

Analisa Kebocoran Pipa Air Pre Heater Boiler Tipe Circulating Fluidized Bed Combustion Unit-2 pada PLTU 2x30 MW PT. XYZ

T. Syamsul Rizal, Teuku Rihayat*, Reza Fauzan

Jurusan Teknik Kimia, Politeknik Negeri Lhokseumawe, Jl. Banda Aceh-Medan Km. 280.3, Buketrata, Punteut, Blang Mangat, Kota Lhokseumawe, Aceh 24301, Indonesia

*E-mail: teukurihayat@pnl.ac.id

Abstract

Article history:

Received: 25-03-2026

Accepted: 15-04-2026

Published: 29-04-2026

Keywords:

acid dew point corrosion;
air preheater;
circulating fluidized bed
combustion (CFBC);
erosion-corrosion;
tube leakage.

Tube leakage in the air pre-heater system is a critical issue affecting the reliability and efficiency of coal-fired power plants. This study investigates the causes of tube leakage in the air pre-heater of a Circulating Fluidized Bed Combustion (CFBC) boiler Unit-2 at a 2x30 MW power plant of PT. XYZ. The analysis was conducted through dimensional and thickness measurements, visual inspection, and evaluation of operating conditions, including acid dew point calculation and air preheater performance. The results indicate that wall thinning occurs locally and non-uniformly, with minimum thickness reaching 0.00 mm at certain condition, indicating perforation. The inner diameter remains relatively constant, while the outer diameter and wall thickness decrease significantly, suggesting that degradation predominantly originates from the external surface. Visual observations reveal the presence of pitting corrosion, uniform corrosion, and deposit formation on both outer and inner surfaces of the tube. The calculated acid dew point of flue gas ranges from 128.98 to 129.73°C. At low load conditions, the temperature margin between flue gas outlet and acid dew point becomes very narrow, increasing the risk of acid dew point corrosion. In addition, reduced air preheater performance prior to maintenance contributes to the development of a corrosive environment. It is concluded that tube leakage is mainly caused by progressive external erosion-corrosion, with additional contribution from acid dew point corrosion under certain operating conditions. These findings highlight the importance of temperature control, air preheater performance optimization, and periodic thickness monitoring to prevent recurring failures.

1. Pendahuluan

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) merupakan salah satu pembangkit listrik yang berperan penting dalam memenuhi kebutuhan energi listrik[1]. PLTU bekerja dengan memanfaatkan energi panas hasil pembakaran bahan bakar untuk menghasilkan uap bertekanan tinggi yang digunakan untuk menggerakkan turbin dan generator.

Komponen utama PLTU terdiri dari boiler, turbin, dan generator, di mana boiler berfungsi sebagai penghasil uap. Salah satu jenis boiler yang digunakan pada PLTU adalah *Circulating Fluidized Bed (CFB) boiler*. Boiler tipe ini memiliki keunggulan dalam efisiensi pembakaran serta fleksibilitas terhadap berbagai jenis bahan bakar. Komponen utama CFB boiler meliputi furnace sebagai ruang pembakaran, cyclone sebagai pemisah antara *flue gas* dan *fly ash*, serta *Heat Recovery Area (HRA)* yang berfungsi memanfaatkan panas gas buang untuk memanaskan fluida melalui sistem perpipaan, dan *air preheater*[2].

Boiler merupakan komponen vital pada pembangkit listrik tenaga uap karena berfungsi

mengubah energi kimia bahan bakar menjadi energi panas untuk menghasilkan uap bertekanan tinggi. Pada unit boiler tipe *Circulating Fluidized Bed Combustion (CFBC)*, proses pembakaran berlangsung dengan sirkulasi partikel padat, kecepatan fluida yang relatif tinggi, dan kontak intensif antara gas panas, abu, serta permukaan logam. Karakteristik ini membuat boiler CFBC unggul dalam fleksibilitas bahan bakar dan efisiensi pembakaran, tetapi juga meningkatkan risiko kerusakan pipa akibat erosi, korosi, *overheating*, deposit, dan kombinasi mekanisme degradasi lainnya. Berbagai studi menunjukkan bahwa kegagalan pipa boiler merupakan salah satu penyebab utama gangguan operasi, penurunan keandalan unit, serta meningkatnya biaya pemeliharaan di industri pembangkitan tenaga listrik[3].

