

SURAT KETERANGAN
MELAKUKAN KEGIATAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
No. 110/C.02.01/LP2M/II/2019

Yang bertanda tangan di bawah ini,

Nama : Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
Jabatan : Kepala
Unit Kerja : LP2M-Itenas
JL. P.K.H. Mustafa No.23 Bandung

Menerangkan bahwa,

Nama	NPP	Jabatan
Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D.	940904	Tenaga Ahli

Telah melakukan kegiatan Pengabdian kepada Masyarakat sebagai berikut :

Nama Kegiatan : Analisa Kegagalan pada Secondary Superheater Tube PLTU Suralaya
Tempat : PT. Indonesia Power Unit Pembangkit Suralaya, Cilegon, Banten
Waktu : 15 November 2018
Sumber Dana : PT. Indonesia Power

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Bandung, 22 Februari 2019

Lembaga Penelitian dan Pengabdian
kepada Masyarakat (LP2M) Itenas
Kepala,



litenas
LPPM

Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
NPP 960604



SURAT TUGAS
No. 794/J.16.01/LP2M/XI/2018

Yang bertanda tangan dibawah ini,

Nama : Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
Jabatan : Kepala
Unit Kerja : LP2M-ITENAS
JL. PHH Mustafa No. 23 Bandung

Menerangkan bahwa :

Nama	NPP	Jabatan
Prof. Meilinda Nurbanasari, S.T., M.T., Ph.D.	940904	Dosen

Ditugaskan untuk melakukan,

Kegiatan : Kajian tentang Remaining Life Assesment Boiler Tube Pembangkit
Unit 7
Sebagai : Tenaga Ahli
Tempat : PT. Indonesia Power UP. Suralaya
Hari/Tanggal : Kamis/15 November 2018

Demikian surat tugas ini dibuat untuk dipergunakan sebagaimana mestinya.

Bandung, 13 November 2018
Lembaga Penelitian dan Pengabdian
kepada Masyarakat (LPPM) Itenas
Kepala,



itenas
LPPM

Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
NPP. 960604

Tembusan Yth :

1. Dekan FTI
2. Ketua Jurusan Teknik Mesin
3. Kepala Kepegawaian

Halaman Pengesahan

Judul : Analisa Kegagalan pada Secondary Superheater Tube PLTU Suralaya
Pelaksana (Tenaga Ahli)

Nama Lengkap : Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D

NPP : 940904

Jabatan/Golongan : Guru Besar / 4D

Jurusan/ Fakultas : Teknik Mesin/FTI

Bidang Keahlian : Material Teknik

Alamat Kantor : Jl. PHH. Mustapha no.23, Kota : Bandung 40124

Alamat Rumah : Taman Bumi Prima E5, Jl. Pasantren, Cibabat, Cimahi 40513

E-mail : meilinda@itenas.ac.id

Telepon : 08164870150

Lokasi Kegiatan : PT. Indonesia Power Unit Pembangkit Suralaya, Cilegon, Banten

Luaran yang dihasilkan :

- Menemukan penyebab terjadinya kegagalan
- Memberikan rekomendasi kepada Perusahaan agar kegagalan serupa tidak terjadi lagi di masa mendatang

Biaya yang Diberikan LPPM ITENAS : -

Bandung, 7 Februari 2019

Mengetahui,

Lembaga Penelitian dan
Pengabdian kepada Masyarakat (LPPM) Itenas
Kepala,



Dr. Tarsisius Kristyadi, Ir.,MT

Pelaksana/Tenaga Ahli



Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D



SURAT KETERANGAN
MELAKUKAN KEGIATAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT
INSTITUT TEKNOLOGI NASIONAL
No. 110/C.02.01/LP2M/II/2019

Yang bertanda tangan di bawah ini,

Nama : Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
Jabatan : Kepala
Unit Kerja : LP2M-Itenas
JL. P.K.H. Mustafa No.23 Bandung

Menerangkan bahwa,

Nama	NPP	Jabatan
Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D.	940904	Tenaga Ahli

Telah melakukan kegiatan Pengabdian kepada Masyarakat sebagai berikut :

Nama Kegiatan : Analisa Kegagalan pada Secondary Superheater Tube PLTU Suralaya
Tempat : PT. Indonesia Power Unit Pembangkit Suralaya, Cilegon, Banten
Waktu : 15 November 2018
Sumber Dana : PT. Indonesia Power

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Bandung, 22 Februari 2019

Lembaga Penelitian dan Pengabdian
kepada Masyarakat (LP2M) Itenas
Kepala,



litenas
ILPPM

Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
NPP 960604



SURAT TUGAS
No. 794/J.16.01/LP2M/XI/2018

Yang bertanda tangan dibawah ini,

Nama : Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
Jabatan : Kepala
Unit Kerja : LP2M-ITENAS
JL. PHH Mustafa No. 23 Bandung

Menerangkan bahwa :

Nama	NPP	Jabatan
Prof. Meilinda Nurbanasari, S.T., M.T., Ph.D.	940904	Dosen

Ditugaskan untuk melakukan,

Kegiatan : Kajian tentang Remaining Life Assesment Boiler Tube Pembangkit
Unit 7
Sebagai : Tenaga Ahli
Tempat : PT. Indonesia Power UP. Suralaya
Hari/Tanggal : Kamis/15 November 2018

Demikian surat tugas ini dibuat untuk dipergunakan sebagaimana mestinya.

Bandung, 13 November 2018
Lembaga Penelitian dan Pengabdian
kepada Masyarakat (LPPM) Itenas
Kepala,



itenas
LPPM

Dr. Tarsisius Kristyadi, S.T., M.T.
NPP. 960604

Tembusan Yth :

1. Dekan FTI
2. Ketua Jurusan Teknik Mesin
3. Kepala Kepegawaian

Halaman Pengesahan

Judul : Analisa Kegagalan pada Secondary Superheater Tube PLTU Suralaya
Pelaksana (Tenaga Ahli)

Nama Lengkap : Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D

NPP : 940904

Jabatan/Golongan : Guru Besar / 4D

Jurusan/ Fakultas : Teknik Mesin/FTI

Bidang Keahlian : Material Teknik

Alamat Kantor : Jl. PHH. Mustapha no.23, Kota : Bandung 40124

Alamat Rumah : Taman Bumi Prima E5, Jl. Pasantren, Cibabat, Cimahi 40513

E-mail : meilinda@itenas.ac.id

Telepon : 08164870150

Lokasi Kegiatan : PT. Indonesia Power Unit Pembangkit Suralaya, Cilegon, Banten

Luaran yang dihasilkan :

- Menemukan penyebab terjadinya kegagalan
- Memberikan rekomendasi kepada Perusahaan agar kegagalan serupa tidak terjadi lagi di masa mendatang

Biaya yang Diberikan LPPM ITENAS : -

Bandung, 7 Februari 2019

Mengetahui,

Lembaga Penelitian dan
Pengabdian kepada Masyarakat (LPPM) Itenas
Kepala,



Dr. Tarsisius Kristyadi, Ir.,MT

Pelaksana/Tenaga Ahli



Prof. Meilinda Nurbanasari, Ph.D

**ANALISA KEGAGALAN DAN REMAINING LIFE ASSESSMENT
BOILER TUBE UNIT 7**

DAFTAR ISI

PENDAHULUAN	iv
I. ANALISIS KEGAGALAN <i>SUPERHEATER TUBE</i>	1
I.1 Metode Investigasi	1
I.1.1 Studi Literatur dan Preparasi Spesimen	1
I.1.2 Pengamatan Secara Makroskopis	1
I.1.3 Verifikasi Jenis Material Tube	2
I.1.4 Analisa kegagalan tube	2
I.1.5 Perhitungan Prediksi Sisa Umur Pakai	2
I.2 Metode Pengujian	3
I.2.1 Pengujian komposisi kimia	3
I.2.2 Pengujian metalografi	3
I.2.3 Pengujian kekerasan	3
I.2.4 Pengujian creep	3
I.3 Hasil Pengujian dan Analisa	4
I.3.1 Inspeksi Visual dan Ketebalan	4
I.3.2 Verifikasi material tube	8
I.3.3 Hasil Pengujian Creep	11
I.3.4 Analisa Kegagalan	17
II. KESIMPULAN	31

III. REKOMENDASI	32
Daftar Pustaka.....	33

PENDAHULUAN

Boiler unit 7 Pembangkit Suralaya pada bulan Mei 2018 mengalami kegagalan operasi karena pipa superheaternya mengalami kerusakan pecah / bocor sehingga pembangkit unit 7 ini dihentikan operasinya. Kerusakan ini terjadi hanya beberapa bulan setelah beroperasi sejak pengoperasian kembali setelah overhaul pada bulan Desember 2017 lalu, oleh karena itu sangat perlu untuk dilakukan kajian/ analisa mengapa kerusakan ini dapat terjadi dalam waktu yang sangat singkat. Untuk itu perlu dilakukan investigasi yang bertujuan :

1. Mengetahui jenis kegagalan yang telah terjadi pada pipa superheater
2. Memprediksi sisa umur pakai dari tube-tube superheater yang ada
3. Mengetahui penyebab kegagalan tersebut melalui analisis termal pembakaran batu bara dan segala sesuatu yang berkaitan dengan proses kegagalan tsb
4. Mendapatkan rekomendasi tindakan pencegahan yang dapat dilakukan agar kegagalan superheater tube ini tidak terulang.

Untuk itu, kajian ini akan dibagi dalam dua bagian besar, yaitu :

- a) Analisa kegagalan melalui pengujian metalurgi pada pipa yang rusak dan pada pipa yang masih utuh untuk melihat jenis kerusakan yang telah terjadi;
- b) Analisa untuk memprediksi sisa umur pakai pipa superheater yang masih utuh, yang penting untuk membuat keputusan jenis perbaikan yang akan dilakukan;

Dari hasil pengujian dan analisa diatas, akan ditarik kesimpulan penyebab terjadinya kegagalan pipa superheater boiler unit 7, dan akan diusulkan/ direkomendasikan tindakan yang harus dilakukan untuk mencegah terjadinya kerusakan yang serupa dimasa datang.

I. ANALISIS KEGAGALAN *SUPERHEATER TUBE*

I.1 Metode Investigasi

Investigasi menyeluruh untuk menentukan penyebab kegagalan yang terjadi pada tube dilakukan dengan cara:

I.1.1 Studi Literatur dan Preparasi Spesimen

Penelitian diawali dengan studi literatur dan dilanjutkan dengan pengambilan sampel tube yang akan diteliti. Setelah dilakukan pengambilan sampel selanjutnya dilakukan persiapan spesimen sebelum dilakukan pengujian untuk mengidentifikasi dan mencari penyebab kegagalan yang terjadi pada *superheater tube* boiler.

I.1.2 Pengamatan Secara Makroskopis

Pengamatan secara makroskopis atau inspeksi visual dilakukan untuk mengetahui keadaan fisik dari spesimen yang didapatkan. Setelah dilakukan pengamatan selanjutnya didokumentasikan menggunakan kamera digital. Total sampel yang diterima oleh LAPI ITB berjumlah 7 potongan tube, dan dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1.Tujuh potongan tube yang diterima.

Ketujuh tube pada Gambar 1 dapat dijelaskan sebagai berikut:

- Tube nomor 1: potongan tube yang mengalami penipisan dan deformasi plastis dan tidak bocor
- Tube nomor 2: potongan tube baru dan tertulis SA213 T22
- Tube nomor 3: potongan tube yang sudah terpakai dan dalam kondisi baik
- Tube nomor 4: potongan tube yang sudah terpakai dan mengalami deformasi plastis
- Tube nomor 5: potongan tube yang sudah terpakai dan mengalami deformasi plastis
- Tube nomor 6: tube yang mengalami *thin lipped rupture* dengan arah retak longitudinal.
- Tube nomor 7: tube yang mengalami *thick lipped rupture*.

