



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta



**ANALISIS *REMAINING STRENGTH* DENGAN
ASME B31G DAN *REMAINING LIFE* BERDASARKAN
API 579 PADA *PENSTOCK* 1 PLTA KRACAK**

SKRIPSI

Oleh:
Naura Az-zahra
NIM. 2202421047

**PROGRAM STUDI SARJANA TERAPAN
TEKNOLOGI REKAYASA PEMBANGKIT ENERGI
JURUSAN TEKNIK MESIN
POLITEKNIK NEGERI JAKARTA**

2026



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta



**ANALISIS *REMAINING STRENGTH* DENGAN
ASME B31G DAN *REMAINING LIFE* BERDASARKAN
API 579 PADA *PENSTOCK* 1 PLTA KRACAK**

SKRIPSI

Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan Pendidikan
Sarjana Terapan Program Studi Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi Jurusan
Teknik Mesin

Oleh:
Naura Az-zahra
NIM. 2202421047

**PROGRAM STUDI SARJANA TERAPAN
TEKNOLOGI REKAYASA PEMBANGKIT ENERGI
JURUSAN TEKNIK MESIN
POLITEKNIK NEGERI JAKARTA**

2026



“Skripsi ini kupersembahkan untuk ayah ibu, bangsa dan almamater”

© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta





Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

HALAMAN PERSETUJUAN
SKRIPSI

ANALISIS *REMAINING STRENGTH* DENGAN ASME B31G DAN *REMAINING LIFE* BERDASARKAN API 579 PADA *PENSTOCK* 1 PLTA KRACAK

Oleh:

Naura Az-zahra

NIM. 2202421047

Program Studi Sarjana Terapan Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi

Skripsi telah disetujui oleh pembimbing

Pembimbing 1

Dr. Eng. Ir., Muslimin, S.T., M.T., IWE.
NIP. 197707142008121005

Pembimbing 2

Dr. Isnanda Nuriskasari, S.Si., M.T.
NIP. 199306062019032030

Kepala Program Studi
Sarjana Terapan Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi

Cecep Slamet Abadi, S.T., M.T.
NIP. 196605191990031002



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

HALAMAN PENGESAHAN

SKRIPSI

ANALISIS REMAINING STRENGTH DENGAN ASME B31G DAN REMAINING LIFE BERDASARKAN API 579 PADA PENSTOCK 1 PLTA KRACAK

Oleh:

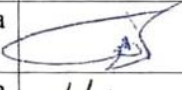
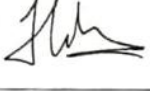
Naura Az-zahra

NIM. 2202421047

Program Studi Sarjana Terapan Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi

Telah berhasil dipertahankan dalam sidang sarjana terapan di hadapan Dewan Penguji pada tanggal 2 Juli 2026 dan diterima sebagai persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana Terapan pada Program Studi Sarjana Terapan Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi Jurusan Teknik Mesin.

DEWAN PENGUJI

No.	Nama	Posisi Penguji	Tanda Tangan	Tanggal
1.	Dr. Eng. Ir., Muslimin, S.T., M.T., IWE. NIP. 197707142008121005	Ketua		20/7-2026
2.	Adi Syuriadi, S.T, M.T NIP. 197611102008011011	Anggota 1		20/7-2026
3.	Dr., Candra Damis Widiawaty, S.T.P., M.T NIP. 198201052014042001	Anggota 2		20/7-2026

Depok, 20 Juli 2026

Disahkan oleh:

Ketua Jurusan Teknik Mesin



Dr. Fuad Zamuri, S.T., M.Si

NIP. 197602252000121002



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Naura Az-zahra

NIM : 2202421047

Program Studi : Sarjana Terapan Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi

menyatakan bahwa yang dituliskan di dalam Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri bukan jiplakan (plagiasi) karya orang lain baik sebagian atau seluruhnya. Pendapat, gagasan, atau temuan orang lain yang terdapat di dalam Skripsi telah saya kutip dan saya rujuk sesuai dengan etika ilmiah. Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Depok, 20 JULI 2026



Naura Az-zahra
NIM. 2202421047



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ANALISIS *REMAINING STRENGTH* DENGAN ASME B31G DAN *REMAINING LIFE* BERDASARKAN API 579 PADA *PENSTOCK* 1 PLTA KRACAK

Naura Az-zahra^{1*}, Muslimin², Isnanda Nuriskasari³

¹ Program Studi Sarjana Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi, Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Jl. Prof. G. A. Siwabessy, Kampus UI, Depok, 16425

² Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Kampus UI Depok, 16424

³ Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Kampus UI Depok, 16424

E-mail address: azzahranaura52@gmail.com

ABSTRAK

Penstock merupakan komponen vital pada PLTA karena fungsinya sebagai saluran tertutup yang mengalirkan air bertekanan dari reservoir menuju turbin. *Penstock* selalu dalam keadaan terisi air, sehingga dapat mengakibatkan korosi. Berdasarkan hasil inspeksi, ditemukan bahwa terdapat korosi eksternal dan degradasi *thickness Penstock* di PLTA Kracak. Maka, diperlukan evaluasi lebih lanjut untuk memastikan integritas *Penstock*. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi sisa kekuatan (*remaining strength*) dengan metode *Fitness for Service* berdasarkan standar ASME B31G dan sisa umur pakai (*remaining life*) pada *Penstock* 1 PLTA Kracak. Penelitian ini menggunakan evaluasi level I ASME B31G dan *remaining life assesment*. Kemudian analisis dilakukan untuk menentukan kelayakan pipa berdasarkan pada nilai *operating hoop stress* dibandingkan dengan nilai *Estimated Failure Stress* dan analisis sisa umur pakai *Penstock*. Hasil dari penelitian ini adalah *Penstock* 1 PLTA Kracak dinyatakan masih aman dan layak beroperasi karena nilai *operating hoop stress* adalah 1,3 ksi dan nilai *Estimated Failure Stress* adalah 40 ksi, dan segmen *Penstock* dengan estimasi sisa umur terendah berada pada segmen M dengan sisa 16 tahun pemakaian.