Pada sistem boiler, pipa air pada area pemanas awal (*pre-heater*) memegang peranan penting karena berfungsi meningkatkan temperatur fluida sebelum memasuki tahap pemanasan berikutnya, sehingga mendukung efisiensi termal keseluruhan unit. Namun, posisi

komponen ini juga rentan terhadap kebocoran karena mengalami paparan berulang terhadap gas hasil pembakaran, partikel abu, fluktuasi temperatur, dan kondisi kimia lokal yang dapat mempercepat penipisan dinding pipa. Pada boiler CFBC, kebocoran pipa sering berkaitan dengan mekanisme *erosion-corrosion*, yaitu interaksi antara tumbukan partikel padat dengan reaksi korosif pada permukaan logam. Widjanto melaporkan bahwa pada boiler CFBC, kebocoran tabung banyak dipicu oleh abrasi material bed dan korosi permukaan, bahkan pada beberapa kasus terjadi dalam rentang operasi yang relatif singkat[4]. Temuan ini menegaskan bahwa analisis kebocoran pipa pada unit CFBC bukan hanya penting dari sisi keselamatan operasi, tetapi juga strategis untuk peningkatan reliabilitas dan efisiensi pemeliharaan pembangkit.

Sejumlah penelitian terdahulu telah membahas kegagalan pipa boiler dari berbagai lokasi dan komponen. Kajian pada kasus *air preheater* tubes di *boiler CFBC* menunjukkan bahwa kegagalan dipengaruhi oleh kondisi operasi, karakteristik deposit, dan serangan korosi yang berlangsung terus-menerus pada permukaan logam[5]. Kebocoran *water wall tube* pada boiler CFBC dapat terjadi akibat kombinasi *overheating* lokal dan deposisi kerak yang memicu korosi pada area perforasi[6].

Pada komponen lain, Subramanian et al. melaporkan bahwa kerusakan *economizer tube* pada utility boiler terutama dipicu oleh *acid dew point corrosion*, yang menyebabkan penipisan logam secara progresif hingga akhirnya bocor[7]. Sementara itu, pada kasus pipa *reheater* memperlihatkan bahwa kegagalan dini dapat timbul akibat korosi temperatur tinggi yang menyebabkan kehilangan ketebalan dinding pipa dalam jumlah signifikan sebelum umur rancang tercapai[8]. Secara umum, hasil-hasil tersebut memperlihatkan bahwa kegagalan pipa boiler sangat dipengaruhi oleh interaksi kompleks antara material, temperatur, komposisi fluida, deposit, dan dinamika partikel.

Meskipun demikian, kajian terdahulu masih didominasi oleh analisis pada *water wall tube*, *economizer*, *reheater*, atau *air preheater tube* di lokasi dan konfigurasi sistem yang berbeda. Belum banyak publikasi yang secara spesifik membahas kebocoran pipa *air preheater boiler CFBC* pada unit PLTU skala 2×30 MW di Indonesia, terutama pada kondisi operasi aktual dan karakteristik pembakaran yang khas

pada fasilitas industri tertentu. Padahal, setiap unit pembangkit memiliki perbedaan penting dalam kualitas bahan bakar, kandungan abu, pola pembebanan, temperatur operasi, histori perawatan, dan kualitas air umpan, yang semuanya dapat memengaruhi mekanisme kegagalan. Dengan demikian, generalisasi hasil studi dari pembangkit lain tidak selalu memadai untuk menjelaskan akar masalah pada unit yang diteliti. Hal ini mengakibatkan terbatasnya studi berbasis kasus nyata yang mengaitkan fenomena kebocoran pipa air pre-heater CFBC dengan kondisi spesifik operasi lokal khususnya pada PLTU PT. XYZ.

Berdasarkan gap tersebut, kajian ini mencoba mengevaluasi analisa kegagalan kebocoran pipa *air pre-heater boiler tipe CFBC* Unit-2 pada PLTU 2×30 MW PT. XYZ yang merupakan keterbaruan kajian dan sebagai studi kasus lapangan yang spesifik, kontekstual, dan aplikatif. Kebaruan penelitian ini bukan semata pada objek yang dianalisis, tetapi juga pada upaya menghubungkan indikasi kerusakan visual, kemungkinan mekanisme degradasi material, kondisi operasi boiler, serta implikasinya terhadap strategi pencegahan kebocoran berulang pada unit sejenis. Kajian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi praktis dalam bentuk dasar teknis untuk evaluasi keandalan, rekomendasi inspeksi, serta perbaikan sistem pemeliharaan pada boiler CFBC, khususnya di lingkungan PLTU yang menggunakan karakteristik bahan bakar dan pola operasi yang serupa.