I.1.3 Verifikasi Jenis Material Tube

Verifikasi jenis material tube dilakukan melalui pengujian komposisi kimia, uji keras dan analisa struktur mikro. Ketiga hasil pengujian tersebut dibandingkan dengan standar ASTM untuk menentukan jenis material dan kesesuaian penggunaannya.

I.1.4 Analisa kegagalan tube

Untuk mengetahui penyebab kerusakan yang terjadi pada tube dilakukan pada tube nomor 6 yang memiliki ciri-ciri *thick lip rupture* dan tube nomor 7 yang memiliki ciri-ciri *thin lip rupture*. Analisa kegagalan dilakukan dengan melakukan serangkaian pengujian, yaitu analisa struktur mikro menggunakan mikroskop optik dan mikroskop electron, dan uji keras.

I.1.5 Perhitungan Prediksi Sisa Umur Pakai

Perhitungan prediksi sisa umur pakai tube dilakukan dengan pengujian creep. Pengujian dilakukan pada tube yang sudah digunakan (tube nomor 3 dan 5) dan tube yang masih baru atau belum digunakan (tube nomor 2).

I.2 Metode Pengujian

Metode pengujian yang dilakukan untuk melakukan investigasi, dijelaskan sebagai berikut:

I.2.1 Pengujian komposisi kimia

Komposisi kimia suatu bahan diidentifikasi dengan alat OES atau Spectrometer. Setelah dilakukan pengujian maka akan diperoleh kandungan unsur/komposisi kimia yang terdapat di dalam spesimen secara kuantitatif.

I.2.2 Pengujian metalografi

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

I.2.3 Pengujian kekerasan

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

I.2.4 Pengujian creep

Pengujian *accelerated creep* dilakukan dengan mengacu pada standar ASTM Volume 03.01, E-1399-83, E -8M. Pengujian dilakukan dengan tegangan (stress) sebesar 200 MPa dan temperatur bervariasi pada 450°C, 550°C, 650°C dan 750°C. Setiap parameter menggunakan 2 sampel. Untuk memprediksi sisa umur, dipergunakan kurva Parameter Larson Miller (PLM). Parameter Larson Miller adalah mengkombinasikan waktu dan temperatur ke Parameter Larson Miller (PLM) yang dinyatakan dengan Persamaan 1.

$$PML = (T + 273) (20 + \log t) 10^{-3}$$

Pers 1.

dimana: PML = Larson Miller Parameter

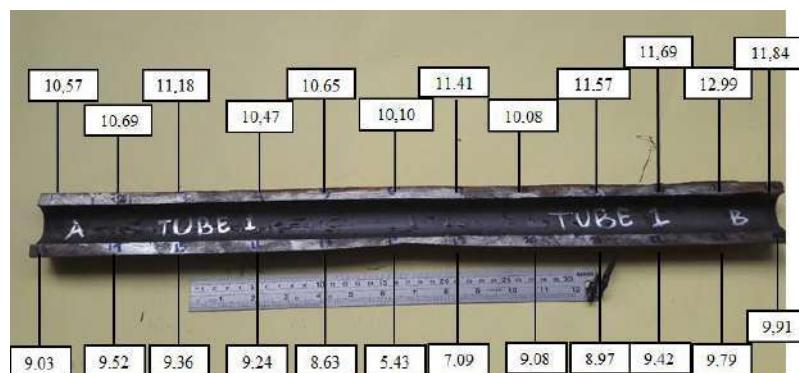
T = Temperatur (°C)

t = Waktu putus (jam)

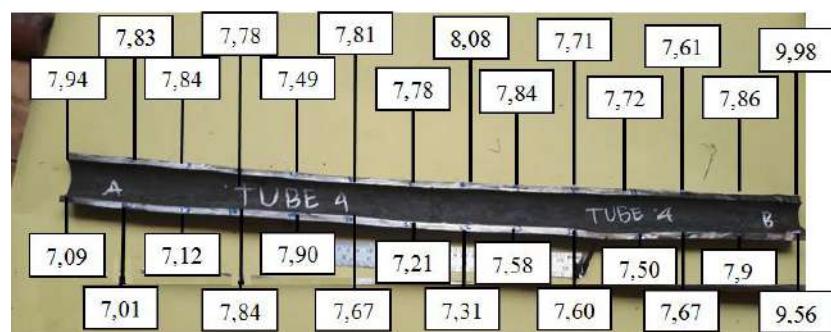
I.3 Hasil Pengujian dan Analisa

I.3.1 Inspeksi Visual dan Pengukuran Ketebalan

Inspeksi visual pada tube nomor 1, 4, 6 dan 7 dilakukan dengan melakukan pengamatan secara langsung dan dilakukan pengukuran ketebalan pada dinding masing-masing tube. Pengukuran ketebalan ini dilakukan untuk mendapatkan data seberapa besar penipisan pada tube dan untuk mengetahui mekanisme penipisan yang terjadi. Hasil inspeksi visual dan hasil pengukuran ketebalan pada dinding tube dapat dilihat pada Gambar 2 sampai dengan 5.



Gambar 2. Ketebalan dinding tube nomor 1 (satuan: mm)



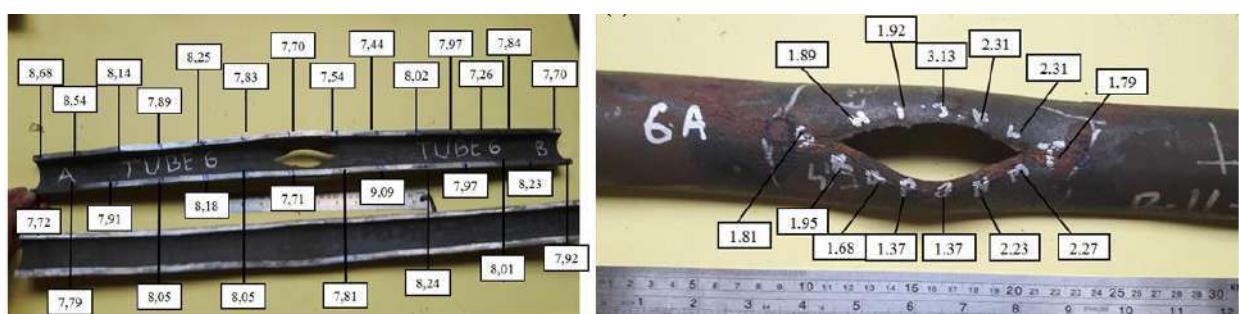
Gambar 3. Ketebalan dinding tube nomor 4 (satuan: mm)

Gambar 2 memperlihatkan bahwa pada potongan tube nomor 2 tidak ada indikasi kebocoran tetapi telah terjadi perubahan ketebalan dinding yang ditunjukkan dengan tebal dinding bervariasi. Ketebalan dinding terendah pada area yang mengalami penipisan adalah 5,44 mm. Sangat jelas terlihat, penipisan terjadi dari dinding luar tube. Pada bagian dinding dalam tube tidak memperlihatkan adanya *oxide scale*.

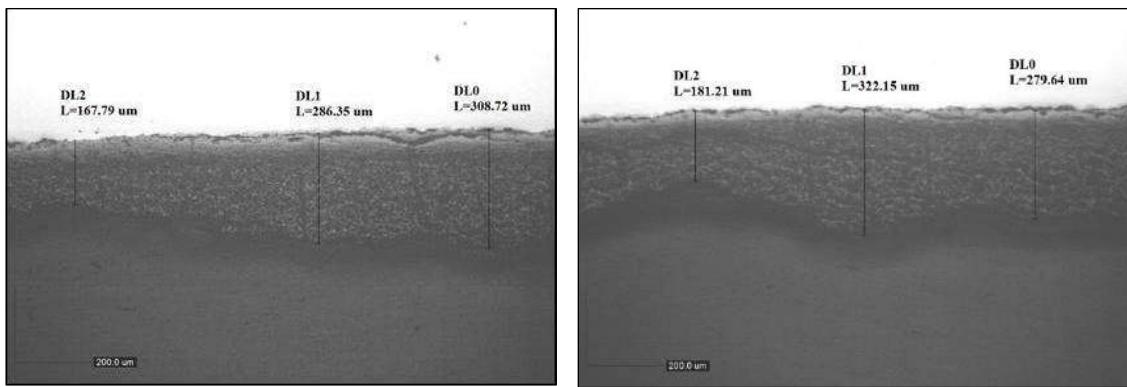
Hasil inspeksi visual dan pengukuran ketebalan dinding tube nomor 4 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3, memperlihatkan bahwa secara umum dinding tube sudah mengalami penipisan yang relatif merata dengan tebal dinding terendah adalah 7,01 mm. Pada dinding bagian dalam tube tidak teramati lapisan *oxide scale*.



(a) Kondisi tube nomor 6.



(b) Hasil pengukuran ketebalan dinding (satuan: mm).



(c) pengukuran ketebalan lapisan oksida bagian dinding dalam tube.

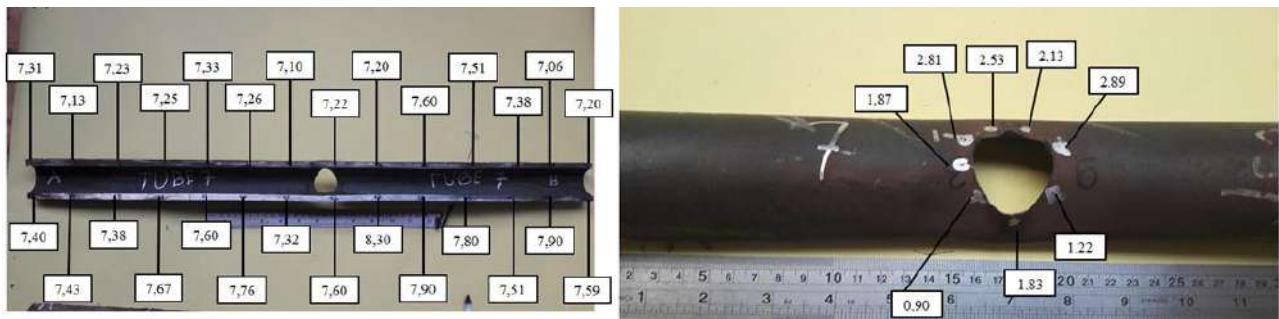
Gambar 4. Pengukuran ketebalan dinding & tebal lapisan oksida bagian dalam tube nomor 6.

Gambar 4 memperlihatkan tube nomor 6 yang mengalami rupture. Hasil pengukuran ketebalan dinding terendah (Gambar 6.a) adalah 7,26 mm. Ketebalan dinding pada area rupture *lips/edges* (Gambar 6b) yaitu antara 1,37 – 3,13 mm. Tipe kerusakan tube adalah *thin lipped rupture* dengan retak arah longitudinal dan terjadi *swelling* (bengkak). *Opening burst* tube memiliki ukuran sekitar panjang 8,5 cm dan lebar 5 cm. Hasil pengukuran dimensi menunjukkan bahwa kenaikan diameter tube akibat swelling sekitar 10%. Tidak ada *localized thinning* pada area sekitar rupture. Gambar 6c, memperlihatkan adanya lapisan oksida tidak merata yang terbentuk pada bagian dalam tube pada dua lokasi di sekitar rupture. Ketebalan lapisan oksida terendah memiliki ketebalan sekitar 0,167 mm dan ketebalan lapisan oksida tertinggi adalah 0,32 mm. Ketebalan lapisan oksida pada dinding dalam tube jauh di bawah deposit slag yang terjadi pada dinding luar tube (Gambar 4a).