Kata Kunci: *Fitness for Service*, ASME B31G, *Penstock*, Korosi, *remaining life assesment*



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ANALYSIS REMAINING STRENGTH BASED ON ASME B31G AND REMAINING LIFE BASED ON API 579 OF PENSTOCK 1 AT PLTA KRACAK

Naura Az-zahra^{1*}, Muslimin², Isnanda Nuriskasari³

¹ Program Studi Sarjana Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi, Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Jl. Prof. G. A. Siwabessy, Kampus UI, Depok, 16425

² Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Kampus UI Depok, 16424

³ Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Jakarta, Kampus UI Depok, 16424

E-mail address: azzahranaura52@gmail.com

ABSTRACT

The Penstock is a critical component in a hydropower plant due to its function as a closed conduit that conveys pressurized water from the reservoir to the turbine. Since the Penstock is continuously filled with water, it is susceptible to corrosion. Based on the inspection results, external corrosion and wall thickness degradation were identified in the Penstock of Kracak Hydropower Plant (PLTA Kracak). Therefore, further evaluation is required to ensure the structural integrity of the Penstock. This study aims to evaluate the remaining strength using the Fitness-for-Service (FFS) approach based on the ASME B31G standard and to estimate the remaining life of Penstock 1 at Kracak Hydropower Plant. The evaluation was conducted using Level 1 ASME B31G assessment and a remaining life assessment. The analysis was performed by comparing the operating hoop stress with the Estimated Failure Stress to determine the pipeline's fitness for continued service, followed by an evaluation of the Penstock's remaining service life. The results indicate that Penstock 1 of Kracak Hydropower Plant remains safe and fit for operation, as the operating hoop stress is 1.3 ksi, which is significantly lower than the Estimated Failure Stress of 40 ksi. Furthermore, the Penstock segment with the shortest estimated remaining service life is Segment M, with an estimated remaining life of 16 years.

Keyword: Fitness for Service, ASME B31G, Penstock, Corrosion, remaining life assesment



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT karena atas rahmat, berkah, dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat skripsi dengan judul **“ANALISIS REMAINING STRENGTH DENGAN ASME B31G DAN REMAINING LIFE BERDASARKAN API 579 PADA PENSTOCK 1 PLTA KRACAK”**.

Selama pelaksanaan dan penulisan skripsi ini, penulis menyadari bahwa dalam pelaksanaan dan prosesnya dapat berjalan dengan baik karena adanya bantuan, dukungan serta doa dari berbagai pihak. Pada kesempatan kali ini, penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih penulis kepada:

1. Ayah dan Ibu tercinta yang telah mendoakan dan memberi dukungan penuh sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.
2. Kakak-kakak dan adik dari penulis yang telah banyak membantu dan memotivasi penulis selama kegiatan Praktik Kerja Lapangan.
3. Bapak Dr. Fuad Zainuri, S.T., M.Si selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Jakarta.
4. Bapak Cecep Slamet Abadi S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi Teknologi Rekayasa Pembangkit Energi Politeknik Negeri Jakarta.
5. Bapak Dr. Eng. Ir., Muslimin, S.T., M.T., IWE. selaku dosen pembimbing 1 penulis, yang telah membimbing, membantu dan memberikan ilmunya kepada penulis selama penyusunan skripsi.
6. Ibu Dr. Isnanda Nuriskasari, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing 2 penulis, yang telah dengan sabar dan juga membimbing dan memberikan ilmunya kepada penulis selama penyusunan skripsi.
7. PT. PLN Indonesia Power UBP Saguling Sub Unit PLTA Kracak yang telah memfasilitasi data-data yang dapat digunakan pada penelitian ini.
8. Pemilik NIM 2202421055 yang telah memberi semangat dan motivasi kepada penulis selama Praktik Kerja Lapangan berlangsung.
9. Ari Retno Finiji dan Lathifa Suci Ramadhani selaku teman dan rekan perjuangan satu tim praktek kerja lapangan di PT PLN Indonesia Power UBP Saguling.



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

10. Binti 'Aizatun, Suhayya Umami, dan teman-teman kelas PoP-8B yang senantiasa membantu penulis dalam perkuliahan sehari-hari.
11. Seluruh pihak yang telah memberikan bantuan dan semangat baik secara langsung maupun tidak langsung dalam kelancaran skripsi ini.

Demikian skripsi ini dibuat. Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan skripsi ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran dari semua pihak untuk kesempurnaan laporan ini. Akhir kata, penulis berharap laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Depok, 26 Juni 2026

Naura Az-zahra





Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

DAFTAR ISI

HALAMAN PERSETUJUAN.....	iv
HALAMAN PENGESAHAN.....	v
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT.....	viii
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR TABEL.....	xiv
DAFTAR GAMBAR	xv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Pertanyaan Penelitian	4
1.5 Tujuan Penelitian.....	4
1.6 Manfaat Penelitian.....	4
1.7 Sistematika Penulisan Skripsi	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	6
2.1 Landasan Teori	6
2.1.1 PLTA	6
2.1.2 <i>Penstock</i>	7
2.1.3 Korosi.....	7
2.1.4 Jenis Korosi.....	8
2.1.5 Pencegahan Korosi pada Material.....	12
2.1.6 <i>Non-Destructive Test</i>	13
2.1.7 <i>Ultrasonic Thickness Gauge</i>	13
2.1.8 <i>Fitness for Service</i>	14
2.1.9 ASME B31G	14
2.1.10 <i>Hoop stress</i>	15
2.1.11 <i>Flow Stress</i>	16



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

2.1.12	<i>Safety Factor</i>	17
2.1.13	<i>Corrosion Rate</i>	17
2.1.14	<i>Remaining Life Assesment</i>	18
2.2	Kajian Literatur	18
2.3	Kerangka Pemikiran	23
BAB III METODE PENELITIAN.....		25
3.1	Jenis Penelitian	25
3.2	Objek Penelitian	25
3.3	Alat dan Bahan	27
3.3.1	Alat Ukur.....	27
3.3.2	Bahan Material	28
3.4	Metode Pengambilan Sampel	29
3.5	Jenis dan Sumber Data Penelitian	31
3.6	Metode Pengumpulan Data	32
3.7	Metode Analisis Data	34
3.6.1	Evaluasi Level 1 ASME B31G	35
3.6.2	<i>Remaning Life Assesment</i>	36
BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN		38
4.1	Data Penelitian.....	38
4.1.1	Data Hasil Inspeksi	38
4.1.2	Data Hasil Pengukuran Korosi.....	39
4.2	Evaluasi Sisa Kekuatan Pipa Terkorosi	42
4.2.1	Operating <i>Hoop stress (SO)</i>	43
4.2.2	Flow Stress (<i>Sflow</i>)	43
4.2.3	<i>Bulging Stress Magnification Factor (M)</i>	44
4.2.4	<i>Estimated Failure Stress (SF)</i>	46
4.2.5	Acceptability Asessment Result.....	47
4.3	Evaluasi Sisa Umur Pakai Material	48
4.3.1	Laju Korosi (<i>Corrosion Rate</i>)	49
4.3.2	Sisa Umur Pakai (<i>Remaining life</i>).....	58
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		63
5.1	Kesimpulan.....	63