Dalam pengoperasian boiler Unit 2 PLTU 2×30 MW PT. XYZ, sering ditemukan kegagalan pada sistem air pre heater berupa kebocoran pipa. Kebocoran pipa tersebut berdampak pada penurunan performa boiler, peningkatan kehilangan panas, serta menyebabkan penghentian operasi unit pembangkit. Salah satu penyebab utama kebocoran pipa *air pre heater* adalah terjadinya penipisan dinding pipa akibat korosi yang diduga disebabkan oleh pembentukan lapisan asam sulfat (H_2SO_4) pada permukaan pipa.

Berdasarkan hasil inspeksi lapangan, pada periode 25 Juli 2025 hingga 7 Agustus 2025 ditemukan kebocoran pada 968 pipa *primary air pre heater* dan 1.672 pipa *secondary air pre heater* di Unit 2. Kebocoran ini mengakibatkan unit harus dihentikan operasinya dengan durasi perbaikan dari kondisi *shut down* hingga sinkron mencapai 20 hari 12 jam 50 menit. Hasil

pengukuran ketebalan pipa menunjukkan terjadinya penurunan ketebalan hingga 0,77 mm, melebihi batas minimum ketebalan yang diizinkan berdasarkan standar ASME B31.3, yaitu 1,22 mm.

Tujuan artikel ini adalah untuk menganalisis penyebab kebocoran pipa *air pre-heater boiler* tipe *Circulating Fluidized Bed Combustion Unit-2* pada PLTU 2×30 MW PT. XYZ, mengidentifikasi mekanisme kegagalan yang paling dominan, serta merumuskan faktor-faktor yang berkontribusi terhadap terjadinya kerusakan. Selain itu, artikel ini bertujuan memberikan dasar rekomendasi teknis untuk mitigasi dan pencegahan kebocoran serupa di masa mendatang, sehingga dapat mendukung peningkatan keandalan operasi boiler dan efisiensi pemeliharaan pembangkit.

2. Metode

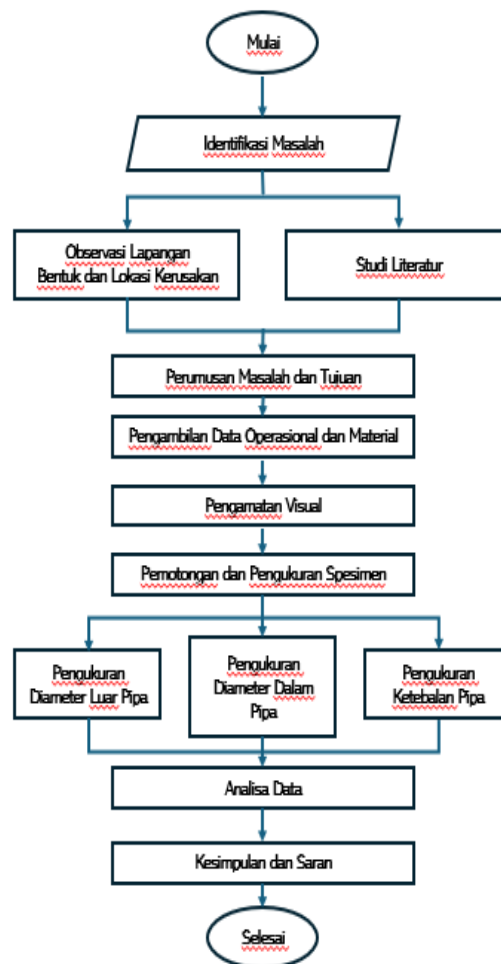
2.1 Bahan dan Peralatan

Bahan yang digunakan dalam kajian ini adalah sampel tube/pipa APH yang belum digunakan (sampel 1), sampel tube pipa (sampel 2), dan sampel tube pipa (sampel 3).

Peralatan yang digunakan dalam penelitian ini adalah camera digital, *thickness meter*, jangka sorong, dan gerinda.