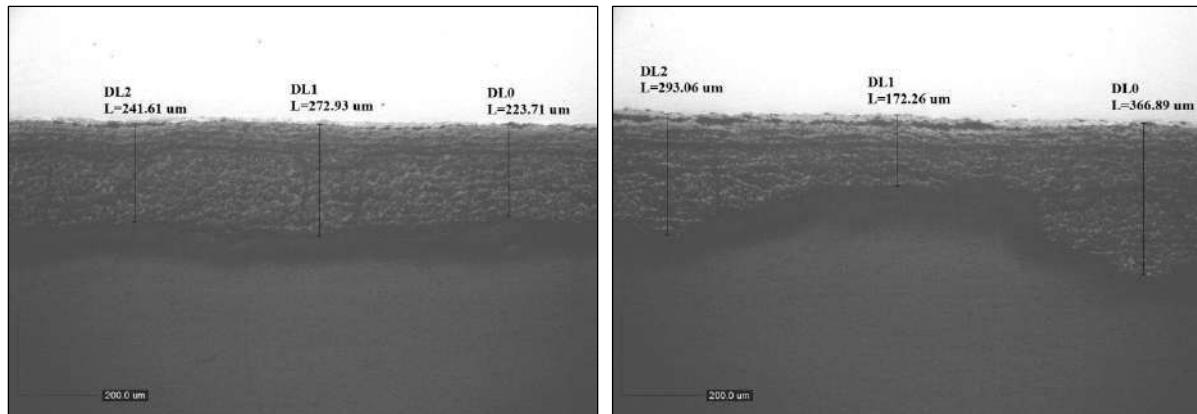
Gambar 5 memperlihatkan kondisi tube nomor 7 yang mengalami *thin lipped rupture*.



(a) Kondisi tube nomor 7.



(b) Hasil pengukuran ketebalan dinding tube dan ketebalan pada area rupture (satuan: mm)



(c) lapisan oksida pada bagian dinding dalam tube yang berhadapan dengan area rupture

Gambar 5. Pengukuran ketebalan dinding & tebal lapisan oksida bagian dalam tube nomor 7.

Hasil pengukuran ketebalan dinding terendah (Gambar 5.a) adalah 7,13 mm. Ketebalan dinding pada area rupture *lips/edges* (Gambar 5b) yaitu antara 0,90 – 2,89 mm. Tube mengalami kegagalan dengan tipe *wide opening (fish mouth) Burst*. Ukuran *opening burst* tube memiliki ukuran sekitar panjang 3,5 cm dan lebar 7 cm. Seperti halnya pada tube nomor 6, dinding bagian dalam tube terbentuk lapisan oksida tidak merata dengan ketebalan terendah sekitar 0,17 mm dan ketebalan tertinggi sebesar 0,37 mm (Gambar 5c). Tebal lapisan oksida pada dinding bagian dalam tube jauh lebih rendah dibandingkan dengan deposit slag yang terjadi pada dinding bagian luar tube. Namun demikian pada daerah yang mengalami rupture tidak ada deposit slag di dinding luar tube (Gambar 5a).

I.3.2 Verifikasi material tube

I.3.2.1 B.1 Komposisi Kimia

Hasil uji komposisi kimia dilakukan pada tube nomor 1, 4, 6, 7 dan hasilnya ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Komposisi kimia tube dan standar

Nomor Tube yang diuji dan standar		Kandungan unsur (%wt)							
		C	Mn	P	S	Si	Cr	Mo	Fe
Tube 1	hasil uji	0,09	0,44	0,01	0,005	0,19	1,93	0,9	sisa
SA 213 T22	standar	0,05-0,15	0,30-0,60	0,025 (max)	0,025 (max)	0,50	1,90-2,60	0,87-1,13	sisa
Tube 4	hasil uji	0,15	0,4	0,01	0,004	0,28	8,69	0,97	sisa
Tube 6	Hasil uji	0,15	0,4	0,02	0,005	0,29	8,69	0,96	sisa
Tube 7	Hasil uji	0,12	0,48	0,02	0,004	0,39	8,89	1,00	sisa
SA 213 T91	standar	0,07-0,14	0,30-0,60	0,02 (max)	0,01 (max)	0,20-0,50	8,00-9,50	0,85-1,05	sisa

Hasil uji komposisi kimia pada Tabel 1, memperlihatkan bahwa terdapat 2 jenis material tube. Tube 1 masuk dalam kategori ASME SA 213 T22 (2.25 Cr-1.0 Mo Steel) dan tube nomor 4, 5, 6 dan 7 masuk dalam kategori SA 213 T91. Perbedaan yang sangat mendasar antara ASME SA 213 T22 dan SA 213 T91 adalah pada kandungan unsur kromium, yaitu SA 213 T91 memiliki kandungan kromium jauh lebih besar (8,0 – 9,5 %wt) dibandingkan dengan kandungan kromium pada SA 213 T22 (1,9 – 2,6 %wt). Kandungan kromium ASME SA 213 T91 yang lebih tinggi dibandingkan dengan ASME SA 213 T22 menyebabkan ASME SA 213 T91 memiliki sifat kekuatan temperatur tinggi dan ketahanan terhadap oksidasi lebih baik serta kekuatan creep yang lebih tinggi. Hasil uji komposisi kimia menunjukkan tidak ada penyimpangan komposisi kimia yang dapat memberikan pada kegagalan tube.

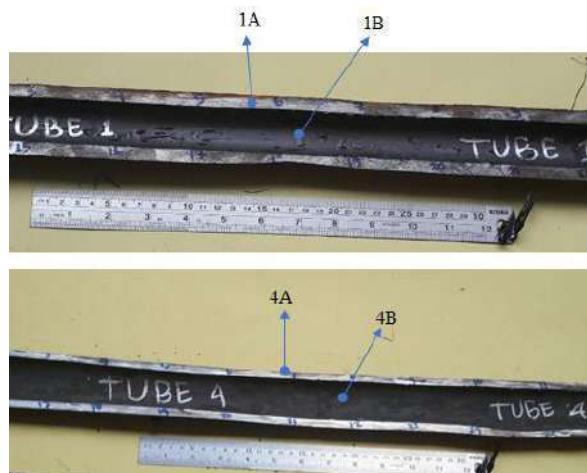
I.3.2.2 B.2 Kekerasan

Pengujian kekerasan yang dilakukan pada tube nomor 1 dan 4 ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil pengujian kekerasan pada tube 1 dan tube 4

Jumlah titik uji	Harga kekerasan (HV)			
	Tube 1 (ASME SA 213 T22)		Tube 4 (ASME SA 213 T91)	
	Lokasi 1A	Lokasi 1 B	Lokasi 4A	Lokasi 4B
1	122,50	131,80	160,70	174,80
2	136,80	142,20	160,70	174,80
3	127,00	136,80	167,50	174,80
4	131,80	131,80	167,50	174,80
5	142,20	136,80	174,80	174,80
6	136,80	131,80	167,50	174,80
7	136,80	131,80	167,50	174,80
8	148,00	131,80	167,50	174,80
9	136,80	131,80	167,50	174,80
10	136,80	136,80	167,50	174,80
Rata-rata	135,6	134,3	166,9	174,80
	134.95 ± 5.22		170.84 ± 1.98	

Lokasi sampel pengujian kekerasan tube 1 dan tube 4 dapat dilihat pada Gambar 6 sebagai berikut:

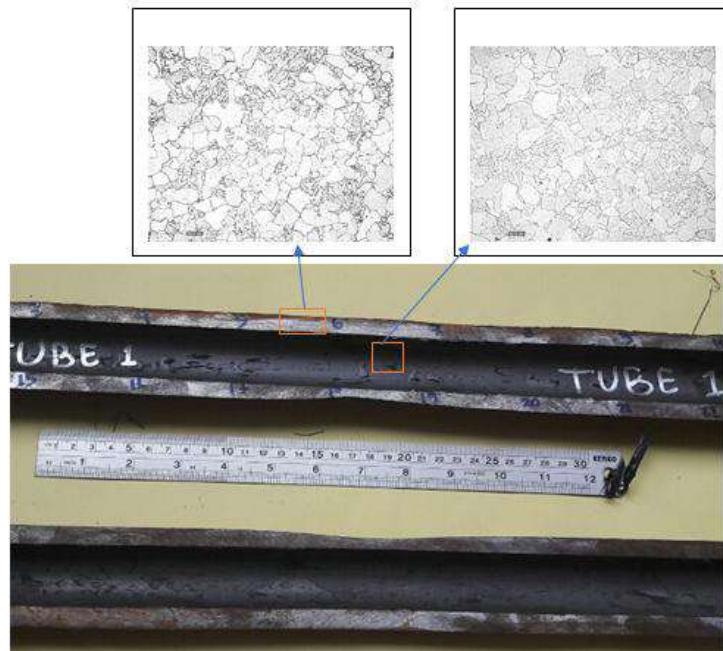


Gambar 6. Lokasi sampel pengujian kekerasan tube 1 dan tube 4.

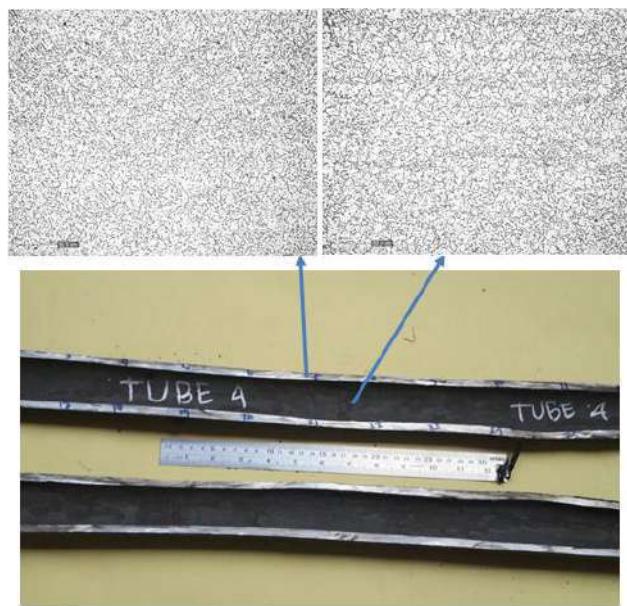
Hasil pengujian kekerasan pada tube 1 dan tube 4, menunjukkan bahwa harga kekerasan tube 1 masuk dalam kategori ASME SA 213 T22 dan harga kekerasan tube 4 sesuai dengan ASME SA 213 T91.

I.3.2.3 B.3 Analisa Struktur Mikro

Struktur mikro tube nomor 1 dan 4, ditunjukkan masing-masing pada gambar 7 dan 8. Secara umum, struktur mikro tube 1 dan tube 4 memiliki kesaamaan fasa yaitu fasa ferit dan perlit.



Gambar 7. Struktur mikro tube nomor 1 pada 2 lokasi berbeda



Gambar 8. Struktur mikro tube nomor 4 pada 3 lokasi berbeda

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

I.3.3 Hasil Pengujian Creep

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

Pengujian creep dilakukan untuk mendapatkan kurva Parameter Larson Miller (PLM). Pengujian dilakukan dengan cara memberikan beban statik pada material dan temperatur material dikondisikan pada temperatur tertentu. Kurva PLM ini menggambarkan hubungan

antara tegangan yang mengenai suatu material dibandingkan dengan nilai PLM. Jika kurva PLM suatu material sudah diketahui maka dengan menggunakan data tegangan yang terjadi, maka dapat dicari nilai PLM suatu material. Nilai PLM yang diperoleh merupakan nilai perambatan creep atau laju creep yang merupakan fungsi dari waktu, sehingga nilai PLM memberikan informasi waktu terjadinya kegagalan akibat creep.