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

5.2	Saran.....	63
DAFTAR PUSTAKA.....		65





Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Severity Level of Corrosion Rate based on Association Water Technologies	17
Tabel 3. 1 Spesifikasi <i>Penstock</i> PLTA Kracak	26
Tabel 3. 2 Spesifikasi Olympus 38DL Plus.....	27
Tabel 3. 3 Spesifikasi Mitutoyo Vernier Caliper	28
Tabel 3. 4 Spesifikasi Material <i>Penstock</i>	29
Tabel 4. 1 Jumlah Korosi pada Titik Pengukuran	40
Tabel 4. 2 Hasil Perhitungan Corrosion Rate <i>Penstock</i> 1 PLTA Kracak.....	49





Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Siklus PLTA (Dokumen Internal Perusahaan).....	6
Gambar 2. 2 Penstock di PLTA Kracak.....	7
Gambar 2. 3 General Corrosion (Utomo, 2009)	9
Gambar 2. 4 Pitting Corrosion (Utomo, 2009)	10
Gambar 2. 5 Intergranular Corrosion (Farotade et al., 2016).....	11
Gambar 2. 6 Fatigue Corrosion (Revie & Uhlig, 2008).....	11
Gambar 2. 7 Ilustrasi Hoop Stress pada pipa (McKeen, 2016).....	16
Gambar 2. 8 Kerangka Pemikiran Penelitian.....	24
Gambar 3. 1 Penstock PLTA Kracak.....	26
Gambar 3. 2 OLYMPUS 38DL PLUS (OnestopNDT, 2026)	27
Gambar 3. 3 Mitutoyo Vernier Caliper(Mitutoyo Indonesia, 2026)	28
Gambar 3. 4 Pengukuran Panjang Korosi berdasarkan ASME B31G	30
Gambar 3. 5 Pengukuran Depth Korosi berdasarkan ASME B31G	30
Gambar 3. 6 Flowchart Pengumpulan Data Penelitian	33
Gambar 4. 1 Segmen pada Penstock PLTA Kracak	38
Gambar 4. 2 Titik Pengukuran persegmen.....	39
Gambar 4. 3 Pengukuran Korosi.....	40
Gambar 4. 4 Pengukuran Hasil Panjang Korosi.....	41
Gambar 4. 5 Hasil Pengukuran Depth Korosi.....	42
Gambar 4. 6 Hasil Perhitungan factor M pada Penstock	45
Gambar 4. 7 Hasil Perhitungan Sf pada Penstock	46
Gambar 4. 8 Hasil Evaluasi berdasarkan ASME B31G.....	48
Gambar 4. 9 Segmen M pada Penstock	50
Gambar 4. 10 Temuan Microbiology pada Korosi.....	52
Gambar 4. 11 Deposit pada Penstock.....	54
Gambar 4. 12 Degradasi Coating pada Penstock.....	56
Gambar 4. 13 Rust Staining pada Penstock	57
Gambar 4. 14 Hasil Perhitungan Remaining Life pada Penstock.....	59
Gambar 4. 15 Correlation of Corrosion Rate and Remaining life	61



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia memiliki target pembangunan EBT menjadi 19.900 MW atau 28% dari total kapasitas pembangkit listrik nasional pada tahun 2030. Jumlah pembangkit EBT yang sudah terpasang sampai dengan tahun 2021 sebesar 10,6 GW atau 14%, sehingga masih memerlukan pemasangan pembangkit berbasis EBT sebesar 9.300 MW hingga tahun 2030 (Ahsan, 2021). Salah satu potensi besar EBT di Indonesia adalah energi air yang mencakup pembangunan PLTA, PLTM, dan PLTMH. Pemanfaatan energi air di Indonesia pada tahun 2020 baru mencapai 6,4% dari potensi energi air total yang mencapai 94.449 MW (Taufiqurrahman & Windarta, 2020). PLN Indonesia Power UBP Saguling sebagai anak perusahaan PT PLN (Persero) yang merupakan unit pembangkitan yang menggunakan energi air sebagai sumber daya utama (Putri et al., 2025). Salah satu unit pembangkit listrik dari PLN IP UBP Saguling yang dikelola adalah PLTA Kracak yang sudah didirikan sejak tahun 1926 dan masih beroperasi hingga saat ini yang dapat menghasilkan daya hingga 18,9 MW dan memasok listrik ke sistem interkoneksi Jawa Bali (PT PLN (Persero), 2015). Proses pembangkitan dan penyaluran energi listrik pada PLTA melibatkan beberapa tahapan yang didukung oleh komponen-komponen dengan fungsi spesifik. Salah satu komponen dengan fungsi yang vital pada PLTA adalah *Penstock*.

Penstock merupakan saluran tertutup/pipa yang berfungsi mengalirkan air bertekanan dari reservoir menuju turbin. Tekanan dari air ini dihasilkan oleh energi potensial yang mengandalkan *head* atau ketinggian antara reservoir dan turbin (Arhab & Sudarmawan, 2022). *Penstock* pada PLTA Kracak ini sudah berusia ± 100 tahun dan terus beroperasi secara kontinu sehingga permukaan internal pipa berada dalam kondisi terpapar lingkungan berair. Dikarenakan kondisi lingkungan yang berair dan faktor usia operasi yang sudah relatif panjang tersebut dapat mengakibatkan korosi pada *Penstock* (Hussein Farh et al., 2023). Korosi adalah



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

proses alamiah yang dapat terjadi pada logam sehingga fenomena ini tidak bisa dihentikan atau dicegah melainkan hanya bisa dikendalikan atau diperlambat lajunya (Natasya et al., 2022). Proses korosi ini dapat menyebabkan penipisan ketebalan pada dinding *Penstock* (Shin et al., 2022). Oleh karena itu penting untuk dilakukan inspeksi pada *Penstock* sebagai langkah preventif untuk mencegah kerusakan dan kegagalan operasi

Inspeksi *Penstock* PLTA Kracak dilaksanakan secara rutin setiap satu tahun sekali. Inspeksi dilakukan menggunakan metode *Non-Destructive Test* (NDT). *Non-Destructive Test* merupakan pengujian material tanpa menyebabkan kerusakan pada material (Alwahidi et al., 2025). Jenis NDT yang digunakan pada inspeksi *Penstock* di PLTA Kracak adalah *Ultrasonic testing* (UT) menggunakan alat *Ultrasonic Thickness Gauge*. Alat ukur ini bekerja dengan cara mengukur waktu tempuh yang dibutuhkan gelombang untuk mengirim pulse dan menerima *echo* di transduser yang sama (American Society for Testing and Materials, 2001). Hasil dari inspeksi ini adalah berupa data numerik ketebalan *Penstock*. Hasil inspeksi yang telah dilaksanakan perlu dikaji lebih dalam untuk mengevaluasi apakah *Penstock* ini masih aman dan layak untuk dioperasikan. Metode yang umum digunakan untuk mengevaluasi kondisi perpipaan adalah metode *Fitness for Service*, yaitu pendekatan teknis untuk menentukan apakah suatu peralatan yang mengalami kerusakan masih aman dan layak untuk terus dioperasikan. *Fitness for Service* juga memberikan panduan untuk melakukan penilaian terhadap sisa umur pakai (*remaining life*) dari peralatan bertekanan (Wibowo et al., 2023). Dalam penelitian ini, evaluasi dilakukan berdasarkan standar ASME B31G, yang menyediakan metode perhitungan untuk menilai kekuatan sisa pipa yang mengalami penipisan dinding akibat korosi (American Society of Mechanical Engineer, 2009)

