

ANALISIS PERAWATAN PADA PIPA *SUPERHEATER* DI UNIT BOILER 1 MENGGUNAKAN METODE *RISK BASED INSPECTION*

Ozkar F. Homzah¹, Ella Sundari^{1*}) dan Vera Octavia¹

¹Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Sriwijaya

(*E-mail Corresponding Author: e_sundari@polsri.ac.id)

Abstrak

Kegagalan pipa *superheater* merupakan salah satu masalah penting yang sering terjadi pada pembangkit listrik tenaga uap, hal ini disebabkan oleh penipisan pada permukaan akibat abrasi oleh pasir silika yang terkandung di dalam aliran gas hasil pembakaran secara terus menerus selama operasi. Berdasarkan kegagalan yang terjadi pada pipa *boiler* di unit TE 3x10 MW, hal ini sangat beresiko dan berpengaruh besar terhadap produksi listrik. Selain itu, hal ini juga menimbulkan masalah finansial yang cukup besar karena adanya *downtime*. Pada penelitian ini, kami menggunakan metode *risk based inspection* untuk memberikan gambaran rencana jadwal inspeksi. Sebagai hasilnya, berdasarkan standar API 581, probabilitas kegagalannya berada pada kategori 5 dan risiko finansial pada level C. Sehingga tingkat resiko *superheater* berada pada level menengah-tinggi. Secara kondisional, kami menduga pembangkit listrik akan menjalankan jadwal inspeksi 27 hari setelah laporan kegagalan berdasarkan pengukuran ketebalan.

Kata Kunci: *Risk Based Inspection, Superheater, Penjadwalan Inspeksi, tingkat risiko.*

Abstract

The failure of the superheat pipe is one of the important problems that often occur in steam power plants, this is caused by thinning on the surface due to abrasion by silica sand contained in the combustion gas flow continuously during operation. Based on the failures that occurred in the boiler pipes in the 3x10 MW TE unit, this is very risky and has a major effect on electricity production. In addition, this also causes considerable financial problems due to downtime. In this study, we used the risk-based inspection method to provide an overview of the inspection schedule plan. As a result, based on the API 581 standard, the probability of failure is category 5 and the financial risk is level C. Therefore, the risk level of the superheat is medium-high. Conditionally, we expect the power plant to run the inspection schedule 27 days after the failure report based on the thickness measurement.

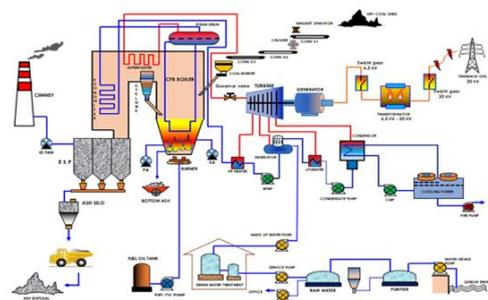
Keywords: *Risk Based Inspection, Superheat pipe, Inspection schedule plan, risk level.*

1 PENDAHULUAN

PT Bukit Energi Servis Terpadu (BEST) adalah perusahaan penyedia jasa operasi dan pemeliharaan. Perusahaan ini merupakan Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang berpusat di Sumatera Selatan. Sebuah PLTU terdiri dari beberapa komponen utama seperti ketel uap, turbin, kondensor, generator dan lainnya. Ketel uap merupakan salah satu elemen utama yang melakukan perubahan fasa yaitu dari fasa cair menjadi fasa gas untuk menghasilkan uap kering, yang kemudian digunakan untuk menggerakkan turbin. Setelah turbin bergerak, putaran turbin digunakan untuk menggerakkan generator untuk menghasilkan listrik [1].

Superheater merupakan salah satu komponen yang terdapat dalam ketel uap. *Superheater* memiliki fungsi yaitu untuk menaikkan temperatur uap yang awalnya masih uap jenuh sampai menjadi uap panas lanjut atau *superheated steam* [2]. Kegagalan yang

sering terjadi seperti pecahnya pipa *superheater* yang disebabkan penipisan pada permukaan material akibat abrasi yang terkandung dalam aliran gas hasil pembakaran yang secara terus menerus selama berlangsungnya operasi. Pada gambar 1 dapat dilihat daerah pipa *superheater*. Berdasarkan kegagalan yang terjadi yang memiliki risiko dan berpengaruh terhadap proses produksi dan menimbulkan kerugian finansial akibat *downtime*.