Hubungan antara PLM, temperatur dan waktu creep ditunjukkan dalam Persamaan 2.

$$PLM = (T + 273)(C + \log t_r) \times 0.001 \quad \text{Pers 2.}$$

dimana :

PLM= Parameter Larson Miller

T = Temperatur dalam °C

C = konstanta = 20 untuk baja dan sebagian besar material.

t_r = Waktu dalam Jam.

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

Tabel 3. Data spesifikasi tube yang diuji creep.

Data spesifikasi	Tube nomor 2	Tube nomor 3	Tube nomor 5
Jenis Material	ASTM A213 T22	ASTM A213 T91	ASTM A213 T91
Tekanan, P	17 Mpa	17 MPa	17 MPa
Diameter Luar, D	60,3 mm	60,3 mm	60,3 mm
Ketetapan Sambungan, E	1	1	1
Ketetapan Temperatur, Y	0,7	0,7	0,7
Prediksi Temperatur pipa, Tp	540 °C	540 °C	540 °C
Kekuatan Yeild, S	220 MPa	395 MPa	395 MPa
Corosion Allowance, A	0	0	0

Nilai Y diambil dari ASME B31.1 untuk material *feritic steel* dan temperatur operasi 540°C seperti pada Tabel 4.

Tabel 4.Nilai Y Untuk Temperatur Operasi Material

VALUES OF y									
Temperature, °F	900 and Below	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250 and Above	
Temperature, °C	482 and Below	510	538	566	593	621	649	677 and Above	
Ferritic steels	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
Austenitic steels	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	
Nickel Alloys UNS Nos. N08800, N08810, N08825	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	

GENERAL NOTES:

- (a) The value of y may be interpolated between the 50°F (27.8°C) values shown in the Table. For cast iron and nonferrous materials, y equals 0.4.
- (b) For pipe with a D_o/t_m ratio less than 6, the value of y for ferritic and austenitic steels designed for temperatures of 900°F (480°C) and below shall be taken as:

Hasil pengujian creep untuk tube nomor 2, 3 dan 5 ditunjukkan masing-masing pada Tabel 5, 6 dan 7.

Tabel 5.Hasil pengujian Creep tube nomor 2

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

A_o : Luas penampang

PLM : Parameter Larson Miller

T : Temperatur uji

t_r : Rupture time

F : Beban uji

e : Elongasi

σ : Tegangan

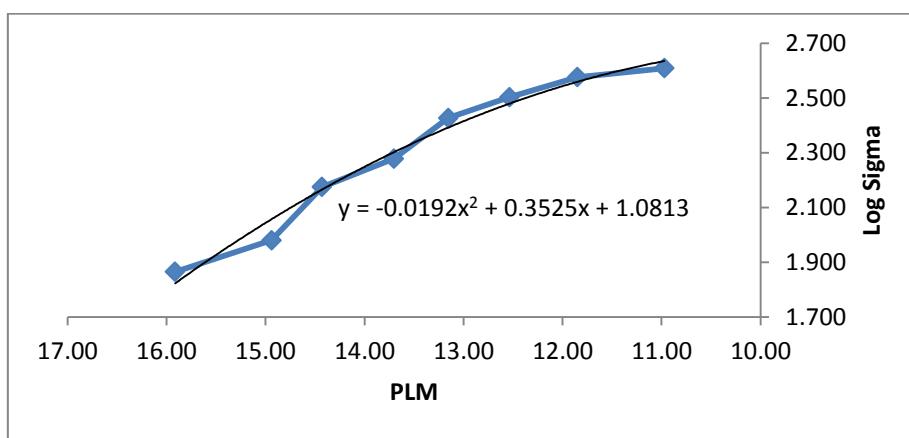
Tabel 6. Hasil pengujian Creep tube nomor 3

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

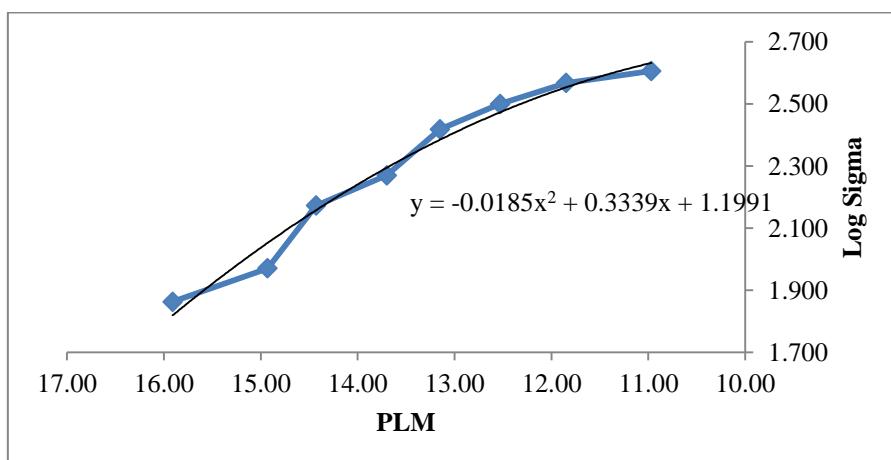
Tabel 7. Hasil pengujian Creep tube nomor 5

No. sampel	Diameter (mm)	Ao (mm ²)	T (°C)	F (kg)	σ (Mpa)	t_r (Jam)	PLM (K.jam)	$\log \sigma$
1	3,02	7,16	450	20,00	424,55	27,80	11,89	2,628
2	3,04	7,26	450	17,50	366,61	43,90	12,03	2,564
3	3,02	7,16	550	14,00	297,18	5,20	12,93	2,473
4	3,01	7,12	550	12,00	256,42	13,30	13,27	2,409
5	3,03	7,21	650	9,00	189,79	0,90	13,80	2,278
6	2,99	7,02	650	7,00	151,59	10,60	14,79	2,181
7	3,01	7,12	750	4,50	96,16	0,60	15,12	1,983
8	2,99	7,02	750	3,25	70,38	1,80	15,61	1,847

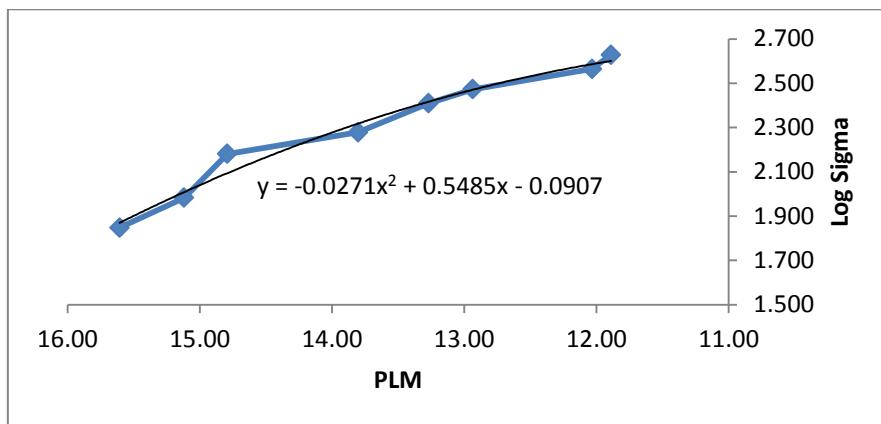
Berdasarkan data hasil pengujian pada Tabel 5,6 dan 7 dibuat grafik PLM vs $\log \sigma$ seperti dapat dilihat pada Gambar 9, 10 dan 11.



Gambar 9. Grafik PLM vs Log σ untuk tube nomor 2



Gambar 10. Grafik PLM vs Log σ untuk tube nomor 3



Gambar 11. Grafik PLM vs Log σ untuk tube nomor 5

Untuk dapat menghitung umur material dari sampel pengujian creep yang telah dilakukan, maka perlu dihitung terlebih dahulu tegangan yang terjadi pada material pipa. Persamaan 3 menunjukkan tebal minimum tube yang digunakan dan diambil dari ASME B31.1.

$$t_m = \frac{PD_o}{2(SE+Py)} + A \quad \text{Pers 3.}$$

Dimana:

t_m = Tebal minimum (mm)

P = Tekanan operasi pipa (MPa)

D_o = Diameter luar pipa (mm)

S = Tegangan yang terjadi (MPa)

Y = Faktor koreksi temperatur untuk tegangan pada material

E = Konstanta sambungan

A = Tebal untuk korosi (mm), dianggap 0

Dari persamaan (3) maka dapat dihitung tegangan (*hoop stress*) yang terjadi pada material dengan mengambil tebal minimum yang terukur dan tegangan yang terjadi untuk temperatur dan tekanan operasi untuk setiap tube yang diuji. Dengan menggunakan tegangan yang terjadi (log σ), maka dapat di plot pada kurva PLM. Dari *plotting* tersebut, akan diperoleh nilai PLM. Berdasarkan persamaan PLM (Pers. 2) maka dapat diperoleh umur sisa (t_r) dalam

jam operasi. Tabel 8 memperlihatkan data hasil perhitungan prediksi sisa umur pakai tube nomor 2, 3 dan 5.

Tabel 8. Perhitungan perdiksi sisa umur tube nomor 2,3 dan 5.

No	Parameter	Tube no. 2	Tube no. 3	Tube no.5
1	Tebal terkecil (mm)	9,58	7,43	7,31
2	Tegangan Terjadi (MPa)	41,602	57,084	58,216
3	Log Tegangan Terjadi	1,619	1,757	1,765
4	PLM (dari grafik)	17,389	16,558	16,297
5	Sisa Umur (Teoritis)			
5a	Umur (Jam Operasi)	2.450.619	232.382	111.108
5b	Umur (Bulan)	3403.637	322,752	154.317
5c	Umur (Tahun)	279.751	26.528	12.684
6	Sisa Umur (safety factor = 4)			
6a	Umur (max Jam Operasi)	612.654	58.1	27.78
6b	Umur (max Bulan)	850.909	80.69	38.58
6c	Umur (max Tahun)	= umur desain boiler (30 tahun)	6,6	3,1
7	Rekomendasi	kondisi pipa baik	inspeksi maks 3 tahun	inspeksi maks 1,5 tahun

Dalam menentukan prediksi sisa umur pakai, digunakan **safety factor bernilai 4**, dengan mempertimbangkan kondisi operasi yang telah dialami oleh tube, penggunaan jenis batu bara dan proses pemeliharaan yang dilakukan. Hasil sisa umur pakai yang telah memperhitungkan safety factor 4 (butir 6a, 6b, 6c pada Tabel 8), berlaku ketentuan:

- a) hanya berlaku jika mekanisme degradasi/modus kegagalan yang terjadi adalah creep. Apabila tube mengalami erosi dan atau korosi maka kegagalan tube dapat lebih cepat terjadi.
- b) Dalam pengoperasian/penggunaannya selanjutnya, tube tidak mengalami kondisi anomali (seperti overheat, deposit slagging, dll).

