang berbeda



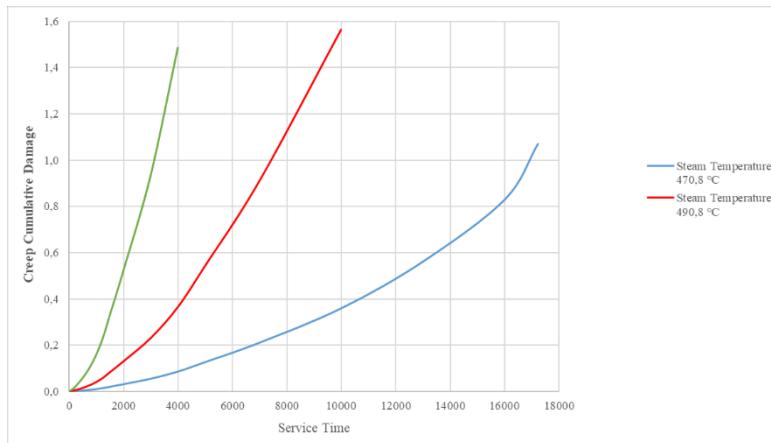
Gambar 4.19 Grafik Scale Thickness dengan Service Time pada steam temperature yang berbeda



Gambar 4.20 Distribusi temperatur pada steam temperature yang berbeda

Pada grafik 4.18 terlihat bahwa semakin meningkatnya temperatur pada steam akan meningkatkan temperatur yang diterima oleh tube. Dengan meningkatnya temperatur pada tube, maka akan mempercepat terbentuknya lapisan oksida pada permukaan dalam seperti pada grafik 4.19. Pada ketiga model tersebut, model 5 merupakan model yang mengalami peningkatan temperatur lebih besar dibanding model 1 dan model 4. Hal tersebut karena model 5 memiliki temperatur steam yang paling besar yaitu 510,1 °C. Hasil simulasi distribusi pada tiap model

dapat dilihat pada gambar 4.20 berawal dari kondisi awal operasi hingga tube tersebut mengalami kegagalan.



Gambar 4.21 Cumulative creep damage pada steam temperature yang berbeda

Berdasarkan gambar 4.21, tube yang beroperasi dengan temperatur steam yang lebih tinggi akan mengalami kegagalan prematur lebih cepat dibanding tube yang beroperasi dengan temperatur sesuai kondisi operasi normal yang direpresentasikan pada cumulative creep damage yang meningkat lebh awal hingga bernilai 1 atau lebih. Hal tersebut dapat dilihat dari gambar 4.21, tube yang bekerja dengan temperatur steam 510,8°C akan mengalami kegagalan premature karena temperatur pada permukaan tube tersebut semakin tinggi. Hal tersebut diikuti dengan tube yang beroperasi pada temperatur steam 490,8°C dan 470,8°C seperti kondisi normal.

4.7 Efek Flue Gas Temperature

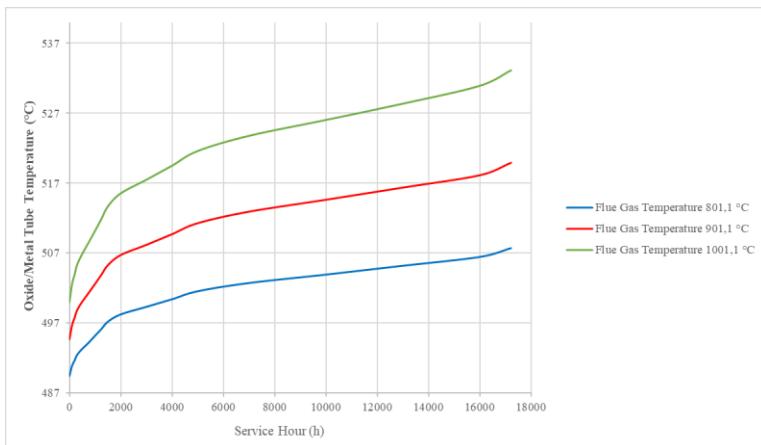
Proses perpindahan panas dipengaruhi oleh temperatur pada fluida yang bekerja. Temperatur tersebut mempengaruhi sifat – sifat termal pada fluida yang digunakan. Dalam sub-bab ini

parameter yang digunakan sebagai tinjauan penilitian adalah flue gas temperature. Temperatur pada flue gas yang ditinjau adalah 801,1°C (kondisi operasi), 901,1°C, dan 1001,1°C. Adapun parameter – parameter lainnya menggunakan kondisi operasi di PLTU Sebalang.