Penelitian terkait dengan evaluasi kelayakan pipa juga telah dilakukan oleh beberapa peneliti. Aditya Dimas Wibowo dkk mengevaluasi sistem perpipaan yang mengalami korosi di PT. XYZ menggunakan metode FFS berdasarkan standar API



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang menggunakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

579 dan menganalisis laju korosi dan *remaining life* pipa tersebut (Wibowo et al., 2023). Macellus Mario dkk mengevaluasi integritas pipa gas dengan menggunakan metode penilaian berdasarkan ASME B31G dan ASME B318, juga menjelaskan bahwa perbandingan ini menunjukkan sifat konservatif dari kode desain dan menekankan pentingnya penggunaan metode penilaian yang lebih spesifik (Mario & Sutanto, 2025).

Berdasarkan uraian diatas, penulis melakukan penelitian dengan judul “ Analisis *Remaining Strength* dengan ASME B31G dan *Remaining Life* berdasarkan *API 579* pada *Penstock 1* PLTA Kracak”. Penelitian akan menghasilkan perhitungan sisa umur pakai dan memberikan Gambaran mengenai tingkat kelayakan operasi *Penstock* yang dapat menjadi dasar dalam pengambilan keputusan terkait inspeksi lanjutan di industri.

1.2 Rumusan Masalah Penelitian

Rumusan masalah penelitian adalah terjadinya korosi dan penipisan ketebalan dinding *Penstock* di PLTA Kracak. Sehingga, perlu dilakukan evaluasi untuk memastikan *Penstock* masih aman beroperasi. Evaluasi ini dilakukan menggunakan *remaining life assessment* untuk mengetahui sisa umur pakai berdasarkan *thickness* dan evaluasi sisa kekuatan (*remaining strength*) berdasarkan ASME B31G. Sehingga, strategi inspeksi dan pemeliharaan yang lebih tepat pada *Penstock* dapat ditentukan.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini dilakukan di *Penstock 1* pada PT. PLN Indonesia Power UBP Saguling Subunit PLTA Kracak.
2. Objek yang diteliti adalah korosi pada *Penstock*.
3. Perhitungan degradasi material hanya didasarkan pada korosi, erosi internal diabaikan.
4. Tidak membahas tanah sebagai faktor penyebab korosi



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

5. Faktor Eksternal yang dibahas pada penelitian ini mencakup faktor kondisi udara.
6. Data ketebalan atau nilai *depth* pada perhitungan ASME B31G didapatkan berdasarkan selisih nilai *thickness nominal* (t_{nom}) dengan *thickness* terkecil pada daerah sekitar korosi.
7. Data material yang didapatkan berdasar pada kajian literatur yang dilakukan penulis.

1.4 Pertanyaan Penelitian

Pertanyaan penelitian dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana hasil evaluasi sisa kekuatan (*remaining strength*) pada *Penstock* 1 di PLTA Kracak berdasarkan metode *Fitness for Service* dengan standar ASME B31G?
2. Bagaimana analisis sisa umur pakai (*remaining life*) dari *Penstock* di PLTA Kracak?

1.5 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengevaluasi sisa kekuatan (*remaining strength*) pada *Penstock* di PLTA Kracak berdasarkan metode *Fitness for Service* dengan standar ASME B31G.
2. Menentukan sisa umur pakai (*remaining life*) dari *Penstock* di PLTA Kracak.

1.6 Manfaat Penelitian

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Memberikan wawasan terkait korosi dan pengaruhnya terhadap *remaining life* pada komponen. Memberikan



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

2. Memberikan wawasan mengenai *Penstock* dan evaluasi *remaining strength* dengan *Fitness for Service* berdasarkan standar ASME B31G.
3. Memberikan evaluasi kelayakan operasi *Penstock* berdasarkan ASME B31G yang dapat menjadi dasar dalam pengambilan keputusan terkait inspeksi lanjutan di PLTA Kracak.

1.7 Sistematika Penulisan Skripsi

Sistematika penulisan adalah sebagai berikut:

1. BAB I PENDAHULUAN

Bab ini merupakan bagian awal penelitian yang menguraikan latar belakang permasalahan, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, serta sistematika penulisan secara keseluruhan.

2. BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini merupakan bab tinjauan pustaka yang berguna untuk memaparkan dasar teori yang digunakan dalam penelitian skripsi ini. Landasan teori serta kajian literatur yang digunakan didapatkan dari jurnal, buku, manual book, serta informasi kredibel dari internet.

3. BAB III METODE PENELITIAN

Bab ini merupakan bagian dimana penulis akan memaparkan sumber data penelitian, cara pengumpulan data, serta metode apa yang digunakan dalam analisis data.

4. BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Bab ini merupakan bagian yang membahas pengolahan data yang telah diperoleh dari berbagai sumber. Melalui proses pengolahan data tersebut, hasil penelitian diharapkan dapat tersaji secara sistematis dan komprehensif.

5. BAB V PENUTUP

Bab ini merupakan bagian yang berisi kesimpulan yang didapatkan dari penelitian dan saran yang didapatkan dari hasil penelitian.



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa dari penelitian terkait dengan sisa kekuatan dan sisa umur pakai dari *Penstock* di PLTA Kracak, dapat ditarik kesimpulan bahwa:

1. Merujuk pada hasil perhitungan menggunakan metode *Fitness for Service*, *Penstock*-1 PLTA Kracak dalam kondisi yang aman. Hal ini dikarenakan hasil evaluasi menggunakan standar ASME B31G menyatakan bahwa tekanan operasi internal pipa masih dapat ditahan oleh kekuatan struktur dari *Penstock*. *Estimated Failure Stress* berdasarkan kalkulasi ASME B31G nilainya mencapai 39 ksi. Sedangkan tegangan hoop operasional hanya mencapai 1,3 ksi. Maka dari itu, *Penstock* dalam keadaan aman karna material *Penstock* masih dapat menahan tegangan hoop operasional.
2. Berdasarkan hasil perhitungan degradasi thickness *Penstock*, diketahui bahwa nilai corrosion rate pada *Penstock* di PLTA Kracak dikategorikan kedalam kondisi yang sangat parah karena nilainya melebihi 0,254 mm/y. Hal ini disebabkan diantaranya karena faktor kelembapan udara, potensi MIC.
3. [nsi UDP, terjadinya degradasi coating, dan juga terdapat rust staining pada *Penstock*. Tetapi, berdasarkan hasil perhitungan sisa umur pakai *Penstock* secara keseluruhan tergolong aman dikarenakan tidak ada pipa yang harus diganti dalam jangka waktu dekat. Adapun *Penstock* dengan *remaining life* paling sedikit terdapat pada segmen M dengan estimasi 16 tahun sisa pemakaian. Hal ini disebabkan oleh tingginya nilai corrosion rate pada segmen M tersebut.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil analisis dan penelitian yang telah dilakukan, penulis mengajukan beberapa saran untuk terkait dengan *Penstock* pada PLTA Kracak. Diantaranya adalah sebagai berikut:



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang menggunakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

1. Merujuk pada hasil kalkulasi dengan metode *Fitness for Service*, *Penstock-1* perlu dilakukan recoating utamanya pada segmen M karena pada segmen ini terdapat korosi terpanjang pada *Penstock*.
2. Merujuk pada hasil perhitungan *remaining life*, terdapat minimum remaining life yaitu sebesar 16 tahun. Disarankan untuk mempersiapkan manajemen operasi dan manajemen pemeliharaan pada *Penstock*, utamanya pada segmen M ini.
3. Melakukan inspeksi dan analisa lebih lanjut. Analisa dapat dilakukan lebih dalam dengan melakukan perhitungan dengan ASME B31G ke level 2, dan dapat pula dilakukan dengan menggunakan metode *Fitness for Service* lainnya, utamanya menggunakan API 579. Hal ini dikarenakan standar API 579 memang terfokus untuk melakukan perhitungan kuantitatif terkait dengan keamanan dan kelayakan material yang terdegradasi.
4. Melengkapi spesifikasi *Penstock* secara detail. Hal ini sangat diperlukan untuk melakukan analisa utamanya menggunakan metode *Fitness for Service* yang lain. Dengan melengkapi data spesifikasi, analisa dapat dilakukan dengan lebih terperinci sehingga hasil perhitungan dapat lebih akurat.
5. Perhitungan pada penelitian ini hanya berdasarkan pada data satu kali pengukuran. Hal ini dapat menyebabkan hasil perhitungan laju korosi dianggap konstan sepanjang umur operasi. Sedangkan, kondisi aktual laju korosi dapat dipengaruhi faktor lingkungan yang berubah-ubah dan kondisi operasi. Oleh karena itu, estimasi *remaining life* akan lebih representatif apabila menggunakan data ketebalan dari beberapa periode inspeksi.



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

DAFTAR PUSTAKA

- Ahsan, M. (2021). Tantangan dan Peluang Pembangunan Proyek Pembangkit Listrik Energi Baru Terbarukan (EBT) di Indonesia. *SUTET*, 11(2), 81–93.
<https://doi.org/10.33322/sutet.v11i2.1575>
- Alwahidi, M. N., Najibah, S., & Afrizal, B. (2025). Review Pengujian Pengelasan Metode Non-Destructive Test. *Jurnal Mema (Mesin Dan Manufaktur)*, 2.
<https://memajournal.indiepress.id/index.php/mema/article/view/20/26>
- American Petroleum Institute. (2021). *API 579*. API Publishing Service.
- American Society for Testing and Materials. (2001). *ASTM E797-95—Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic Pulse-Echo Contact Method*.
- American Society of Mechanical Engineer. (2009). *ASME B31G - Determine Remaining Strength of Corrosion Pipe*.
- Anwar, S., Tamam, M. T., & Kurniawan, I. H. (2021). Rancang Bangun Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Air Menggunakan Konsep Hydrocat. *RESISTOR (Elektronika Kendali Telekomunikasi Tenaga Listrik Komputer)*, 4(1), 7.
<https://doi.org/10.24853/resistor.4.1.7-10>
- Arhab, M. F., & Sudarmawan, R. G. (2022). Perancangan Welding Trolley Dengan Sistem Angkat Hidrolik Sebagai Alat Bantu Pemasangan Penstock di Dalam Tunnel Menggunakan Metode QFD. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Mesin*, (1), 1102–1111.



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Arinda, S., & Wijayanto, D. T. (2022). *Analisis Laju Korosi Dan Morfologi Permukaan Pada Baja Karbon Dengan Variasi Ketebalan dan Material Pelapisan Terhadap Laju Korosi dan Analisa Morfologi pada Baja Karbon.*

Asri, Y., & Niwes, A. K. (2016). *MODUL PEMBELAJARAN PLTA BERBASIS AUGMENTED REALITY.*

Boffardi, B. P. (2000). *AWT – Standards for Corrosion Rates.* Association of Water Technologies (AWT).

Cronin, D. S., & Pick, R. J. (2000). Experimental Database for Corroded Pipe: Evaluation of RSTRENG and B31G. *Volume 2: Integrity and Corrosion; Offshore Issues; Pipeline Automation and Measurement; Rotating Equipment,* V002T06A010. <https://doi.org/10.1115/IPC2000-190>

Datta, A., & Bhattacharya, P. (2023). *Evaluation of Fitness for Service and Remaining Life Assessment of a Corroded Coke Oven Gas Pipeline in an Integrated Steel Plant.*

Dehri, I., & Erbil, M. (1999). The effect of relative humidity on the atmospheric corrosion of defective organic coating materials: An EIS study with a new approach. *Corrosion Science*, 42.

Escoe, A. K. (2006). *Piping and pipeline assessment guide.* Elsevier/Gulf Professional Pub.

Farotade, G., Popoola, P., & Popoola, O. (2016). *Computatonal Analysis of System and Design Parameters of Electrodeposition for Marine Applications.* <https://doi.org/10.5772/62376>



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

- Fauziah, A. S., & Al-Humairi, S. N. (2022). *Penilaian Fitness-For-Service Pada Obyek Tubular Di Aplikasi Minyak Dan Gas Bumi*.
- Fu, M. W., Wang, J. L., & Korsunsky, A. M. (2016). A review of geometrical and microstructural size effects in micro-scale deformation processing of metallic alloy components. *International Journal of Machine Tools and Manufacture*, 109, 94–125. <https://doi.org/10.1016/j.ijmachtools.2016.07.006>
- Han, F., Zhang, L., & Cui, K. (2018). Measuring Thickness of Object with Ultrasonic Thickness Gauge. *MATEC Web of Conferences*, 175, 03029. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201817503029>
- Hildawati, Suhirman, Dr. L., Prisuna, B. Fi., Husnita, L., Mardikawati, B., Isnaini, Dr. S., Wakhyudin, Setiawan, H., Hadiyat, Dr. Ir. Y., M. Sroyer, A., & Dr. Saktisyahputra. (2024). *BUKU AJAR METODOLOGI PENELITIAN KUANTITATIF & APLIKASI PENGOLAHAN ANALISA DATA STATISTIK*. PT. Sonpedia Publishing Indonesia.
- Husen, A., & Jamaludin, A. (n.d.). *ANALISIS TEGANGAN SISTEM PERPIPAAN PADA SISI TEKAN POMPA P-003E MENGGUNAKAN PROGRAM CAESAR II DAN PERHITUNGAN MANUAL*.
- Hussein Farh, H. M., Ben Seghier, M. E. A., Taiwo, R., & Zayed, T. (2023). Analysis and ranking of corrosion causes for water pipelines: A critical review. *Npj Clean Water*, 6(1), 65. <https://doi.org/10.1038/s41545-023-00275-5>
- Jia, R., Unsal, T., Xu, D., Lekbach, Y., & Gu, T. (2019). Microbiologically influenced corrosion and current mitigation strategies: A state of the art review.