Mengacu pada *rule of thumb* desain boiler, umur desain komponen boiler umumnya adalah dalam rentang 25 - 30 tahun. Dari umur sisa yang ada, apabila umur tube telah mencapai 70 – 80% dari umur desain, sebaiknya ada penggantian tube. Selain itu, dengan

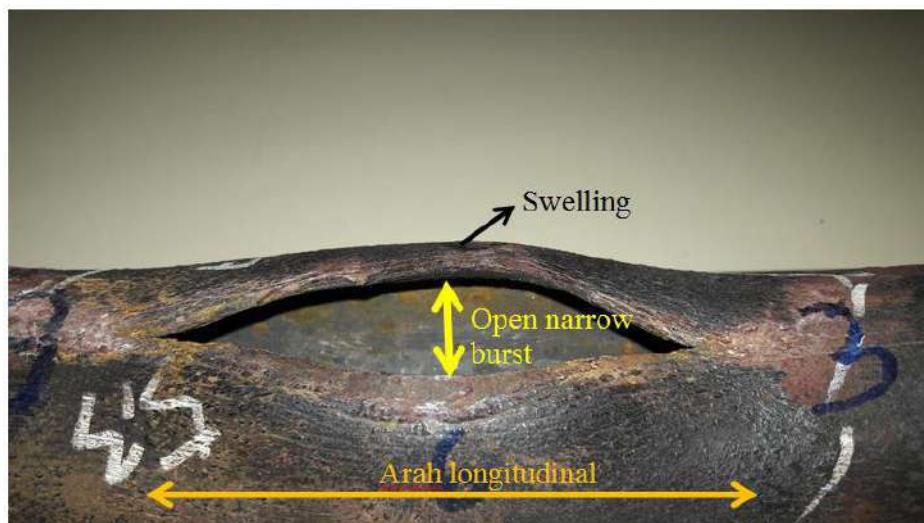
mempertimbangkan bahwa boiler masuk dalam kategori *medium high risk* maka inspeksi pipa boiler harus dilakukan dalam rentang waktu paling lama adalah 0.5 dari umur sisa.

I.3.4 Analisa Kegagalan

Analisa kegagalan difokuskan pada tube nomor 6 dan 7 yang mengalami kerusakan parah. Tube nomor 6 dan 7 memiliki karakteristik kerusakan yang berbeda dimana tube nomor 6 memiliki karakteristik *thick lips rupture*, sedangkan tube nomor 7 memiliki karakteristik *thin lip rupture*.

I.3.4.1 Analisa Kegagalan Tube nomor 6

Hasil inspeksi visual pada tube nomor 6 memperlihatkan tube mengalami kegagalan tipe *narrow open burst* dengan arah retak longitudinal dan area kerusakan, disertai dengan terjadinya swelling (gelembung) sekeliling tube. Kondisi ini ditunjukkan pada Gambar 12.



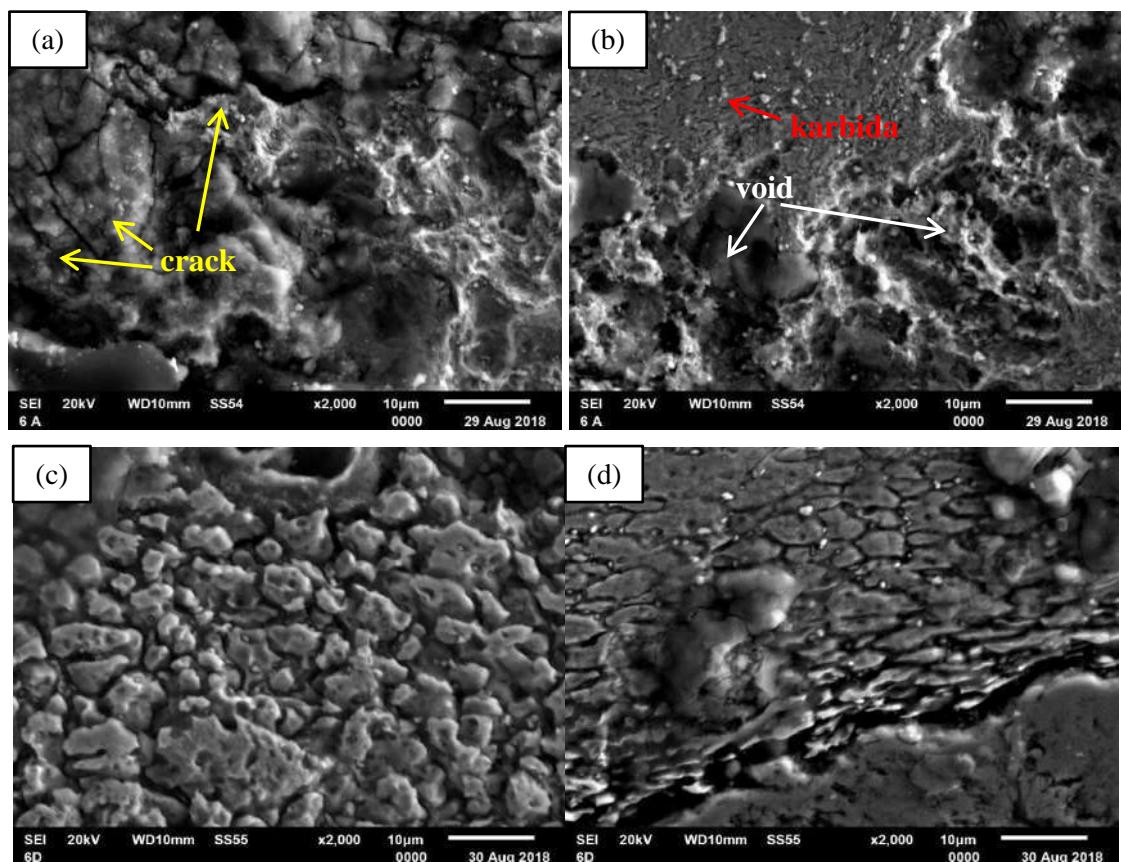
Gambar 12. Karakteristik kerusakan tube nomor 6

Karakteristik kerusakan yang terjadi pada tube nomor 6, mengindikasikan bahwa tube mengalami creep. Pada Gambar 12 juga terlihat jelas bahwa terdapat scale yang cukup tebal dan rapat pada permukaan bagian luar sepanjang tube. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, *opening burst* tube memiliki ukuran sekitar panjang 8,5 cm dan lebar 5 cm.



Gambar 13. Lokasi sampel struktur mikro dan harga kekerasan tube nomor 6.

Hasil pengukuran dimensi menunjukkan bahwa kenaikan diameter tube akibat swelling sekitar 10%. Tidak ada *localized thinning* pada area sekitar rupture. Gambar 13 memperlihatkan hasil pengujian kekerasan pada beberapa lokasi, yang juga merupakan lokasi sampel untuk analisa struktur mikro.



Gambar 14. Gambar struktur mikro SEM tube no 6 pada lokasi 6B dan 6D menunjukkan micro crack dan creep cavities

Gambar 14 adalah pengamatan struktur mikro di bawah mikroskop elektron (SEM) dan diambil pada lokasi 6A (gambar 14a dan 14b) yang agak jauh dari area rusak dan lokasi 6D (Gambar 14c dan 14d) yang merupakan area rusak. Gambar 14a s/d 14d memperlihatkan telah terjadi retak batas butir (*intergranular crack*) dan *creep voids*. Kondisi ekstrim retak batas butir ditunjukkan pada Gambar 14c dan 14d yang merupakan area rusak.

Intergranular crack yang terjadi dapat dijelaskan sebagai berikut. *Intergranular crack* diawali dengan terbentuknya *void* pada batas butir dan sejalan waktu *void* akan semakin banyak dan bertemu dengan *void* yang lain. Selama tube beroperasi dan terekspos pada temperatur tinggi (ekivalen dengan 43 % temperatur lebur baja), *void* akan bertemu satu dengan yang lainnya dan terjadi pembesaran *creep voids*, yang menyebabkan terjadinya retak sepanjang batas butir atau *intergranular crack* [1]. Sangat kuat dugaan bahwa temperatur yang dialami tube ini melewati batas temperatur ketahanan panasnya (diatas 570°C) sehingga benda ini terdeformasi. Hal ini diindikasikan dengan terjadinya *swelling*. Fluktuasi panas yang dialami tube membuat tube mengalami mulur ketika terkena panas dan menyusut ketika panas tersebut berkurang ataupun hilang [1, 2].

Untuk memprediksi temperatur yang dialami tube pada saat kegagalan terjadi dilakukan perhitungan dengan merujuk pada hasil pengujian kekerasan. Hubungan antara kekerasan dengan PLM untuk 9Cr-1Mo-1V (SA 213 T91), ditunjukkan pada persamaan sebagai berikut [3]:

$$\text{Kekerasan (HV)} = 933 - 0.01825 P \quad \text{Pers 4.}$$

dimana: P adalah Parameter Larsen-Miller yang didefinisikan sebagai berikut:

$$P = \left(\frac{9}{5} T_C + 492 \right) (C + \log t) \quad \text{Pers 5}$$

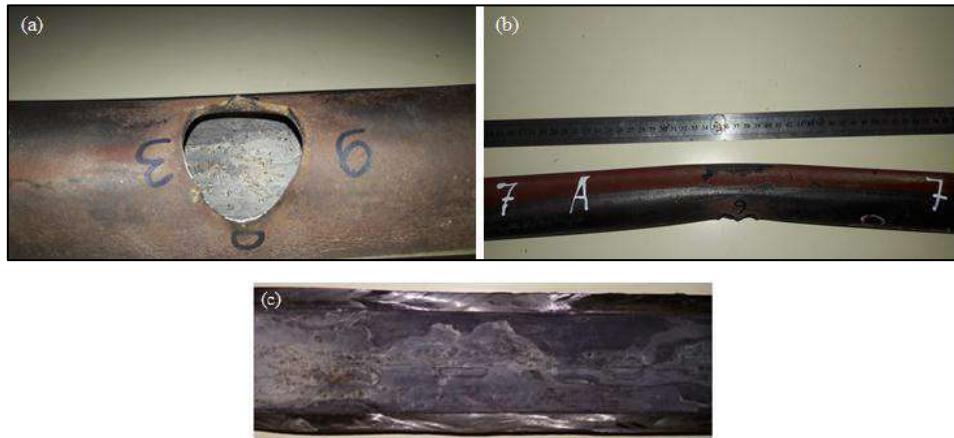
dimana: T_C adalah temperatur dalam derajat Celsius,
t adalah waktu rusak dalam jam dan C ekivalen dengan 20.

Persamaan (4) dan (5) digunakan untuk memperkirakan temperatur tube metal beroperasi berdasarkan harga kekerasan. Gambar 13 memperlihatkan harga kekerasan pada lokasi 6B (*rupture edges*) berbeda dengan kekerasan pada lokasi 6B dan 6C. Dengan mengambil asumsi waktu *operating service* sebelum mengalami kegagalan adalah 38 jam, dan harga pengujian

kekerasan tube pada daerah *rupture lips* adalah 171,37 HV (lokasi 6B), maka dengan menggunakan persamaan (2) dihasilkan temperatur yang dialami tube pada saat kegagalan terjadi adalah 801 °C. Dengan demikian bahwa pada saat kegagalan terjadi, tube mengalami *overheating*. Pada kerusakan tube nomor 6, dimana kerusakan yang terjadi adalah jenis *thick lip fish mouth failure*, dapat dipastikan satu-satunya mekanisme penyebab kerusakan yang terjadi adalah creep, dimana tube terekspos melebihi batas temperatur operasi pada waktu lama. Hal ini dibuktikan dengan dinding tube tidak mengalami penipisan atau deformasi plastis, dan tidak terjadi aliran material. *Overheating* yang terjadi pada tube disebabkan oleh deposit slagging yang tebal pada dinding luar tube sehingga terjadi distribusi panas yang tidak merata pada tube (lihat Gambar 4a).