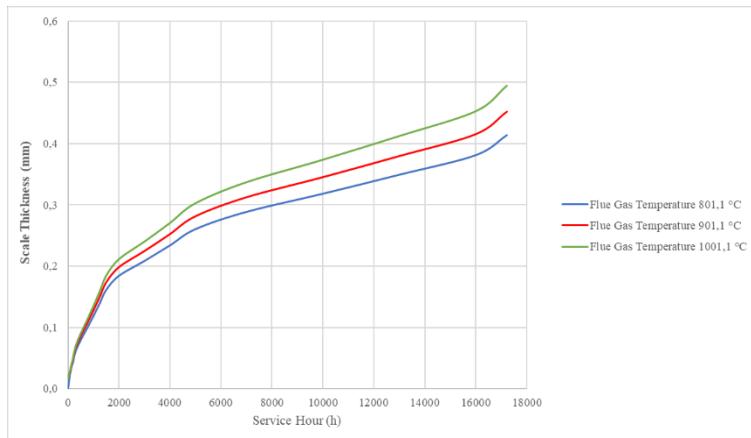
Terdapat beberapa model dengan temperatur flue gas yang berbeda seperti pada tabel 4.13 dimana model 7 memiliki temperatur flue gas yang lebih besar dari model 6 dan model 1. Perbedaan temperatur pada flue gas ini akan mempengaruhi koefisien konveksi yang dihasilkan flue gas dalam proses perpindahan panas. Parameter – parameter lain seperti kondisi steam dan geometri sesuai dengan kondisi operasi.

Tabel 4.13 Parameter model untuk menganalisis flue gas temperature

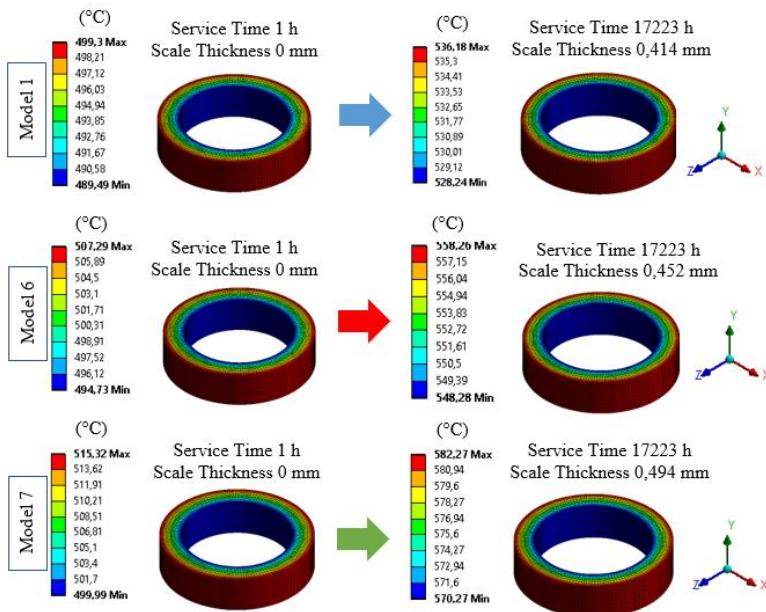
	Model 1	Model 6	Model 7
Inner Radius (m)	0,016	0,016	0,016
Outer Radius (m)	0,021	0,021	0,021
Temperatur Steam, T_s (°C)	470,8	470,8	470,8
Temperatur Flue Gas, T_g (°C)	801,1	901,1	1001,1
Konveksi Koefisien Steam, h_s (W/(m ² .°C))	3.629,54	3.629,54	3.629,54
Konveksi Koefisien Flue Gas, h_g (W/(m ² .°C))	160,56	157,52	155,80
Steam Mass Flow Rate, \dot{m}_s (kg/h)	3276	3276	3276



Gambar 4.22 Grafik Oxide/Metal Temperature dengan Service Time pada flue gas temperature yang berbeda