2.2 Prosedur Penelitian

Penelitian dilakukan dengan tahapan awal pengumpulan data operasional (flow udara pembakaran, *temperature flue gas*, chemical properties pada batubara) menggunakan data parameter operasi PLTU. Selanjutnya dilakukan pengamatan visual untuk mengamati kondisi pipa/*tube air pre heater* (APH). inspeksi langsung pada saat stop operasi dan mengambil dokumentasi kerusakan. pemotongan sampel tube/pipa air pre heater menggunakan gerinda. kemudian dilakukan pengukuran ketebalan tube/pipa (*thickness*) untuk mengukur penipisan pipa *air pre heater* menggunakan *thickness meter*, pengukuran diameter luar dan dalam tube/pipa *air pre heater* menggunakan jangka sorong, dan perhitungan *acid dew corrosion* dengan menggunakan persamaan Okkes. Diagram alir penelitian diperlihatkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

3. Hasil dan Pembahasan

3.1 Pengukuran Diameter dan Ketebalan Tube

Hasil pengukuran dimensi dan ketebalan tube ditunjukkan pada Tabel 1 dan Tabel 2. Hasil pengukuran menunjukkan bahwa degradasi material tube *pre-heater boiler* terjadi secara lokal dan tidak merata. Dibandingkan dimensi desain (diameter luar 50,80 mm, diameter dalam 46,64 mm, dan tebal 2,08 mm), perubahan paling nyata terjadi pada diameter luar dan ketebalan dinding, sedangkan diameter dalam relatif tetap. Kondisi ini menunjukkan bahwa penurunan material dominan berasal dari permukaan luar tube, yang umumnya berkaitan dengan erosi, korosi eksternal, atau kombinasi *erosion-corrosion* akibat impingement partikel abu dan gas panas pada boiler CFBC[4, 5, 9].

Sampel 1 menunjukkan kondisi paling mendekati desain. Diameter luar pada Ruas A dan Ruas D masing-masing sebesar 50,80 mm dan 50,78 mm, dengan ketebalan 2,08 mm pada kedua ruas. Distribusi ketebalan keliling juga

relatif seragam, yaitu 2,21–2,37 mm. Variasi ini masih kecil dan belum menunjukkan titik penipisan kritis, sehingga Sampel 1 dapat dianggap mewakili tube yang belum mengalami degradasi signifikan.

Sebaliknya, Sampel 2 menunjukkan kerusakan lokal yang berat. Pada Ruas A, diameter luar turun menjadi 48,90 mm dan tebal dinding hanya 0,77 mm, sedangkan pada Ruas D nilainya masih mendekati desain. Hasil ini diperkuat oleh pengukuran keliling yang menunjukkan ketebalan minimum 0,23 mm pada sudut 30° dan maksimum 1,30 mm pada sudut 300°. Penipisan yang terkonsentrasi pada sektor tertentu ini mengindikasikan serangan eksternal yang terarah, bukan korosi seragam dari sisi dalam[3, 5, 10].

Kondisi paling kritis tampak pada Sampel 3. Pada Ruas D, tebal dinding turun menjadi 1,22 mm, sedangkan pengukuran keliling menunjukkan ketebalan minimum 0,00 mm pada sudut 180° dan 210°. Nilai ini menandakan

bahwa dinding tube telah habis atau mengalami perforasi lokal. Pola ini memperlihatkan bahwa nilai ketebalan pada pengukuran ruas hanya merepresentasikan kondisi rata-rata lokal, sedangkan titik paling kritis baru teridentifikasi melalui pemetaan ketebalan keliling[11, 12].

Secara keseluruhan, hasil pengukuran menunjukkan bahwa mekanisme kehilangan material paling mungkin dikendalikan oleh degradasi eksternal lokal. Konstannya diameter dalam menandakan bahwa serangan dari sisi internal tidak dominan, sedangkan berkurangnya diameter luar dan ketebalan pada sudut tertentu menunjukkan pengaruh tumbukan partikel padat, aliran gas panas, dan lingkungan korosif temperatur tinggi. Karakter ini sesuai dengan mekanisme kegagalan tube pada boiler CFBC yang umumnya dipicu oleh *erosion-corrosion* dan dapat berkembang cepat hingga menyebabkan kebocoran bila tidak terdeteksi sejak dini[5, 13].

Tabel 1. Hasil pengukuran diameter tube/pipa

	Desain (mm)	Sampel 1 (mm)		Sampel 2 (mm)		Sampel 3 (mm)	
		Ruas A	Ruas D	Ruas A	Ruas D	Ruas A	Ruas D
Diameter luar	50,80	50,80	50,78	48,90	50,23	50,70	50,35
Diameter dalam	46,64	46,64	46,64	46,64	46,64	46,64	46,64
Tebal	2,08	2,08	2,08	0,77	2,05	2,15	1,22

Tabel 2. Hasil pengukuran ketebalan tube/pipa

Sampel	Sudut pengukuran (°)											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Sampel 1	2,22	2,21	2,34	2,31	2,28	2,22	2,29	2,37	2,35	2,30	2,27	2,30
Sampel 2	1,00	0,23	0,45	0,25	0,40	0,40	0,60	0,80	0,90	1,25	1,30	1,00
Sampel 3	0,30	1,25	1,40	1,10	1,20	0,60	0,00	0,00	1,40	1,30	0,40	0,70