I.3.4.2 Analisa Kegagalan Tube nomor 7

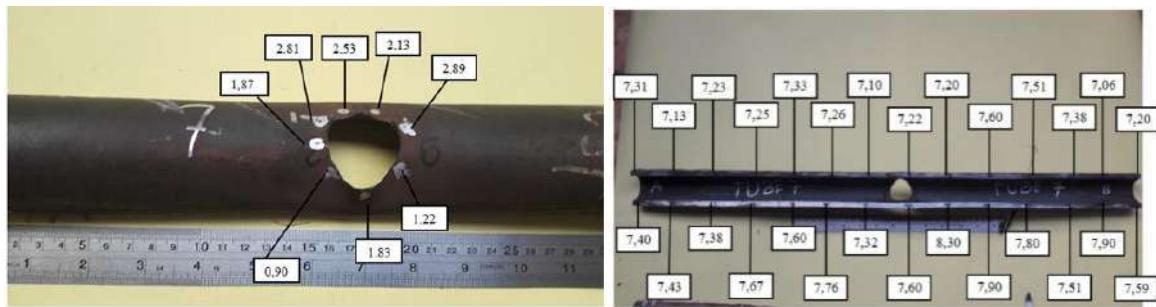
Analisa kegagalan tube nomor 7 dilakukan berdasarkan hasil inspeksi visual, hasil pengujian kekerasan dan analisa struktur mikro. Hasil inspeksi visual pada tube nomor 6 (Gambar 15) memperlihatkan tube mengalami kegagalan jenis *thin lip fish mouth rupture*.



Gambar 15. Tube mengalami *thin lip fish mouth* dan *bulging* (a), tube mengalami deformasi plastis (b) dan kondisi permukaan dinding dalam tube yang rusak (c)

Pada Gambar 15 terlihat jelas tube mengalami penipisan dinding pada area yang rusak (15a) dan tube mengalami deformasi plastis (15b). Lapisan *scale* tipis berwarna putih (15c) juga teramat pada bagian permukaan dalam dinding tube yang rusak. Kerusakan tube tipe *thin lip* dimana penipisan terjadi dimulai dari dinding luar tube dan adanya produk korosi

mengindikasikan mekanisme kerusakan yang terjadi adalah erosi dan korosi. Hal ini ditunjukkan dari hasil pengukuran ketebalan dimana terjadi localized thinning pada area rupture (Gambar 16).



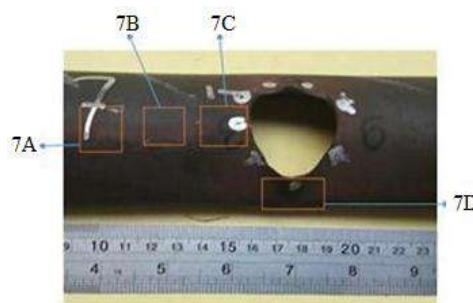
(a) Ketebalan pada area rupture (b) ketebalan pada area tidak rusak

Gambar 16. Hasil pengukuran ketebalan pada tube nomor 7

Hasil pengukuran ketebalan pada Gambar 16 memperlihatkan bahwa pengurangan ketebalan terjadi secara tidak seragam. Pada daerah *thin lip rupture*, tube secara signifikan mengalami penurunan ketebalan dinding. Ketidakseragaman ketebalan dinding terjadi pada satu sisi. Temperatur operasi yang diterima tube saat kegagalan dapat diprediksi berdasarkan hasil pengujian kekerasan. Harga kekerasan pada lokasi berbeda ditunjukkan pada Tabel 9 dan lokasi pengujian kekerasan dapat dilihat pada Gambar 17.

Tabel 9. Harga kekerasan pada beberapa lokasi tube nomor 7.

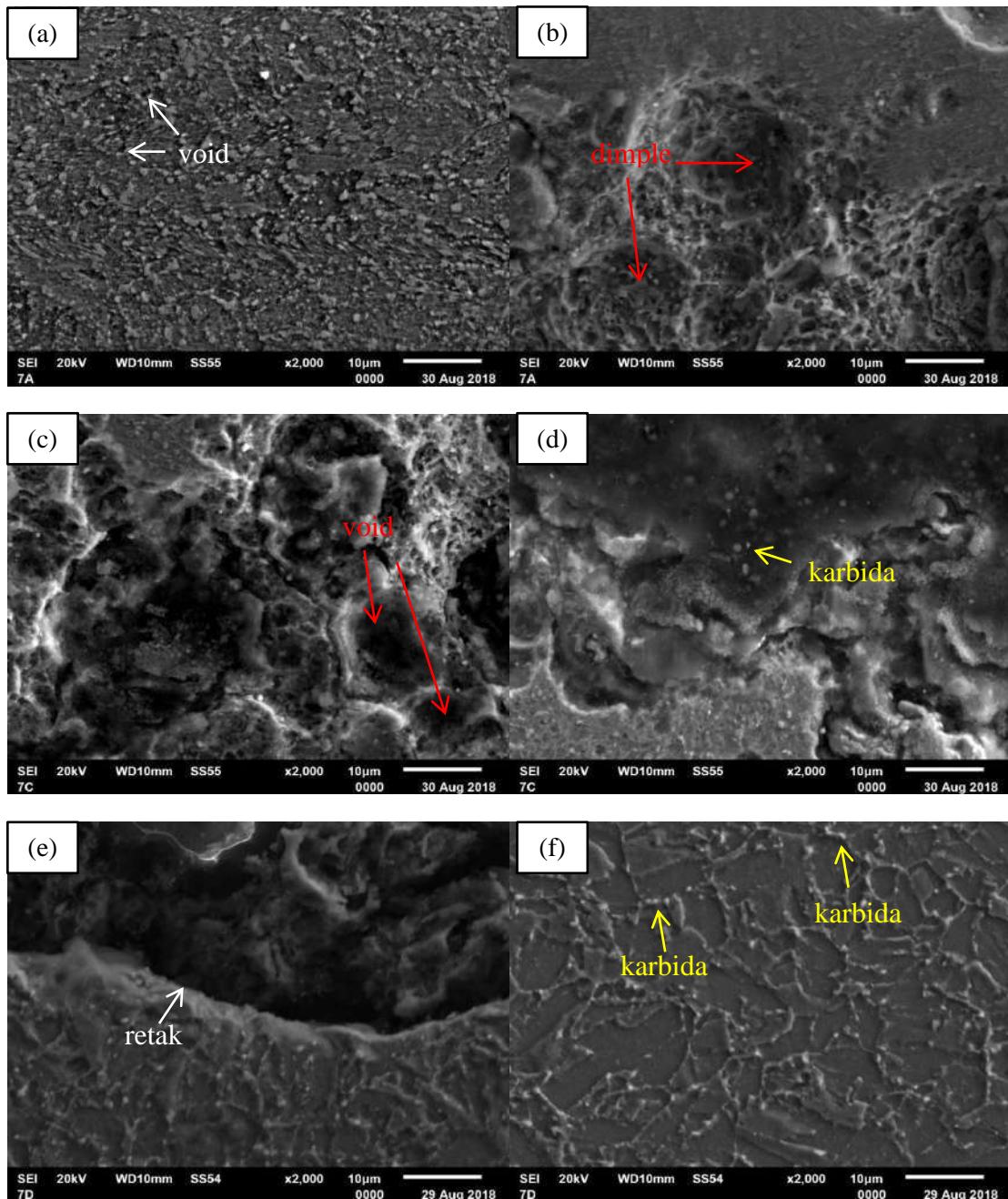
Lokasi	7A	7B	7C	7D
Kekerasan (HV)	193,7	191,07	175,74	155,5



Gambar 17. Lokasi sampel struktur mikro dan kekerasan tube nomor 7

Harga kekerasan pada Tabel 9 menunjukkan adanya variasi harga kekerasan pada area *rupture lip* dan yang menjauh dari *rupture lip*. Adanya perbedaan harga kekerasan yang cukup

signifikan dapat mengindikasikan bahwa telah terjadi perubahan struktur mikro dan juga terjadi *localized overheating* pada area rusak *rupture lip*. Untuk mendukung dugaan ini, pengamatan struktur mikro dilakukan pada area *rupture*. Gambar 18 memperlihatkan struktur mikro pada tube nomor 7 dari berbagai lokasi (lihat Gambar 17) di bawah mikroskop elektron.



Gambar 18. Struktur mikro tube nomor 7 pada 3 lokasi berbeda

Gambar 18 memperlihatkan hasil pengamatan struktur mikro menggunakan SEM. Struktur mikro pada sampel 7C dan 7D (Gambar 18d dan 18f) menunjukkan terjadinya pembulatan/speroidisasi karbida $M_{23}C_6$ (ditunjukkan dengan tanda panah kuning). Gambar 18 juga memperlihatkan adanya *void* (18a) yang terbentuk sepanjang batas butir dan membentuk retak (18e, ditunjukkan dengan tanda panah putih). Area rupture (sampel 7C dan 7D) memperlihatkan *void* sudah berhubungan satu dengan yang lainnya (*interconnected voids*) yang terjadi selama pengoperasian. *Void* tersebut merupakan tanda kerusakan creep yang tumbuh/berkembang pada temperatur tinggi. Kenaikan temperatur lokal di atas batas temperatur yang diijinkan menyebabkan terjadi pergeseran batas butir (*grain boundary sliding*). Pergeseran tersebut menghasilkan dekohesi/*void* pada butir. Sejalan dengan waktu, *void* tumbuh dan menjadi berhubungan satu dengan yang lainnya. Hal ini mengakibatkan penurunan kekuatan batas butir, dan pada akhirnya menurunkan kemampuan komponen menerima beban. Dengan demikian, kenaikan temperatur pada dinding tube berdampak pada pembulatan karbida, terbentuknya *void* [4] dan pelunakan material yang ditandai dengan penurunan harga kekerasan. Fenomena tersebut akan menurunkan kekuatan material dan menghasilkan patahan ulet/lunak yang ditunjukkan dengan *dimple rupture* (18b dan 18c, tanda panah merah).

Pada Gambar 15B, memperlihatkan tube nomor 7 mengalami deformasi plastis. Hal ini sangat erat kaitannya dengan penipisan dinding yang terjadi pada tube. Ketidak seragaman dinding tube memiliki korelasi dengan *non-uniform heating or non linier temperature gradient sepanjang tube* dimana akan menghasilkan internal stresses tinggi pada satu sisi tube dan *compressive yielding* pada sisi lainnya. Penipisan dinding yang terjadi juga berakibat pada peningkatan hoop stress, seperti yang ditunjukkan pada persamaan matematika sebagai berikut:

$$\sigma_h = p \frac{(r + (h/2))}{h} \quad \text{Pers 6.}$$

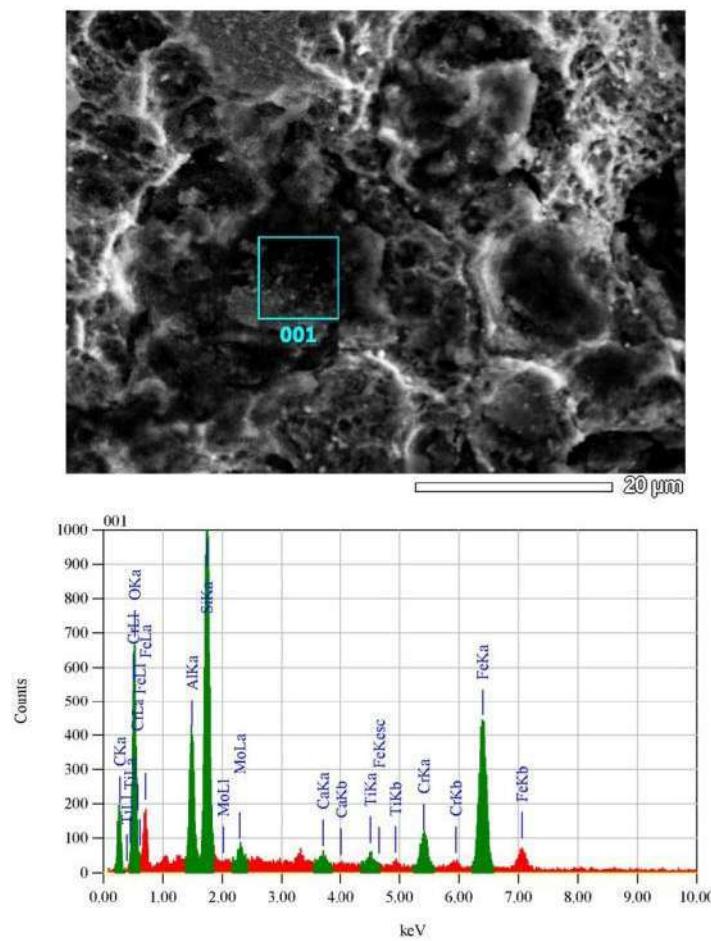
Dimana P = internal pressure, r = inner radius and h = wall thickness

Dengan demikian terjadinya penipisan dinding tube mengakibatkan terjadinya peningkatan *hoop stress* dan pada waktu yang bersamaan, terjadinya rapid overheating menyebabkan

penurunan kekuatan material. Kekuatan SA 213 T91 mengalami penurunan secara drastis mencapai 30 MPa atau sekitar 0,25 % off set yield pada peningkatan suhu mencapai 600 °C. Sehingga pada akhirnya dinding tidak mampu lagi menahan *hoop stress* dan akhirnya mengalami kegagalan karena *overloading*.