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

International Biodeterioration & Biodegradation, 137, 42–58.

<https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2018.11.007>

Klinesmith, D. E., McCuen, R. H., & Albrecht, P. (2007). Effect of Environmental Conditions on Corrosion Rates. *Journal of Materials in Civil Engineering*, 19(2), 121–129. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0899-1561\(2007\)19:2\(121\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0899-1561(2007)19:2(121))

Klunne & Wim Jonker. (2023). *Hydropower*. EBSCO. <https://www.ebsco.com>

Knisz, J., Eckert, R., Gieg, L. M., Koerdt, A., Lee, J. S., Silva, E. R., Skovhus, T. L., An Stepec, B. A., & Wade, S. A. (2023). Microbiologically influenced corrosion—More than just microorganisms. *FEMS Microbiology Reviews*, 47(5), fuad041. <https://doi.org/10.1093/femsre/fuad041>

Lesmana, H., & Kusumaningtyas, I. (2021). Evaluasi Kegagalan Cacat Korosi Internal Pipa Minyak Sepinggian Dengan Metode Element Hingga. *Journal of Mechanical Design and Testing*, 3(1), 47. <https://doi.org/10.22146/jmdt.55866>

Lin, C., & Chen, S. (2018). Atmospheric Corrosion Behavior of Mild Steel in the Initial Stage under Different Relative Humidity. *International Journal of Georesources and Environment*, 4(2). <https://doi.org/10.15273/ijge.2018.02.006>

Little, B. J., & Lee, J. S. (2014). Microbiologically influenced corrosion: An update. *International Materials Reviews*, 59(7), 384–393. <https://doi.org/10.1179/1743280414Y.00000000035>

Mario, M., & Sutanto, H. (2025). *Comparison for Assessment of Pipeline Integrity with ASME B31.8 and ASME B31.G*.



Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

- Maulana, R., & Suharyadi, H. (2022). OPTIMALISASI REMAINING LIFE STORAGE TANK TK 1401F DENGAN METODE PENGUKURAN THICKNESS DI PT PETROKIMIA GRESIK. *Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Dan Mineral*, 2, 410–416. <https://doi.org/10.53026/sntem.v2i1.878>
- McKeen, L. W. (2016). 1—Introduction to Fatigue of Plastics and Elastomers. In *Fatigue and Tribological Properties of Plastics and Elastomers (Third Edition)* (pp. 1–26). William Andrew Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-44201-5.00001-0>
- Mitutoyo Indonesia. (2026). *Vernier Caliper*. <https://www.mitutoyo.co.id/id-id/product/detail/vernier-caliper-8408b0>
- Natasya, T., Khairafah, M. E., Br Sembiring, M. S., & Hutabarat, L. N. (2022). Corrosion Factors on Nail. *Indonesian Journal of Chemical Science and Technology (IJCST)*, 5(1), 47. <https://doi.org/10.24114/ijcst.v5i1.33159>
- OnestopNDT. (2026). *Olympus 38DL PLUS*. OnestopNDT. <https://www.onestopndt.com/ndt-products/olympus-38dl-plus-ultrasonic-thickness-gauge>
- Pajar. (2023). Analisa Kekuatan Penstock Dengan Material GRP PLTM Kapasitas 2x4,2 MW. *E-Proceeding FTI*, 1(2). <https://eproceeding.itenas.ac.id/index.php/fti/article/view/1619>



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

- Pal, M. K., & Lavanya, M. (2022). Microbial Influenced Corrosion: Understanding Bioadhesion and Biofilm Formation. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 8(3), 76. <https://doi.org/10.1007/s40735-022-00677-x>
- Patria, M., Jamaludin, & Ahmada, I. (2024). Studi Penerapan Risk Based Inspection (RBI) pada Pipa Penyalur Solar PT. XYZ. *Jurnal Ilmiah Teknik Dan Sains*, 2, 79–90. <https://doi.org/10.62278/jits.v2i2.44>
- PT PLN (Persero). (2015, June 29). *PLTA Kracak: Pembangkit Tertua Yang Dikelola PLN*. <https://web.pln.co.id/cms/media/warta-pln/2015/06/plta-kracak-pembangkit-tertua-yang-dikelola-pln/>
- Putri, N. A., Oktavia, A. N., Budiman, A., Nabila, G., & Wongso, V. (2025). Implementasi CSR oleh PT PLN Indonesia Power UBP Saguling POMU terkait Kasus Pencemaran Lingkungan di Waduk Saguling. *Padjadjaran Law Review*, 13(1), 1–12. <https://doi.org/10.56895/plr.v13i1.1852>
- Ramadhan, P. C., Saputra, Y. M. D. E., & Santoso, B. (2024). Analisis Headlosses Terhadap Daya Yang Dihasilkan Di PT Bukaka energi Unit PLTM Cisanggiri. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Mesin*, (2), 1244–1252.
- Revie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering*.
- Rozie, A. F. (2020). REMAINING LIFE ASSESSMENT DAN KASUS LAJU KOROSI PADA LPG STORAGE TANK KAPASITAS 50 TON. *JTTM : Jurnal Terapan Teknik Mesin*, 1(2), 96–106. <https://doi.org/10.37373/msn.v1i2.26>



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Sabri & Syahrizal. (2020). Analysis of Corrosion Rate in Centrifugal Pump Intake Pipes (Case Study: PDAM Bengkalis Indonesia). *SINTEK JURNAL: Jurnal Ilmiah Teknik Mesin*, 14(1), 60. <https://doi.org/10.24853/sintek.14.1.60-67>

Shin, D.-H., Hwang, H.-K., Kim, H.-H., & Lee, J.-H. (2022). Evaluation of Commercial Corrosion Sensors for Real-Time Monitoring of Pipe Wall Thickness under Various Operational Conditions. *Sensors*, 22(19), 7562. <https://doi.org/10.3390/s22197562>