3.2 Pengamatan Visual Tube/Pipa

Hasil pengamatan secara visual tube/pipa ditunjukkan dalam Tabel 3 dan Tabel 4. Hasil pengamatan menunjukkan bahwa kerusakan makroskopik hanya ditemukan pada Sampel 2 dan Sampel 3, sedangkan Sampel 1 tidak menunjukkan indikasi kerusakan berarti. Pada Sampel 2 dan Sampel 3 teramati adanya kebocoran tube, korosi lokal (*pitting corrosion*), korosi seragam (*uniform corrosion*), serta pembentukan kerak pada permukaan luar dan dalam tube. Temuan ini memperkuat hasil pengukuran dimensi dan ketebalan bahwa kedua sampel tersebut telah mengalami degradasi lanjut hingga menurunkan integritas tube[14, 15].

Pada permukaan luar tube, ditemukan kerak berwarna merah bata, lapisan hitam di bawah kerak, serta deposit putih kekuningan yang diduga berasal dari endapan abu yang terbawa flue gas. Kerak merah bata yang mudah terkelupas menunjukkan terbentuknya produk korosi, sedangkan lapisan hitam mengindikasikan oksida yang terbentuk pada temperatur tinggi. Kehadiran deposit abu di sisi luar menunjukkan bahwa tube mengalami interaksi langsung dengan lingkungan pembakaran yang agresif, termasuk partikel padat, gas panas, dan senyawa hasil pembakaran. Kondisi ini mendukung dugaan bahwa degradasi dominan berlangsung dari sisi luar tube[16].

Tabel 3. Hasil pengamatan visual tube/pipa

Parameter	Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3
Kebocoran tube	X	√	√
Ketebalan tube < 1,1 mm	X	√	√
Korosi lokal (pitting corrosion)	X	√	√
Korosi seragam (uniform corrosion)	X	√	√
Kerak berwarna hitam, merah kecoklatan, dan putih kekuningan pada permukaan luar tube	X	√	√
Kerak berwarna merah kecoklatan pada permukaan dalam tube	X	√	√

Pada permukaan dalam tube, teramati kerak merah kecoklatan yang melekat relatif merata. Hal ini menunjukkan bahwa korosi internal juga terjadi, tetapi cenderung lebih homogen dan kurang dominan dibandingkan sisi luar. Jika dikaitkan dengan hasil pengukuran sebelumnya, sisi dalam tidak menunjukkan perubahan dimensi yang berarti, sehingga peran korosi internal lebih mungkin sebagai mekanisme sekunder.

Kombinasi antara korosi seragam, korosi lokal, dan deposit permukaan menunjukkan bahwa kerusakan tube berkembang secara progresif. Korosi seragam menurunkan ketebalan dinding secara umum, sedangkan pitting corrosion mempercepat pembentukan titik kritis yang akhirnya berkembang menjadi kebocoran. Dalam boiler CFBC, kondisi ini lazim terjadi akibat interaksi simultan antara oksidasi temperatur tinggi, deposit abu, dan impingement partikel padat pada permukaan logam[13]. Dengan demikian, pengamatan visual menegaskan bahwa kebocoran tube pada sampel rusak merupakan akibat degradasi eksternal yang telah berkembang hingga tahap perforasi lokal.

Secara lebih rinci, hasil pengamatan pada Tabel 4 menunjukkan bahwa permukaan luar tube ditandai oleh adanya kerak berwarna merah bata yang mudah terkelupas di sepanjang spesimen, lapisan hitam di bawah kerak, serta deposit putih kekuningan pada sebagian area permukaan. Kerak merah bata menunjukkan terbentuknya produk korosi yang telah berkembang di permukaan logam, sedangkan lapisan hitam di bawahnya mengindikasikan adanya lapisan oksida yang terbentuk akibat paparan temperatur tinggi. Sementara itu, endapan putih kekuningan diinterpretasikan sebagai abu hasil pembakaran yang terbawa oleh flue gas dan kemudian menempel pada

permukaan tube. Kombinasi warna dan karakter deposit ini menunjukkan bahwa permukaan luar tube mengalami interaksi intensif dengan lingkungan pembakaran yang bersifat agresif, baik secara termal, kimia, maupun mekanik.