Gambar 1 Daerah Pipa Superheater

Risk-based inspection (RBI) adalah penilaian risiko dan proses manajemen risiko yang berfokus pada kegagalan yang terjadi pada peralatan akibat kerusakan material selama pemrosesan dan dikelola dengan melakukan inspeksi peralatan. RBI adalah metode analisis inspeksi berbasis risiko. Dengan metode ini, risiko yang diakibatkan oleh kegagalan dapat diperkirakan berdasarkan probabilitas dan konsekuensi dari suatu kegagalan. Tujuan RBI adalah untuk mengontrol proses inspeksi dan meminimalkan risiko kecelakaan. Peralatan diklasifikasikan berdasarkan tingkat bahaya karena setiap peralatan memiliki tingkat bahaya yang berbeda. Berdasarkan [3], tingkat risiko peralatan dibagi menjadi empat tingkatan, yaitu: risiko rendah, risiko sedang, risiko sedang hingga tinggi, dan risiko tinggi.

Penelitian yang dilakukan oleh [4] menyatakan risiko pada sistem perpipaan ketel uap *superheater* berada pada level yang tinggi, dimana kemungkinan terjadi kerusakan pada pipa berada pada peringkat lima sedangkan untuk konsekuensi dari kegagalan berada pada peringkat empat. Oleh karena itu penting untuk melakukan inspeksi dan manajemen risiko pada pipa *superheater* mengingat potensi bahaya dan risikonya. Upaya tersebut ditujukan untuk menciptakan kondisi operasi yang aman dan andal serta memenuhi persyaratan keselamatan sesuai dengan standar dan peraturan yang berlaku. Berdasarkan penjelasan diatas, perlu dilakukan evaluasi terhadap rencana dimulainya pemeriksaan pipa *superheater* dengan menggunakan metode pemeriksaan berbasis risiko RBI, dimana penilaian risiko menjadi dasar perencanaan program pemeriksaan, tujuan pemeriksaan yaitu untuk menentukan risiko kegagalan pipa *superheater*.

2 METODOLOGI

Penelitian ini dimulai dengan mengidentifikasi masalah-masalah di dalam perusahaan, apakah kegagalan yang berisiko tinggi yang dapat mengganggu proses produksi. Kemudian mempelajari literatur referensi yang digunakan sebagai acuan dalam penelitian.

Pengumpulan data, data yang dikumpulkan yaitu data primer dan data sekunder. Data primer diperoleh dengan wawancara kepada ahli di perusahaan mengenai identifikasi bahaya peralatan. Mengenai data sekunder didapat dari hasil log pemeriksaan perusahaan. Data yang digunakan adalah ketebalan awal pipa, ketebalan akhir pipa dan nominal kerugian akibat kegagalan pada Mei 2022.

Analisa data yang digunakan untuk menentukan tingkat risiko adalah dengan menggunakan metode *risk based inspection* dengan menggunakan rumus sebagai berikut (API 581, 2008)

$$\text{Risk} = Pf(t) \times Fc(t) \quad (1)$$

Dimana, $Pf(t)$ = *Probability of Failure*, $Fc(t)$ = *Consequence of Failure*. Untuk menentukan *Probability of Failure* dapat menggunakan persamaan yang terdapat pada API 581. Setelah mendapatkan nilai *Probability of Failure* Maka masukan kedalam tabel kategori *Probability of Failures* dan *Damage Faktor*.

$$Pf(t) = gff \cdot Df(t) \cdot FMS \quad (2)$$

Dimana, gff = Frekuensi kegagalan suatu komponen (*Frequency of Failure*), $Df(t)$ = Faktor kerusakan (*Damage*), FMS = Faktor manajemen (*Management System Factor*). Untuk nilai gff dapat dilihat pada tabel API 581. Sedangkan untuk $Df(t)$ dihitung dengan langkah-langkah sesuai dengan prosedur pada API 581 sebagai berikut:

1. Menentukan nilai efektivitas inspeksi dan jumlah inspeksi yang telah dilakukan. Berdasarkan tabel API 581.
2. Menentukan durasi dan umur yaitu waktu sejak pengukuran ketebalan terakhir.
3. Mencari nilai *Corrothion Rate*, nilai CR tertinggi yang digunakan sebagai acuan *corrothion rate*.
4. Mencari ketebalan minimum yang diizinkan .
5. Menghitung parameter faktor kerusakan ar/t.
6. Menghitung damage faktor penipisan, D_{FB}^{thin} dengan memasukan nilai ar/t kedalam tabel *thinning damage factor* pada API 581.
7. Menentukan faktor kerusakan dari *thinning* menggunakan API 581.