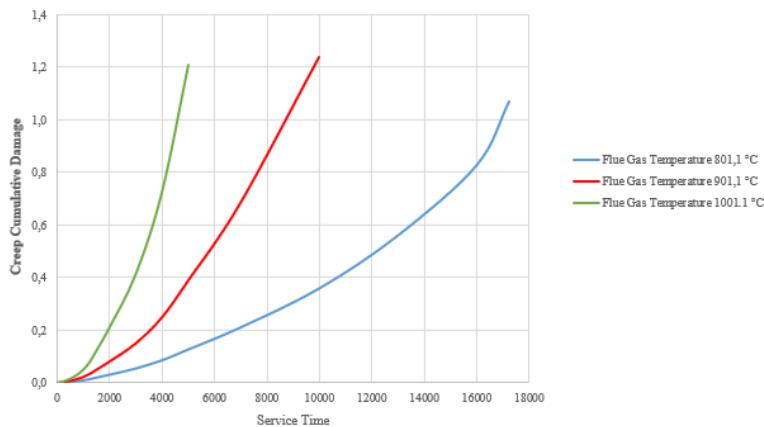


Gambar 4.23 Grafik Scale Thickness dengan Service Time pada flue gas temperature yang berbeda



Gambar 4.24 Distribusi Temperatur pada flue gas temperature yang berbeda

Pada grafik 4.22 terlihat bahwa semakin meningkatnya temperatur pada flue gas akan meningkatkan temperatur yang diterima oleh tube. Dengan meningkatnya temperatur permukaan dalam tersebut, maka akan mempercepat terbentuknya lapisan oksida pada permukaan dalam seperti pada grafik 4.23. Pada ketiga model tersebut, model 7 merupakan model yang mengalami peningkatan temperatur lebih besar dibanding model 1 dan model 6. Hal tersebut karena model 7 memiliki temperatur flue gas yang paling besar yaitu 1001,1 °C. Hasil simulasi distribusi pada tiap model dapat dilihat pada gambar 4.24 berawal dari kondisi awal operasi hingga tube tersebut mengalami kegagalan.



Gambar 4.25 Cumulative creep damage pada flue temperature yang berbeda

Berdasarkan gambar 4.25, tube yang beroperasi dengan temperatur flue gas yang lebih tinggi akan mengalami kegagalan prematur lebih cepat dibanding tube yang beroperasi dengan temperatur sesuai kondisi operasi normal yang direpresentasikan pada cumulative creep damage yang meningkat lebih awal hingga bernilai 1 atau lebih. Hal tersebut dapat dilihat dari gambar 4.25, tube yang bekerja dengan temperatur flue gas 1001,1°C akan mengalami kegagalan premature karena temperatur pada permukaan tube tersebut semakin tinggi. Hal tersebut diikuti dengan tube yang beroperasi pada temperatur steam 901,1°C dan 801,1°C seperti kondisi normal.

4.8 Pembahasan

Penelitian dilakukan menggunakan dua metode, yaitu metode analitis dan numerik. Pada kedua metode tersebut, kegagalan tube superheater terjadi saat cumulative creep damage mencapai nilai 1. Adapun cumulative creep damage untuk metode numerik adalah 6% sedangkan metode analitis adalah 8% saat service time mencapai 17223 h dimana service hour tersebut merupakan data aktual tube superheater mengalami kegagalan. Akurasi prediksi

kegagalan tube superheater tersebut dipengaruhi oleh prediksi temperatur yang terjadi pada permukaan dalam tube. Temperatur permukaan dalam tube tersebut akan mempengaruhi pertumbuhan lapisan oksida. Meningkatnya ketebalan lapisan oksida ini akan mengurangi ketebalan tube.

Ketebalan lapisan oksida pada kedua metode memiliki perbedaan hasil rata – rata sebesar 0,69%. Perbedaan data aktual ketebalan lapisan oksida dengan metode numerik memiliki perbedaan hasil 4,81% yaitu 0,414 mm dan metode numerik sebesar 3,79% yaitu 0,410 mm sedangkan data aktual sebesar 0,395 mm. Semakin besarnya lapisan oksida ini akan mengurangi ketebalan tube dengan menggerus permukaan dalam tube.