Tabel 4. Pengamatan kondisi luar & dalam tube/pipa

Lokasi Pengamatan	Hal yang diamati	Hasil pengamatan
Permukaan luar pipa	Bentuk sampel	<ul style="list-style-type: none"> • Terdapat kerak berwarna merah bata yang mudah terkelupas disepanjang spesimen • Terdapat kerak berwarna putih yang disebabkan oleh endapan abu pada sebagian lokasi yang ada di spesimen • Pada bagian samping kanan spesimen ditemukan kerusakan yang disebabkan oleh proses pengambilan tube pada tube sheet • Tidak terdapat lubang • Merupakan seamless tube
	warna	<ul style="list-style-type: none"> • Merah bata (kerak yang mudah terlepas), hitam (lapisan dibawah kerak), putih kekuningan (bekas endapan abu yang terbawa oleh flue gas)
	Ketebalan	<ul style="list-style-type: none"> • Tidak sesuai dengan desain • Terjadi penurunan nilai ketebalan secara progresif
Permukaan dalam pipa	Bentuk sampel	<ul style="list-style-type: none"> • Terdapat kerak berwarna merah kecoklatan yang tidak mudah terkelupas diseluruh permukaan dalam spesimen • Tidak terdapat lubang • Merupakan seamless tube
	Warna	<ul style="list-style-type: none"> • Merah kecoklatan (merata diseluruh permukaan)
	Ketebalan	<ul style="list-style-type: none"> • Tidak sesuai dengan desain • Terjadi penurunan nilai ketebalan secara progresif

3.3 Pengukuran Acid Dew Point dan Performa Operasi APH

Pengukuran Acid Dew Point diperlihatkan dalam Tabel 5 sampai Tabel 7. Hasil perhitungan komposisi gas buang menunjukkan bahwa komponen dominan flue gas pada seluruh variasi beban adalah N₂, diikuti CO₂ dan H₂O, sedangkan SO₃ hadir dalam jumlah yang sangat kecil tetapi berperan penting dalam pembentukan acid dew point.

Tabel 5-7 menunjukkan bahwa acid dew point flue gas berada pada kisaran 128,98-129,73°C. Nilai ini relatif sama pada beban tinggi dan sedang, tetapi sedikit meningkat pada beban rendah 10 MW. Walaupun kenaikannya kecil,

kondisi ini penting karena menunjukkan pada beban rendah gas buang lebih rentan mencapai kondisi kondensasi asam, terutama bila temperatur lokal logam turun di bawah titik embun asam[11, 17].

Tabel 5. Hasil pengukuran Acid Dew Point flue gas combustion beban tinggi 28 MW

Component	kmole/hr	%mole
O ₂	-0,408658878	-0,052611977
N ₂	6,565134997	0,845215296
CO ₂	1,130405	0,145531752
SO ₃	8,78672E-05	1,13123E-05
H ₂ O	0,4804425	0,061853818
Total	7,767411486	1
Acid dew point	128,98	deg C

Tabel 6. Hasil pengukuran Acid Dew Point flue gas combustion beban sedang 15 MW

Component	kmole/hr	%mole
O ₂	-0,408658878	-0,052611977
N ₂	6,565134997	0,845215296
CO ₂	1,130405	0,145531752
SO ₃	8,78672E-05	1,13123E-05
H ₂ O	0,4804425	0,061853618
Total	7,767411486	1
Acid dew point	128,98	deg C

Tabel 7. Hasil pengukuran Acid Dew Point flue gas combustion beban rendah 10 MW

Component	kmole/hr	%mole
O ₂	-0,254691531	-0,037689527
N ₂	5,806819894	0,859299452
CO ₂	0,851977667	0,126076571
SO ₃	0,00010825	1,55121E-05
H ₂ O	0,35341	0,052297992
Total	6,757620855	1
Acid dew point	129,73	deg C

Jika dibandingkan dengan data operasi pada Tabel 8, temperatur outlet flue gas dari APH masih berada di atas acid dew point pada

seluruh kondisi beban. Namun, pada beban rendah 10 MW, temperatur outlet flue gas 132°C, sehingga margin terhadap acid dew point tinggal sekitar 2,27°C. Selisih yang sangat kecil ini menunjukkan bahwa operasi beban rendah merupakan kondisi paling kritis terhadap kemungkinan acid dew point corrosion, terutama jika terjadi distribusi temperatur yang tidak merata, fouling, atau pendinginan lokal pada permukaan tube[18].