Kemudian untuk menghitung nilai FMS dilakukan dengan melakukan kuesioner yang berhubungan dengan manajemen pabrik, operasional, inspeksi, pemeliharaan, training, *eenginering* dan keselamatan kerja. Pertanyaan yang diajukan berpedoman pada kuesioner yang terdapat pada API 581. Setelah mendapatkan nilai dari *Probability of Failures* dan *Damage Faktor* selanjutnya masukan dalam tabel kategori.

Tabel 1 Kategori *Probability of Failures* dan *Damage Faktor* (API 581, 2016).

Kategori	Probability Kategori	
	Rentang Probability	Rentang Damage Faktor
1	$P_f(t, I_E) \leq 3,06E-05$	$D_f(t) \leq 1$
2	$3,06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-04$	$1 < D_f(t) \leq 10$
3	$3,06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-03$	$10 < D_f(t) \leq 100$
4	$3,06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3,06E-02$	$100 < D_f(t) \leq 1.000$
5	$P_f(t) > 3,06E-02$	$D_f(t) > 1.000$

Pada konsekuensi kegagalan dihitung dengan persamaan di bawah ini dimana konsekuensi yang dipakai adalah konsekuensi finansial.

$$FC_{total} = FC_{device} + FC_{personel} + FC_{interrupt} \quad (3)$$

$$FC_{device} = Ct \times \rho_1 + R \times m \quad (4)$$

$$FC_{personel} = Ct \times \rho_2 \times C_{individual} \quad (5)$$

$$FC_{interrupt} = S_{day} \times T_{day} \quad (6)$$

Dimana, FC_{device} = Kerugian Peralatan, $FC_{personel}$ = Kerugian Personil, $FC_{interrupt}$ = Kerugian Interupsi, Ct = Jumlah pipa yang dinilai, ρ_1 = Intensitas aset, $FC_{individual}$ = Biaya individu (gaji), S_{day} = Pemasukan, m = Faktor biaya material API 581, R = Biaya perbaikan, ρ_2 = Intensitas personil, T_{day} = Waktu gangguan.

Setelah mendapatkan nilai dari konsekuensi kegagalan maka masukan kedalam tabel kategori menurut API 581 pada tabel 2.

Tabel 2 Kategori *Consequence of Failure* (API 581, 2016)

Kategori	Rentang (\$USD)
A	$FC \leq 10.000$
B	$10.000 < FC \leq 100.000$
C	$100.000 < FC \leq 1.000.000$
D	$1.000.000 < FC \leq 10.000.000$
E	$FC > 10.000.000$

Setelah didapatkan *probability* dan *consequence* maka akan didapatkan kategori risikonya apakah *low*, *medium*, *medium high* ataupun *high*. Lalu menentukan interval inspeksi dilakukan dengan menghitung terlebih dahulu *remaining life* dari peralatan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$RL = \frac{t_{actual} - t_{min}}{\text{corrosion rate [inches (mm)/years]} \quad (7)$$

Dimana, t_{actual} = Ketebalan pipa saat ini (inch), t_{min} = Ketebalan minimum yang dimiliki pipa (inch).

Setelah mendapatkan *remaining life* dari pipa *superheater*, kemudian dapat dilanjutkan untuk mencari interval inspeksi yang dapat digunakan dengan rumus berikut:

$$\text{Interval inspeksi} = \frac{\text{Remaining life}}{2} \quad (8)$$

Dimana, *Remaining life* = Sisa Umur (tahun).

3 HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel 1 merupakan hasil *Corrosion rate* dihitung dengan memepertimbangkan ketebalan awal pipa, ketebalan akhir pipa dan usia dari pipa itu sendiri.