Akibat berkurangnya ketebalan tube tersebut maka akan meningkatkan hoop stress yang dialami tube dan temperatur pada metal tube akan meningkat saat lapisan oksida terbentuk terus menerus dimana hal tersebut meningkatkan tahanan termal pada permukaan. Pada analisis temperatur permukaan dalam, metode numerik dan analitis memiliki rata – rata perbedaan hasil sebesar 0,42%. Selanjutnya pada vickers hardness, terdapat rata – rata perbedaan hasil sebesar 5,83% pada metode numerik dan analitis. Selanjutnya heat flux yang terjadi pada tube, baik itu pada inner surface, oxide/metal tube, dan outer surface mengalami penurunan. Hal tersebut diakibatkan oleh berkurangnya ketebalan tube dan meningkatnya temperatur yang diterima oleh tube tersebut.

Adapun secara numerik, dengan meningkatnya ketebalan tube akan mengurangi koefisien konveksi pada flue gas. Dengan demikian, temperatur dan ketebalan lapisan oksida akan meningkat apabila menggunakan tube dengan ketebalan yang besar. Steam temperatur yang beroperasi juga mempengaruhi umur dari tube tersebut, karena semakin meningkatnya temperatur pada steam maka mengurangi koefisien konveksi pada steam. Dengan berkurangnya koefisien konveksi pada steam, maka akan meningkatkan temperatur dan semakin cepat terbentuknya lapisan oksida. Hal tersebut juga dapat terjadi apabila temperatur pada flue gas yang bekerja meningkat saat beroperasi, dimana hal tersebut

akan merunkan koefisien konveksi pada flue gas sehingga akan meningkatkan temperatur yang diterima tube dan mempercepat terbentuknya lapisan oksida yang akan membuat tube tersebut mengalami kegagalan prematur.

BAB V

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan dari assessment remaining life tube superheater pada CFB Boiler dengan Finite Element Method yang telah dilakukan, dapat disimpulkan beberapa hal pada penelitian ini. Diantaranya adalah sebagai berikut :

1. Hasil pada metode numerik dan analitis menunjukkan kegagalan pada service time 17223 h dimana service time tersebut merupakan aktual service time tube superheater tersebut mengalami kegagalan yang direpresentasikan *cumulative creep damage* bernilai 1 atau lebih dengan keakuratan metode numerik 6% dan metode analitis 8% dari data aktual.
2. Tube tersebut mengalami kegagalan pada temperatur permukaan dalam 528,24 °C secara numerik dan 525,30 °C secara analitis dengan ketebalan lapisan oksida pada metode numerik sebesar 0,414 mm dan metode analitis 0,410 mm dimana data aktualnya 0,395 mm. Perbedaan hasil prediksi ketebalan lapisan oksida untuk metode numerik sebesar 4,81% dan analitis sebesar 3,79%. Sedangkan vickers hardness saat terjadi kegagalan pada metode numerik sebesar 95,79 HV dan metode analitis sebesar 83,90 HV dimana data aktualnya 95 HV. Selanjutnya, hoop stress pada tube superheater sebesar 30 Mpa hingga tube tersebut mengalami lokalisasi bulging seperti data aktual. Heatflux pada seluruh permukaan tube mengalami penurunan sejak mulai beroperasi akibat terbentuknya lapisan oksida yang mengganggu transfer energi dari flue gas ke steam hingga tube tersebut mengalami kegagalan. Rata – rata perbedaan hasil heat flux antara metode numerik dan analitis pada permukaan dalam sebesar 0,99%, permukaan oxide/metal tube sebesar 0,67% dan permukaan luar sebesar 0,79%.

3. Hasil variasi geometri tube dengan ketebalan 5 mm, 6 mm dan 7 mm menunjukkan tube yang memiliki ketebalan paling tebal, yaitu 7 mm akan mengalami kegagalan prematur yang lebih cepat. Selanjutnya, untuk hasil variasi temperatur steam dengan temperatur $470,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, $490,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ dan $510,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ menunjukkan tube yang beroperasi dengan temperatur steam yang paling tinggi, yaitu $510,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ akan mengalami kegagalan prematur yang lebih cepat. Sedangkan, untuk hasil variasi temperatur flue gas dengan temperatur $801,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, $901,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ dan $1001,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ menunjukkan tube yang beroperasi dengan temperatur flue gas yang paling tinggi, yaitu $1001,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ akan mengalami kegagalan prematur yang lebih cepat.