Data performa air preheater (APH) pada Tabel 9 menunjukkan bahwa selama periode sebelum perbaikan, beberapa parameter seperti total SA flow, total PA flow, temperatur outlet udara, dan pressure drop cenderung menurun dibandingkan kondisi commissioning. Hal ini mengindikasikan adanya penurunan efektivitas perpindahan panas dan kemungkinan gangguan aliran akibat fouling, deposit, atau kebocoran internal. Setelah perbaikan pada 2025, sebagian besar parameter kembali mendekati kondisi awal commissioning, yang menunjukkan pemulihan performa APH[16, 19].

Secara keseluruhan, data ini menunjukkan bahwa kebocoran tube tidak hanya dipengaruhi oleh degradasi material akibat erosi-korosi, tetapi juga oleh kondisi operasi termal yang mendukung terbentuknya lingkungan korosif. Pada saat performa APH menurun dan temperatur outlet flue gas mendekati acid dew point, risiko korosi temperatur rendah meningkat. Oleh karena itu, kontrol temperatur gas buang, pemeliharaan performa APH, dan inspeksi ketebalan tube secara berkala menjadi faktor penting untuk mencegah kebocoran berulang pada sistem air preheater[20, 21].

Tabel 8. Data operasi (inlet & outlet flue gas)

Parameter	Unit	100% TG MCR	2020 (28 MW)	2024 (15 MW)	2024 (10 MW)
Inlet flue gas to APH					
Temperatur inlet flue gas	°C	252,04	272,82	296,95	261,0665
Pressure inlet APH	Bar (abs)	1,01131	1,00938	1,00938	1,01011
Outlet flue gas from APH					
Temperatur outlet flue gas	°C	152,15	150,34	155,66	132

Tabel 9. Hasil pengamatan *performance air preheater*

Data	Total SA flow	Total PA flow	SA inlet temp	PA inlet temp	SA outlet temp	PA outlet temp	SA inlet press	PA inlet press	SA outlet press	PA outlet press	DP SA	DP PA	Inlet FG APH	Outlet FG APH	DP Backpass
Comissioning															
2013 Before	62,70	62,90	55,73	60,60	214,50	184,10	103,12	167,08	98,38	154,74	4,74	12,34	-1,94	-9,34	7,40
2019	42,95	41,49	50,83	59,71	193,72	178,41	73,15	95,40	76,29	102,42	3,14	7,02	-3,34	-7,29	3,95
2020	44,88	39,44	49,00	59,30	195,76	183,92	73,28	115,89	81,20	122,69	7,92	6,80	-1,69	-5,62	3,93
2021	52,11	41,14	46,72	56,25	191,70	180,14	69,54	107,00	74,57	117,80	5,02	10,80	-1,65	-5,97	4,32
2022	49,12	36,87	45,64	54,86	189,72	181,00	68,20	128,46	70,90	134,34	2,70	5,88	-1,68	-5,38	3,70
2023	49,62	34,62	46,20	55,89	191,65	185,54	72,20	126,30	75,02	132,12	2,83	5,82	-2,99	-10,20	7,21
2024	48,33	44,38	50,34	58,04	211,30	192,82	73,36	108,69	75,11	114,57	2,75	7,88	-2,07	-6,31	4,23
After															
2025	61,35	61,68	53,90	58,04	215,10	192,82	102,46	163,79	95,79	152,35	4,96	11,99	-1,88	-8,76	6,89

4. Kesimpulan

Kebocoran pipa *air pre-heater boiler* tipe CFBC Unit-2 di PLTU PT. XYZ disebabkan oleh degradasi dinding pipa yang bersifat lokal dan progresif, dengan mekanisme utama erosi-korosi dari sisi luar. Hal ini ditunjukkan oleh penurunan ketebalan dan diameter luar pipa, sementara diameter dalam relatif tidak berubah.

Pengamatan visual memperkuat temuan tersebut melalui indikasi korosi lokal, korosi seragam, serta pembentukan kerak akibat interaksi dengan gas panas dan partikel pembakaran. Analisis operasi menunjukkan bahwa kondisi mendekati *acid dew point*, terutama saat beban rendah, turut meningkatkan risiko korosi lokal.

Kerusakan pipa dipicu oleh kombinasi erosi-korosi eksternal dan potensi korosi titik embun asam, yang mempercepat penipisan dinding hingga terjadi kebocoran.

Daftar Pustaka

[1] Putra, A. P., Munawir, A., & Jayadi, F., 2023. *Pemeliharaan coal feeder terhadap kinerja pembangkit listrik pada pembangkit listrik tenaga uap (pltu) nagan raya 2x110 mw.* Jurnal Mahasiswa Mesin, Vol. 2, No. 1, pp. 1-7.