Tabel 3 Hasil Perhitungan *Corrosion Rate*

Elemen	Corrosion Rate 1 (inch/tahun)	Corrosion Rate 2 (inch/tahun)
1	0,001574803	0,017322835
2	0,01023622	-0,005905512
3	0,017322835	0,016141732
4	0,011023622	0,007874016
5	0,019685039	0,015748031
6	0,013385827	0,00511811
7	0,011811024	0,053149606
8	0,031496063	0,01496063
9	0,039763779	0,018503937
10	0,007480315	0,035433071
11	0,009448819	0,00984252
12	0,013779528	0,006692913
13	0,005905512	0,01023622
14	0,006692913	0,004330709
15	0,041338583	0,033858268
16	0,011811024	0,038582677
17	0,006299213	0,001181102
18	0,036220472	0,001968504
19	0,027952756	0,008267717
20	0,01023622	0,026771654
21	0,001574803	0,026377953
22	0,02480315	0,01023622
23	0,020866142	0,014566929
24	0,013385827	0,003543307
25	0,017322835	0,022440945
26	0,033464567	0,009055118
27	0,014173228	0,006692913
28	0,005511811	0,005905512
29	-0,005905512	0,006299213
30	0,035433071	0,003937008
31	0,040944882	-0,002362205
32	0,031889764	0,01023622
33	0,035433071	0,006299213
34	0,013779528	0,013779528
35	0,027559055	0,02992126
36	-0,001968504	0,017322835
37	0,006692913	0,054724409
38	0,002755906	0,028346457
39	0,021653543	0,025984252
40	0,012992126	0,00511811
41	0,013385827	0,022440945
42	0,02992126	0,017322835
43	0,022440945	0,012992126
44	0,030708661	0,021653543

Dari hasil perhitungan di atas maka diketahui terdapat nilai laju korosi yang bernilai negatif yang disebabkan oleh korosif yang mengakibatkan penambahan ketebalan pada pipa. Serta terjadinya *fouling* pada pipa. Tabel 3 merupakan hasil perhitungan nilai CR. Nilai CR tertinggi dari pipa

yang akan dijadikan acuan sebagai *corrosion rate*, maka nilai dari CR adalah 0,054724409inch/tahun.

Langkah selanjutnya adalah perhitungan RBI dengan menentukan *Probability of Failure* (PoF). Probabilitas kegagalan diperoleh dengan mengalikan *Generic Failures Frequency*, *Damage Factor* dan Faktor Manajemen Sistem. Penentuan *Generic Failures Frequency* dilakuakn berdasarkan API 581 untuk peralatan bertekanan yaitu 3.06E-05 kegagalan/tahun. Semakin tinggi nilai nilai *gff*, semakin tinggi tingkat kegagalan peralatan. Kemudian menghitung Faktor Manajemen Sistem yang merupakan sebuah *tools* evaluasi yang digunakan untuk mengevaluasi sistem manajemen yang berdampak langsung dengan manajemen pabrik, operasional, inspeksi, pemeliharaan, training, *engineering* dan keselamatan kerja. Hasil dari evaluasi sistem manajemen PT. BEST adalah 711 dari 1000 dengan *pscore* sebesar 71.1% maka nilai F_{ms} adalah 0,378442585.

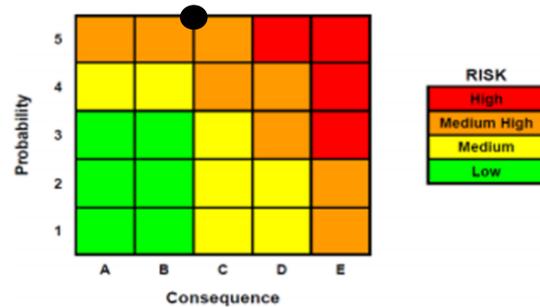
Langkah terakhir adalah menghitung *damage factor* dimana hasil yang didapat adalah nilai efektivitas inspeksi cukup efektif karena *ultrasonic thickness* digunakan untuk mengukur ketebalan pipa. Durasi dan umur pipa yang digunakan adalah 1 tahun. Nilai *corrosion rate* tertinggi yang dijadikan sebagai acuan adalah 0,054724409 inci/tahun. Ketebalan minimum yang diizinkan adalah 2,4 mm. Parameter faktor kerusakan adalah 0,5325 tahun. *Damage* faktor penipisan, D_{FB}^{thin} berdasarkan kategori efektivitas inspeksi yaitu C dan jumlah pemeriksaan yang telah dilakukan adalah 3 kali, maka didapatkan nilai dari D_{FB}^{thin} adalah 500. Berdasarkan faktor kerusakan dari *thinning* menggunakan API 581, maka nilai *on-line monitoring* (F_{OM}) =1. *Injection/mix points* (F_{IP}) karena dilakukan proses injeksi ke dalam fluida maka nilai F_{IP} = 3. *Dead legs* (F_{DL}) karena tidak memiliki *deadlegs* maka nilai F_{DL} = 1. *Welded construction* (F_{WD}), *Maintenance in accordance with* (F_{AM}) dan *Settlement* (F_{SM}) tidak digunakan karena nilai pada F_{WD} , F_{AM} dan F_{SM} hanya berlaku untuk *storage tank*. Maka nilai Df (*damage factor*) *thinning* adalah 1.500.