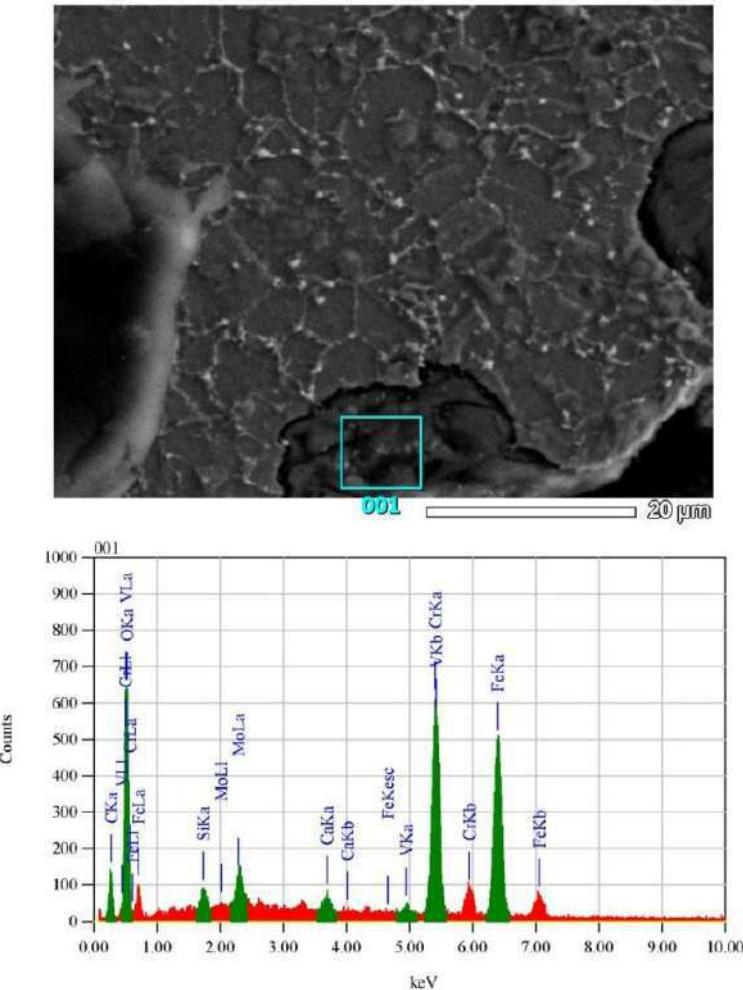
Untuk membuktikan adanya unsur korosi dan senyawa kompleks alkalisulfat, dilakukan analisa mikro x-ray menggunakan SEM-EDS dan identifikasi *slag* yang diambil dari permukaan tube dengan menggunakan XRD. Hasil SEM EDS ditunjukkan pada Gambar 19 dan hasil XRD ditunjukkan pada Gambar 20.

7C (4)-01



a. Hasil kualitatif SEM EDS pada sampel 7C

7D (4)-01



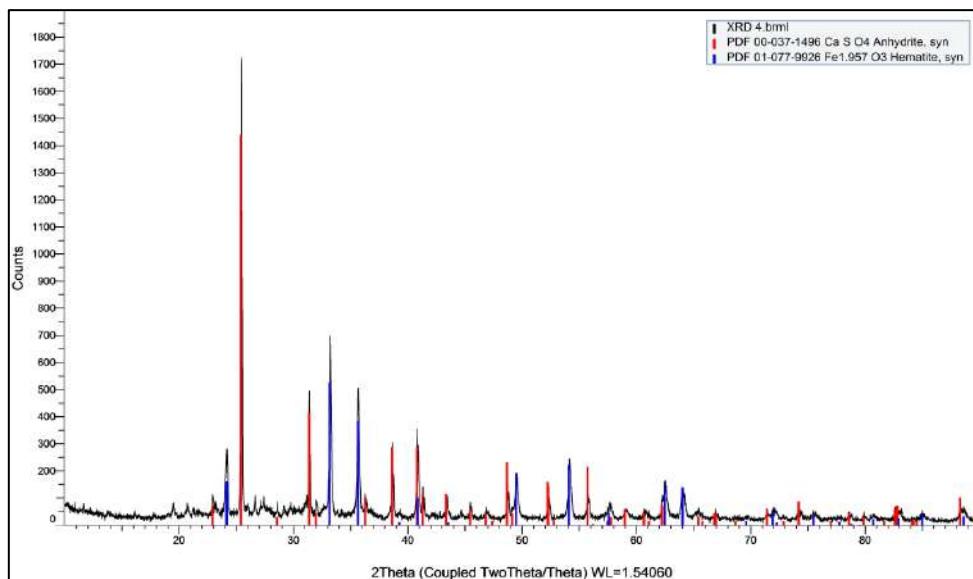
b. Hasil kualitatif SEM EDS pada sampel 7D

Gambar 19. Hasil analisa kualitatif SEM-EDS pada sampel 7C dan 7D

Hasil analisa kualitatif SEM-EDS pada Gambar 19, memperlihatkan adanya unsur korosif yaitu Si dan Ca. Kehadiran unsur tersebut mengindikasikan bahwa terjadi serangan korosi disebabkan oleh campuran partikel abu. Hasil SEM-EDS pada Gambar 19 juga mendeteksi adanya unsur Al, Fe, Ti dan V. Kehadiran unsur-unsur tersebut dalam *coal ash* dapat disebabkan tidak sempurnanya proses pembakaran [5]atau sudah terkandung pada batubara yang digunakan. Partikel abu dengan titik lebur rendah dapat mencair dan menempel pada permukaan tube pada temperatur tertentu sehingga terjadi serangan korosi pada tube. Sebagai contoh, kehadiran unsur alkali seperti S dan Fe dapat membentuk abu dengan temperatur lebur serendah 620°C [6]. Pada produk pembakaran menggunakan bahan bakar minyak, sulfur biasanya hadir dalam bentuk senyawa alkali Na₂SO₄ atau Ca₂SO₄ dan menempel pada

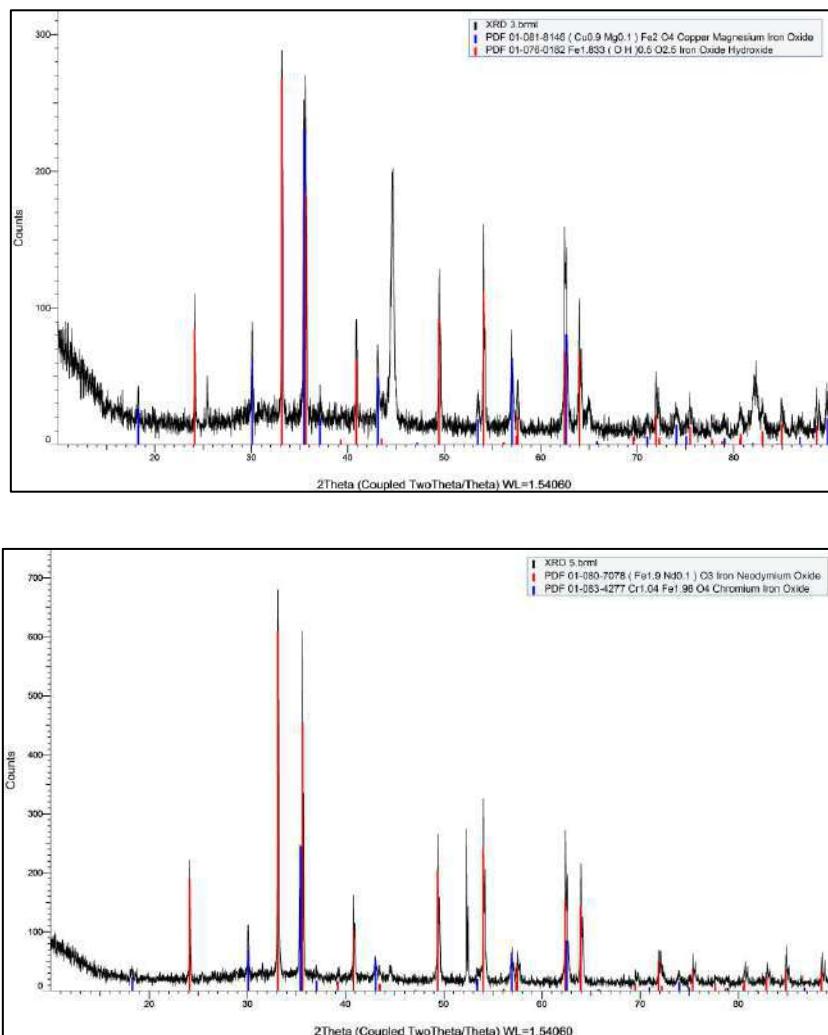
permukaan tube. Pada temperatur tinggi, senyawa alkali akan cair dan mengkorosikan metal tube. Kehadiran Vanadium juga akan menimbulkan serangan korosi karena terbentuknya V_2O_5 yang memiliki temperatur lebur $690\text{ }^{\circ}\text{C}$ [7]. Pada temperatur operasi, V dan Ca dapat bereaksi dengan oksida menghasilkan senyawa. Senyawa tersebut memiliki temperatur lebur $550\text{ }^{\circ}\text{C}$, dan akibatnya tube dengan cepat terserang *hot corrosion*[8]. Senyawa dengan temperatur lebur rendah tersebut membentuk *molten flux* pada temperatur operasi dan menghilangkan lapisan lindung oksida yang berakibat metal tube terekspos. Sejalan dengan waktu, metal tube terkonsumsi terus menerus dan terjadi penipisan dinding yang menyebabkan ketebalan dinding tube tidak uniform dan akhirnya rusak. Dengan demikian, *coal/fly ash corrosion* dimulai dengan endapan *fly ash* pada permukaan tube yang beroperasi pada temperatur $540 - 705\text{ }^{\circ}\text{C}$ [6].

Kehadiran CaSO_4 dibuktikan dengan hasil pengujian X-ray diffraction terhadap scale yang diambil dari permukaan tube, seperti ditunjukkan pada Gambar 20.



Gambar 20. Karakteristik spektrum X-ray dari deposit oksidasi korosi yang menunjukkan kehadiran CaSO_4

Produk korosi lainnya yang terkandung dalam deposit scale yang terdeteksi oleh XRD dapat dilihat pada Gambar 21.



Gambar 21. Karakteristik spectrum X-ray deposit oksidasi korosi, menunjukkan deposit mengandung *iron oxides* dan *hydroxides*

Hasil analisa XRD pada deposit scale/*slag* yang ditunjukkan pada Gambar 21 membuktikan bahwa selain mengandung CaSO_4 , deposit *slag* juga mengandung produk korosi dalam bentuk *iron oxides* dan *hydroxides*. Berdasarkan data inspeksi visual, pengukuran ketebalan, analisa struktur mikro kekerasan, identifikasi scale/deposit, dapat dijelaskan mekanisme kegagalan yang terjadi pada tube nomor 7 sebagai berikut.