[2] Jurnal, R. T., 2017. *Studi kelayakan pembangunan pembangkit listrik tenaga uap 2x50 mw dengan menggunakan boiler circulating fluidized bed combustion di kendari, sulselrabar.* Energi dan Kelistrikan, Vol. 9, No. 2, pp. 147-156.

[3] Utomo, F. F., Rashid, M. I., Nugraha, A. D., & Muflikhun, M. A., 2024. *A recent review on the failure analysis of boiler tube.* Jurnal

Rekayasa Mesin, Vol. 15, No. 2, pp. 619-646.

[4] Widjanto, T., Darmadi, D. B., Irawan, Y. S., & Gapsari, F., 2024. *Failures analysis of tube coating in circulating fluidized bed (cfb) boiler.* Heliyon, Vol. 10, No. 4.

[5] Suwarno, S., Nugroho, G., & Santoso, A., 2021. *Failure analysis of air preheater tubes in a circulating fluidized bed boiler.* Engineering Failure Analysis, Vol. 124, p. 105380.

[6] Ren, F., Xu, J., & Si, J., Year. *Leakage failure analysis of water wall tube in circulating fluidized bed boiler.* in *Journal of Physics: Conference Series*, Vol. 1653, No. 1: IOP Publishing.

[7] Subramanian, C., 2020. *Deterioration of economizer tube in utility boiler.* Engineering Failure Analysis, Vol. 115, p. 104643.

[8] Xu, M. et al., 2024. *Failure case study on reheater pipes in a subcritical unit served for a thermal power plant.* Case Studies in Thermal Engineering, Vol. 59, p. 104550.

[9] Konist, A., 2023. *Investigation of fouling and corrosion of low-temperature reheater in a cfb boiler.* Fuel, Vol. 338, p. 127373.

[10] Duarte, C. A., Espejo, E., & Martinez, J. C., 2017. *Failure analysis of the wall tubes of a water-tube boiler.* Engineering Failure Analysis, Vol. 79, pp. 704-713.

[11] Yao, H., Li, R., Xiang, H., Liu, X., Jin, H., & Wang, C., 2023. *Experimental study on the dew point corrosion behavior in atmospheric tower system.* Materials Today Communications, Vol. 36, p. 106829.

[12] Zuo, W., Zhang, X., & Li, Y., 2020. *Review of flue gas acid dew-point and related low temperature corrosion.* Journal of the

- Energy Institute, Vol. 93, No. 4, pp. 1666-1677.
- [13] Grochowalski, J. *et al.*, 2023. *Technique for reducing erosion in large-scale circulating fluidized bed units*. Powder Technology, Vol. 426, p. 118651.
- [14] Dhua, S., Saxena, A., & Jha, B., 2016. *Failure analysis of boiler tubes used in a thermal power plant*. Transactions of the Indian Institute of Metals, Vol. 69, No. 2, pp. 653-657.
- [15] Kumar, R., Singh, R., & Kumar, S., 2018. *Erosion and hot corrosion phenomena in thermal power plant and their preventive methods: A study*. Asian review of mechanical engineering, Vol. 7, No. 1, pp. 38-45.
- [16] Arjunwadkar, A., Basu, P., & Acharya, B., 2016. *A review of some operation and maintenance issues of cfbc boilers*. Applied Thermal Engineering, Vol. 102, pp. 672-694.
- [17] Xiang, B., Zhang, M., Yang, H., & Lu, J., 2016. *Prediction of acid dew point in flue gas of boilers burning fossil fuels*. Energy & Fuels, Vol. 30, No. 4, pp. 3365-3373.
- [18] Vainio, E., Laurén, T., Demartini, N., Brink, A., & Hupa, M., 2014. *Understanding low-temperature corrosion in recovery boilers: Risk of sulphuric acid dew point corrosion*. Sci. Technol. For. Prod. Process, Vol. 4, pp. 14-22.
- [19] Singh, A., Sharma, V., Mittal, S., Pandey, G., Mudgal, D., & Gupta, P., 2018. *An overview of problems and solutions for components subjected to fireside of boilers*. International Journal of Industrial Chemistry, Vol. 9, No. 1, pp. 1-15.
- [20] Basu, P., "Operation and maintenance issues," in *Circulating fluidized bed boilers: Design, operation and maintenance*: Springer, 2015, pp. 305-336.
- [21] Asamoah, F. W., 2020. *Inspection and maintenance of fluidized bed boilers*.