Sugiyono. (n.d.). *Metode Penelitian Kuantitatif, Kualitatif dan R&D*. (Original work published Penerbit Alfabeter)

Sulung, U., & Muspawi, M. (2024). MEMAHAMI SUMBER DATA PENELITIAN: PRIMER, SEKUNDER, DAN TERSIER. *EDU RESEARCH*, 5(3), 110–116. <https://doi.org/10.47827/jer.v5i3.238>

Tamura, H. (2008). The role of rusts in corrosion and corrosion protection of iron and steel. *Corrosion Science*, 50(7), 1872–1883. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2008.03.008>

Taufiqurrahman, A., & Windarta, J. (2020). Overview Potensi dan Perkembangan Pemanfaatan Energi Air di Indonesia. *Jurnal Energi Baru dan Terbarukan*, 1(3), 124–132.

tsadmin. (2024, July 30). UNDERSTANDING THE FOLIAS FACTOR. *Wilkinson Coutts Engineering Training Ltd*. <https://wilkinsoncoutts.com/understanding-the-folias-factor/>



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

- Utiahman, D. F., Labdul, B. Y., & Alitu, A. (2024). Studi Studi Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) pada Bendungan Bulango Ulu Kabupaten Bone Bolango: Study of the Potential of Hydroelectric Power Plants (PLTA) at the Bulango Ulu Dam, Gorontalo Regency. *Jurnal Teknik Sumber Daya Air*. <https://doi.org/10.56860/jtsda.v4i1.58>
- Utomo, B. (2009). JENIS KOROSI DAN PENANGGULANGANNYA. *Kapal: Jurnal Ilmu Pengetahuan Dan Teknologi Kelautan*, 6(2), 138–141.
- Wang, Z. B., Pang, L., & Zheng, Y. G. (2022). A review on under-deposit corrosion of pipelines in oil and gas fields: Testing methods, corrosion mechanisms and mitigation strategies. *Corrosion Communications*, 7, 70–81. <https://doi.org/10.1016/j.corcom.2022.03.007>
- Waworundeng, T. Y. (2024). *ANALISA TEORITIS HASIL PENGENDALIAN KOROSI PADA INSTALASI PIPA MINYAK DI PERUSAHAAN X. 2.*
- Wibowo, A. D. D., Muslimin, & Saputra, A. A. (2023). *Analisis Laju Korosi dan Remaining Life Assessment Sistem Perpipaan dengan Metode Fitness for Service pada PT XYZ.*
- Yeih, W., & Huang, R. (1998). Detection of the corrosion damage in reinforced concrete members by ultrasonic testing. *Cement and Concrete Research*, 28(7), 1071–1083. [https://doi.org/10.1016/S0008-8846\(98\)00060-X](https://doi.org/10.1016/S0008-8846(98)00060-X)
- Zangeneh, S. (2021). Fitness-for-Service Assessment of Local Thin Area in a Line Pipe. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 21. <https://doi.org/10.1007/s11668-021-01161-3>

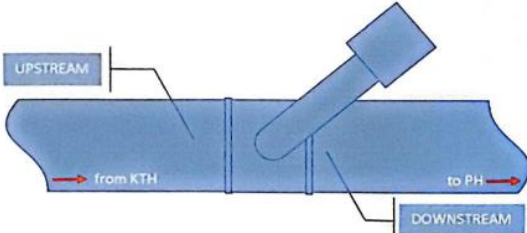
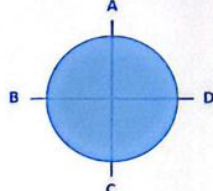


© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 1 Hasil Pengukuran Thickness Penstock PLTA Kracak tahun 2025

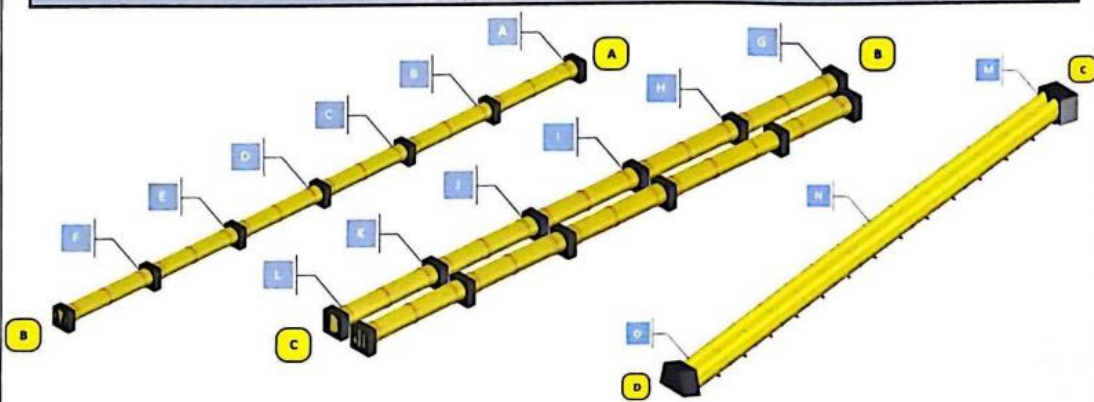
 PLN Indonesia Power UBP SAGULING		PT PLN INDONESIA POWER UBP SAGULING INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM PREVENTIVE MAINTENANCE FOR PENSTOCK'S THICKNESS PEMELIHARAAN MESIN		No Doc IMS : Tanggal : Revisi : Halaman : 1/4											
MECHANICAL JOB				ULTRASONIC THICKNESS TEST											
No. WO/Work Order : 202522089		Unit Pembangkit : Sub Unit PLTA Kracak													
Standar Pemeriksaan : ASTM E797-95		Part Name / Nama Komponen : Penstock													
Tanggal Pemeriksaan : 10 November 2025		Part Definition : Penstock Valve													
Inspector : Wahyu dan Nofrizal		Material : Carbon Steel													
SPECIFIC INFORMATION															
Kondisi Permukaan	☒ Coating (Cat)	☐ Base metal	☐ Lainnya (.....)												
Tahap Pemeriksaan	☒ Inspection	☐ After Repair	☐ Lainnya (.....)												
Lingkup Pengujian	☒ Base Metal	☒ Thru-Coat	☐ Lainnya (.....)												
Couplant	☒ Oil	☒ Grease	☐ Lainnya (Conditional)												
Calibration Block	☒ Olympus 2214M	☐ Olympus 2218E	☐ Lainnya (.....)												
APPARATUS															
SEARCH UNIT			TRANSDUCER												
Angle (°)	Brand & Type	SN	Measuring Range (mm)	Type	Cable	SN	Freq. (MHz)	Size (mm)	Temp. Range (°C)						
0	OLYMPUS 38DL PLUS	193392503	0.08 to 635	Dual Element Transducer D7906-SM	LCMD-316-5	1209077	5	ø11	-20 to 500						
MEASUREMENT RESULT PENSTOCK VALVE															
															