Setelah mendapatkan hasil dari *Generic Failures Frequency*, *Damage Factor* dan Faktor Manajemen Sistem, maka dengan menggunakan persamaan 2 didapat hasil *Probability of Failure* adalah 1,737E-02 dan masuk dalam kategori 5 yang artinya probabilitas kegagalan sangat tinggi lebih dari 0,00306 per tahun. Langkah selanjutnya menentukan *Consequence of Failure* (CoF). Dengan mempertimbangkan konsekuensi dari segi finansial akibat kerusakan peralatan. Biaya konsekuensi yang dihitung adalah sebagai berikut:

1. Perhitungan *Device Loss* (FC_{device}), besar biaya kerusakan peralatan adalah Rp75.037.677,735.
2. Perhitungan *Personnel Loss* ($FC_{personnel}$), besar biaya kerugian personal adalah Rp378.848,609.

3. Perhitungan *Interruption Loss* ($FC_{interrupt}$), besar kerugian produksi adalah Rp1.654.882.320.

Berdasarkan hasil perhitungan biaya diatas maka, *Financial Cost Total* (FC_{total}) adalah Rp1.730.298.846,344 atau \$ 114.894,2234. Berdasarkan API 581 pada tabel 4 maka hasil *financial cost* total masuk dalam kategori C. Selanjutnya hasil dari *probability of failure* dan *consequence of failure* yang didapatkan dihitung menggunakan metode RBI diplot-kan ke dalam *risk matrix*.



Gambar 2 Risk Matrix (API 581, 2008)

Gambar 2 merupakan tabel *risk matriks* dimana kategori PoF adalah 5 dan kategori CoF adalah C maka pipa *superheater* masuk dalam kategori *medium high*. Sehingga harus mendapat perhatian yang cukup ketat.

Berdasarkan risk matrix diatas maka interval inspeksi dengan konsep *half remaining life* interval inspeksi.

Tabel 4 Hasil Perhitungan *Remaining Life*

Elemen	Remaining Life 1 (tahun)	Remaining Life 2 (tahun)
1	1,122302166	0,83453238
2	0,964028784	1,258992815
3	0,83453238	0,856115114
4	0,949640295	1,007194252
5	0,791366912	0,863309359
6	0,906474827	1,057553964
7	0,935251805	0,179856116
8	0,575539572	0,877697848
9	0,424460435	0,812949646
10	1,014388496	0,503597126
11	0,978417273	0,971223029
12	0,899280582	1,028776986
13	1,043165475	0,964028784
14	1,028776986	1,071942454
15	0,395683456	0,532374105
16	0,935251805	0,446043169
17	1,03597123	1,129496411
18	0,489208637	1,115107922
19	0,640287774	1,000000007
20	0,964028784	0,661870508
21	1,122302166	0,669064753
22	0,697841732	0,964028784

23	0,769784178	0,884892093
24	0,906474827	1,086330943
25	0,83453238	0,7410072
26	0,539568349	0,985611518
27	0,892086337	1,028776986
28	1,05035972	1,043165475
29	1,258992815	1,03597123
30	0,503597126	1,079136698
31	0,402877701	1,194244613
32	0,568345328	0,964028784
33	0,503597126	1,03597123
34	0,899280582	0,899280582
35	0,647482019	0,604316551
36	1,187050368	0,83453238
37	1,028776986	0,151079138
38	1,100719432	0,63309353
39	0,755395689	0,676258998
40	0,913669071	1,057553964
41	0,906474827	0,7410072
42	0,604316551	0,83453238
43	0,7410072	0,913669071
44	0,589928062	0,755395689

Maka dari tabel 4 menunjukkan sisa usia pipa yang paling kecil adalah 0,151079138 tahun, atau 55 hari sehingga interval inspeksi penjadwalan perawatan pipa *superheater* adalah 27 hari setelah pembacaan ketebalan pipa terakhir.