DAFTAR PUSTAKA

1. Kementerian ESDM. 2017.
2. Database PLTU Sebalang.
3. Hamadri, W. 2019. *Analisis Kegagalan Low Temperature Superheater (LTS) Tube Pada Circulating Fluidized Bed (CFB) Boiler*. Surabaya : Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
4. Purbolaksono, J., Khinani, A., Rashid, A. Z., Ali, A. A., Nordin, N. F., 2009. *Prediction of oxide scale growth in superheater and reheater tubes*. Corrosion Science.
5. Steingress, F. M., 1970. Low Pressure Boilers 1st edition. United States of America : American Technical Society.
6. Spirax – Sarco. 2011. *The Steam and Condensate Loop*. United Kingdom : Spirax – Sarco Limited.
7. Basu, Prabir. 2015. *Circulating Fluidized Bed Boiler: Design, Operation and Maintenance*. Switzerland : Springer International.
8. Jones, D. R. H. 2004. *Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes*. Engineering Failure Analysis.
9. Psyllaki, P. P., Pantazopoulos, G. and Lefakis, H. 2009. *Metallurgical evaluation of creep – failed superheater tubes*. Engineering Failure Analysis.

10. Lande, B. V., Sonde, V. M., Undirwade, S. K., Andhare, A. M. 2011. *Experimental Investigation & Analysis to Reduce Boiler Tube Failure in Thermal Power Plant*. International Journal of Engineering Research and Technology.
11. Purbolaksono, J., Ahmad, J. Khinani, A., Ali, A. A., Nordin N. F. 2010. *Failure case studies of SA213 – T22 steel tubes of boiler through computer simulations*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries.
12. Callister, Jr. W. D and Rethwisch D. G. 2013. *Materials Science and Engineering An Introduction 9E*. United States of America : Wiley.
13. Incropera, F.P, Dewitt, D. P., Bergman, T. L., Lavine, A. S. 2011. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer 6th Edition*. New Jersey : John Wiley & Sons, Inc.
14. Ang, W. B. 2013. Development of Iterative Analytical Procedure for Boiler Tube Analysis in MATLAB. Malaysia : Universiti Tunku Abdul Rahman.
15. ASTM A-213.
16. Cane, B. J., Aplin, P. F., and Brear J. M. 1985. *A Mechanistic Approach to Remanent Creep Life Assessment of Low Alloy Ferritic Components Based on Hardness Measurement*. J. Pressure Vessel Technology.
17. Edwin, L. C. S. 2013. *Evaluation of High Temperatur Boiler Tubes Using Iterative Analytical Approach*. Malaysia : Universiti Tunku Abdul Rahman.

18. Ganapathy, V. 2003. *Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators: Design, Applications, and Calculations.* New York : Marcel Dekker, Inc.
19. Port, R. D., Herro, H. M. 1991. *The Nalco Guide to Boiler Failure Analysis.* Nalco Chemical Company.
20. Rahman, M. M., Purbolaksono, J. and Ahmad, J. 2010. *Root cause failure analysis of a division wall superheater tube of a coal – fired power station.* Engineering Failure Analysis.
21. Rehn, I. M., Apblett, W. 1981. *Corrosion Problems in Coal Fired Fossil Boiler Superheater and Reheater Tubes.* California : Electric Power Research Institute.
22. Smith, G. V. 1973. *Evaluation of the Elevated Temperature Tensile and Creep Rupture Properties of 1,5Cr-1,5Mo, 1Cr-1,5Mo, and 1,25Cr-1,5Mo – Si Steels.* United States of America : American Society for Testing and Materials.
23. Viswanathan, R., Gehl, S., Paterson, S. R. and Grunloh, H. 1994. *Life assessment of superheater / reheater tubes in fossil boilers.* Journal of Pressure Vessel Technology.
24. Xu, L. J., Khan, J. A. and Chen, Z. H. 2000. *Thermal load deviation model for superheater and reheater of a utility boiler.* Applied Thermal Engineering.