Selama tube digunakan/beroperasi, tube berinteraksi dengan lingkungan yang ekstrim dimana pada bagian dalam tube dialiri *steam* dan bagian luar tube berinteraksi dengan *flue gas*. Analisa terhadap hasil pengujian menunjukkan bahwa kerusakan pada *superheater tube* dikarenakan tube terkespos pada temperatur lebih tinggi dari temperatur operasi yang

ditentukan. Hal tersebut, antara lain dibuktikan dengan perubahan warna di sekitar area *fish mouth opening* yang menandakan interaksi tube dengan *flue gas* bertemperatur tinggi (*hot / fire side*).

Peningkatan temperatur operasi melebihi batas yang ditentukan dikarenakan terbentuknya *oxide layer* dan deposit pada bagian permukaan tube yang berakibat sirkulasi panas internal tube tidak baik sehingga menimbulkan pemanasan tidak seragam dan terjadi penurunan efisiensi panas metal tube. Deposit slagging mengakibatkan tertutupnya laluan gas ke sekitar tube, sehingga aliran flue gas akan beralih ke daerah tube sekitarnya yang lebih bebas. Karena jumlah flue gas yang mengalir tetap maka pada daerah tube yang tidak tertutup slag, memiliki kecepatan alir yang lebih tinggi sehingga mengakibatkan **erosi pada dinding luar tube** dan terjadi penipisan dinding tube. Hal ini mengakibatkan tegangan meningkat dan akhirnya melampaui batas kekuatan material tube. Overheating yang terjadi sangat kuat disebabkan oleh deposit slagging yang terjadi pada dinding luar tube. Secara matematis, terjadinya overheating akibat deposit slag pada dinding luar tube dapat dijelaskan sebagai berikut:

- ▶ Jika hambatan thermal antara flue gas dan steam di daerah tube **tanpa slagging** adalah = hambatan konveksi di sisi luar (**R1**) + hambatan konduksi dinding tube (**R2**) + hambatan konveksi sisi dalam (**R3**)
- ▶ Apabila terjadi slagging, maka akan bertambah hambatan thermalnya (**R4**).
- ▶ Laju perpindahan panas yang terjadi: di daerah tanpa slagging adalah (q_1) dan ada slagging (q_2) :

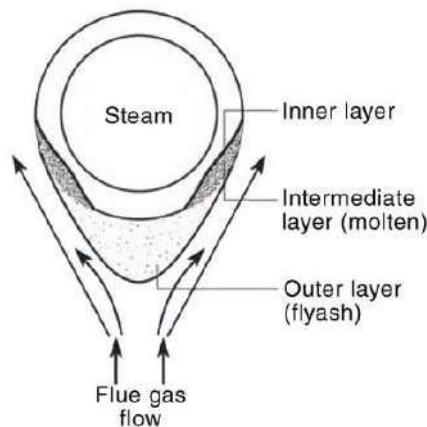
$$q_2 = \frac{T_{flue\ gas} - T_{steam}}{(R_1 + R_2 + R_3 + R_4)} \quad < \quad q_1 = \frac{T_{flue\ gas} - T_{steam}}{(R_1 + R_2 + R_3)}$$

- untuk Temp flue gas dan Temp steam yang sama, maka $q_2 < q_1$ sehingga berakibat Temperatur tube yang terdapat slagging menjadi turun. Dengan demikian, akibat deposit slagging pada permukaan luar tube yang tanpa slagging, akan terjadi **localized overheating**

Lapisan oksida pada dinding bagian dalam tube (Gambar 5c) tidak memberikan kontribusi yang signifikan pada terjadinya overheating.

Hasil SEM-EDS menunjukkan kehadiran unsur Si, Ca, Al, Fe, Ti dan V, dan hasil XRD membuktikan scale/deposit yang terjadi adalah senyawa kompleks alkalisulfate, CaSO_4 dan produk korosi *iron oxides* dan *hydroxides*. Unsur-unsur tersebut dapat disebabkan karena proses pembakaran yang tidak sempurna atau penggunaan batu bara yang sudah mengandung unsur tersebut. Kehadiran unsur S dan Fe memperburuk kualitas partikel abu yang ada karena menurunkan temperatur leburnya. Partikel abu dengan titik lebur rendah mencair dan menempel pada permukaan tube sehingga terjadi serangan korosi pada tube. Sebagai contoh Senyawa CaSO_4 tersebut menyebabkan *coal/fly ash corrosion* pada interface scale/metal tube dengan temperatur metal tube pada rentang $566^\circ\text{C} - 732^\circ\text{C}$. *Coal/fly ash corrosion* dipercepat karena kemungkinan proses pembersihan boiler tube yang dilakukan tidak benar dan tidak dilakukan secara periodik.

Fly ash corrosion dan pemanasan yang tidak merata, tidak hanya mempengaruhi umur metal tube tetapi juga *downtime* dari pembangkit tenaga listrik. Untuk mempermudah penjelasan terjadinya *fly ash corrosion*, dapat dilihat pada Gambar 22.



Gambar 22. Skema terjadinya *fly/coal ash corrosion*[9]

Dengan demikian, korosi mengakibatkan dinding tube menjadi lebih tipis dan dengan tekanan uap yang sama, maka dinding tube yang terkena serangan korosi akan mengalami kenaikan tegangan. Pada temperatur lebih tinggi ($> 600^\circ\text{C}$) dan durasi yang lama akan mempercepat terjadinya kerusakan. Penipisan dinding setempat terendah yang terjadi pada area *rupture* (lihat Gambar. 16a) adalah 0,9 mm atau mencapai 88% dari ketebalan dinding

awal. Serangan korosi harus diwaspadai jika penurunan ketebalan dinding tube mencapai 8 mil/tahun atau lebih [10, 11].

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

II. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengujian dan pemeriksaan metalografi dan analisa metallurgi yang telah dilakukan dan juga berdasarkan hasil pengujian batu bara yang dipakai dan ash serta kajian thermal, dapat disimpulkan hal hal sebagai berikut :

1. Dari ketujuh tube yang diteliti, berdasarkan hasil uji komposisi kimia, kekerasan dan analisa struktur mikro terdapat dua jenis material yang digunakan untuk superheater tube yaitu:

Tube 2: SA 213 T22

Tube 1, 4, 6, 7: SA 213 T91.
2. Kerusakan yang terjadi pada tube adalah *thick lip rupture* dan *thin lip fish mouth rupture*; *thick lip rupture* disebabkan karena creep dimana tube terekspos pada temperatur tinggi (melebihi batas temperatur operasi) dalam waktu lama. Sedangkan *thin lip fish mouth rupture* disebabkan karena erosi dan *fly/coal ash corrosion*, yang mana tube terekspos pada temperatur tinggi (melebihi batas temperatur operasi) dalam waktu singkat. Overheating dan erosi flue gas yang terjadipada disebabkan oleh deposit slagging pada dinding luar tube.
3. Terbentuknya senyawa alkali sulfat dan kehadiran unsur – unsur korosif lainnya dapat disebabkan karena proses pembakaran tidak sempurna.
4. Kecepatan pembentukan slagging yang terjadi pada kegagalan superheater tube ini disebabkan karena nilai *base to acid ratio* (B/A), *slagging index* dan *ash viscosity* dari jenis batubara yang digunakan di boiler unit 7 ini memiliki nilai yang berada pada kecenderungan yang tinggi terhadap *slagging (high propensity to slagging)*.
5. Analisa pengaruh slag terhadap laju penyerapan panas oleh steam menunjukkan bahwa ketebalan slag sebesar 2 mm dapat menurunkan *heat flux* sebesar 58,8%.

III. REKOMENDASI

Beberapa rekomendasi yang dapat disampaikan dalam kajian ini adalah:

- Menaikkan ash melting temperature batu bara yang dipakai, mungkin dengan cara melakukan blending dengan batu bara berkualitas lebih baik atau mengganti jenis batu bara yang digunakan dengan batu bara yang mempunyai slagging index yang lebih baik
- Mengaktifkan semua sootblower agar permukaan boiler tube dan superheater tube terjaga kebersihannya dari abu batu bara .

Daftar Pustaka

1. P. Psylaki, G. Pantazopoulos, and H. Lefakis, *Metallurgical Evaluation of Creep-Failed Superheater Tubes*. Engineering Failure Analysis, 2009. **16**(5): p. 1420-1431.
2. Adrian, J., L. Noerochim, and B.A. Kurniawan, *Analisa Kerusakan Superheater Tube Boiler Tipe ASTM A213 Grade T11 pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap*. JURNAL TEKNIK ITS, 2016. **5**(2): p. F148-F152.
3. Viswanathan, R., J.R. Foulds, and D.A. Roberts. *Method for estimating the temperature of reheat and superheater tubes in fossil boilers*. in *Proceedings of the International Conference on Life extension and assessment*. 1988. The Hague,.
4. Gupta, G. and S. Chattopadhyaya, *Critical Failure Analysis of Superheater Tubes of Coal-Based Boiler*. Journal of Mechanical Engineering, 2017. **63**(5): p. 287-299.
5. Movahedi-Rad, A., S.S. Plassey, and M. Attarian, *Failure analysis of superheater tube*. Engineering Failure Analysis, 2015. **48**: p. 94-104.
6. Chaudhuri, S. and R. Singh. *High temperature boiler tube failures, Case studies*. in *Proceeding: COFA*. 1997. Jamshedpur, India.
7. Swisher, J.H. and S. Shankarnarayan, *Inhibiting vanadium induced corrosion*. Materials Performance, 1994. **33**(9): p. 49.
8. Young, D., *High temperature oxidation and corrosion of metals*. 1st ed. ed. 2008: Elsevier.
9. Koripelli, R.S., et al., *The Role of Fireside Corrosion on Boiler Tube Failures, Part I*, in *Power magazine* 2010.
10. Purbolaksono, J., et al., *Failure Investigation on Reheater Tube Due to Deposit and Wall Thinning*. Journal of Failure Analysis and Prevention, 2009. **9**(4): p. 365.
11. Clark, K.J., S.R. Paterson, and T.W. Rettig, *Remaining Life Assessment of Superheater and Reheater Tubes*. Aptech Engineering Services, 1988.
12. Li, J., et al., *Effect of coal blending and ashing temperature on ash sintering and fusion characteristics during combustion of Zhundong lignite*. Fuel, 2017. **195**: p. 131-142.

-
13. Plaza, P., *The development of a slagging and fouling predictive methodology for large scale pulverised boilers fired with coal/biomass blends*, 2013, Cardiff University.
 14. Sonawan, H. and R. Suratman, *Analisis Kegagalan dan Akar Masalah pada Kegagalan Tube Erosion Shield dan Split Ring Pada Steam Generator Pembangkit Unit 5 UP Suralaya*, 2018, LAP ITB.
 15. Massoudi, M. and P. Wang, *A brief review of viscosity models for slag in coal gasification*, 2011, National Energy Technology Lab.(NETL), Pittsburgh, PA, and Morgantown, WV (United States). In-house Research.
 16. Li, J., et al., *Effect of Silica and Alumina on Petroleum Coke Ash Fusibility*. Energy & Fuels, 2017. **31**(12): p. 13494-13501.
 17. Ilyushechkin, A.Y., X. Chen, and D.G. Roberts, *Effect of sodium in brown coal ash transformations and slagging behaviour under gasification conditions*. Fuel Processing Technology, 2018. **179**: p. 86-98.
 18. Noname *Determination of Carbon in Fly-Ash*. 2018.