4 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian diatas dapat disimpulkan Nilai dari *probability of failure superheater* adalah 5 yang artinya probabilitas kegagalan sangat tinggi lebih dari 0,00306 per tahun. dan kategori untuk *consequence of failure*-nya adalah C. hasil tersebut dimasukan dalam tabel *risk matrix* dengan hasil nilai dari kategori risiko dari *superheater* yaitu *medium high*. Sehingga harus mendapat perhatian yang cukup ketat. Untuk penjadwalan inspeksi perawatan pipa *superheater* itu sendiri dihitung dengan menggunakan *half remaining life*, berdasarkan hasil dari perhitungan maka usulan untuk penjadwalan inspeksi perawatan pipa *superheater* adalah 27 hari setelah pembacaan ketebalan pipa terakhir.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada saudara Hengky Saputra yang merupakan Assistant Manager Pemeliharaan dan Perawatan PT Bukit Energi Servis Terpadu (BEST) sebagai penanggung jawab memberikan data-data penelitian. dan Terima Kasih juga kepada semua pihak yang terlibat pada penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

[1] R. Rosihan, R. I., Puspitasari, D. P., & Rumita, "Penilaian Resiko dan Perencanaan Jadwal Inspeksi Boiler dengan Metode Risk Based Inspection di PT Indonesia Power UBP

Semarang," *Industrial Engineering Online Journal*, 2014. <https://ejournal3.undip.ac.id/index.php/ieoj/article/view/5348> (accessed Aug. 03, 2023).

- [2] V. Wahyu Endriyana, "Analisa Unjuk Kerja Secondary Superheater PLTGU Dan Evaluasi Peluang Peningkatan Effectiveness Dengan Cara Variasi Jarak, Jumlah, dan Diameter Tube," *J. Tek. ITS*, vol. 2, no. 3, pp. B388–B393, 2013, doi: 10.12962/j23373539.v2i3.5114.
- [3] API 581, "Risk-based Inspection Technology, API RP 581 Second Edition," no. September, p. 654, 2008.
- [4] O. H. octora syahida Rahman, F. W. Pratama, and E. S. Siradj, "Risk Identification on Superheater Pipeline Boiler of 600 MW Power Plants Using a Risk Based Inspection (RBI) Method," *J. Pendidik. Teknol. Kejuru.*, vol. 5, no. 4, pp. 111–114, 2022, doi: 10.24036/jptk.v5i4.29523.
- [5] API 581, *API RP 581 - THIRD EDITION, APRIL 2016 - Risk-Based Inspection Methodology*, no. April. 2016.
- [6] A. K. Insani *et al.*, *ANALISIS RISIKO DAN PERENCANAAN JADWAL INSPEKSI PADA BOILER DAN PERALATAN PENDUKUNG BOILER DENGAN METODE RISK BASED INSPECTION (RBI)*. 2020.
- [7] T. Liu, T. Jiang, J. Zhong, K. Guan, Z. Wang, and F. Arjmand, "Failure analysis of sulphidation-oxidation corrosion of Incoloy 800HT superheater tube," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 142, p. 106798, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.ENGFAILANAL.2022.106798.
- [8] H. Muhajir, G. D. Haryadi, and A. Widodo, "Remaining Life Assessment of Superheater Tube in Boiler of Coal Fired Power Plant," *MATEC Web Conf.*, vol. 159, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1051/mateconf/201815902041.
- [9] M. A. Qathafi and Sulistijono, "Studi Aplikasi Metode RBI semi-Kuatitatif API 581 pada Production Separator," *J. Tek. ITS*, vol. 4, no. 1, pp. 89–94, 2015, doi: 10.12962/j23373539.v4i1.8722.