Gambar 1. Segmen Upstream dan Downstream pada Penstock Valve				Gambar 2. Arah penamaan titik pengukuran											
PENSTOCK 1						PENSTOCK 2									
Segmen	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating			
A	7,39	0,19	11,81	0,23	12,31	0,22	11,28	0,37	17,49	0,17	17,78	0,27			
B	12,44	0,23	12,31	0,14	10,75	0,15	12,68	0,13	15,82	0,14	14,43	0,13			
SUMMARY						NOTE									
			Penstock 1		Penstock 2		- Its 6th measurement								
			Highest Thickness : 12,68		17,78		* Not all coatings can be measured								
			Lowest Thickness : 7,39		14,43		 Highest Thickness Readable								
			Highest Coating : 0,37		0,28		 Lowest Thickness Readable								
			Lowest Coating : 0*		0*		 Remark								
			Lowest Readable Coating : 0,13		0,13										
Remarks : ☐ Beberapa coating tidak dapat dibaca pada alat ukur															
Accepted by : Date : 12-12-2025 Signature :  DIAN HARDIANSYAH				Approved by : Date : 9 Desember 2025 Signature :  MUNAWAR ICHSAN				Inspected by : Date : 10 November 2025 Signature :  WAHYU NUGROHO				TECHNICIAN Signature :  NOFRIZAL			



Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang menggunakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

 PLN Indonesia Power UBP SAGULING		PT PLN INDONESIA POWER UBP SAGULING		No Doc IMS : _____																																																																																																																																																																																			
		INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEM		Tanggal : _____																																																																																																																																																																																			
		PREVENTIVE MAINTENANCE FOR PENSTOCK'S THICKNESS		Revisi : _____																																																																																																																																																																																			
		PEMELIHARAAN MESIN		Halaman : 2/4																																																																																																																																																																																			
MECHANICAL JOB				ULTRASONIC THICKNESS TEST																																																																																																																																																																																			
No. WO/Work Order : 202522089		Unit Pembangkit : Sub Unit PLTA Kracak																																																																																																																																																																																					
Standar Pemeriksaan : ASTM E797-95		Part Name / Nama Komponen : Penstock																																																																																																																																																																																					
Tanggal Pemeriksaan : 10 November 2025		Part Definition : Body Penstock																																																																																																																																																																																					
Inspector : Wahyu dan Nofrizal		Material : Carbon Steel																																																																																																																																																																																					
MEASUREMENT RESULT BODY PENSTOCK																																																																																																																																																																																							
																																																																																																																																																																																							
Gambar 3. Lokasi body penstock PLTA Kracak segmen A-O																																																																																																																																																																																							
<table border="1"><thead><tr><th colspan="10">PENSTOCK 1</th></tr><tr><th rowspan="2">Segmen</th><th colspan="2">A</th><th colspan="2">B</th><th colspan="2">C</th><th colspan="2">D</th><th rowspan="2"></th></tr><tr><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th></tr></thead><tbody><tr><td>A</td><td>11,43</td><td>0,23</td><td>14,85</td><td>0,2</td><td>14,4</td><td>0,14</td><td>15,12</td><td>0,23</td><td></td></tr><tr><td>B</td><td>11,15</td><td>0,22</td><td>13,64</td><td>0,14</td><td>14,8</td><td>0,14</td><td>12,95</td><td>0,3</td><td></td></tr><tr><td>C</td><td>11,6</td><td>-</td><td>13,72</td><td>0,15</td><td>14,84</td><td>0,14</td><td>12,86</td><td>-</td><td></td></tr><tr><td>D</td><td>14,07</td><td>0,15</td><td>12,86</td><td>0,2</td><td>12,75</td><td>0,14</td><td>11,95</td><td>0,28</td><td></td></tr><tr><td>E</td><td>12,14</td><td>0,16</td><td>11,29</td><td>0,14</td><td>11,72</td><td>0,15</td><td>12,42</td><td>0,15</td><td></td></tr><tr><td>F</td><td>12,79</td><td>-</td><td>11,56</td><td>0,3</td><td>10,81</td><td>0,2</td><td>11,24</td><td>0,13</td><td></td></tr><tr><td>G</td><td>13,13</td><td>0,34</td><td>12,68</td><td>0,13</td><td>11,85</td><td>0,37</td><td>13,43</td><td>0,28</td><td></td></tr><tr><td>H</td><td>14,18</td><td>0,23</td><td>14,39</td><td>0,29</td><td>15,06</td><td>0,14</td><td>14,67</td><td>0,31</td><td></td></tr><tr><td>I</td><td>14,76</td><td>0,22</td><td>15,38</td><td>0,33</td><td>14,56</td><td>0,14</td><td>15,14</td><td>0,13</td><td></td></tr><tr><td>J</td><td>16,47</td><td>0,27</td><td>16,5</td><td>-</td><td>16,22</td><td>0,18</td><td>16,26</td><td>0,3</td><td></td></tr><tr><td>K</td><td>11,77</td><td>0,31</td><td>11,57</td><td>0,31</td><td>12,43</td><td>0,3</td><td>12,9</td><td>0,27</td><td></td></tr><tr><td>L</td><td>12,48</td><td>0,15</td><td>12,76</td><td>0,14</td><td>11,6</td><td>-</td><td>12,33</td><td>-</td><td></td></tr><tr><td>M</td><td>15,22</td><td>-</td><td>8,48</td><td>0,19</td><td>14,35</td><td>-</td><td>13,91</td><td>0,14</td><td></td></tr><tr><td>N</td><td>12,83</td><td>-</td><td>12,62</td><td>-</td><td>13,33</td><td>0,13</td><td>11,87</td><td>0,2</td><td></td></tr><tr><td>O</td><td>11,68</td><td>0,16</td><td>11,84</td><td>0,22</td><td>11,68</td><td>0,14</td><td>12,02</td><td>-</td><td></td></tr></tbody></table>						PENSTOCK 1										Segmen	A		B		C		D			Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	A	11,43	0,23	14,85	0,2	14,4	0,14	15,12	0,23		B	11,15	0,22	13,64	0,14	14,8	0,14	12,95	0,3		C	11,6	-	13,72	0,15	14,84	0,14	12,86	-		D	14,07	0,15	12,86	0,2	12,75	0,14	11,95	0,28		E	12,14	0,16	11,29	0,14	11,72	0,15	12,42	0,15		F	12,79	-	11,56	0,3	10,81	0,2	11,24	0,13		G	13,13	0,34	12,68	0,13	11,85	0,37	13,43	0,28		H	14,18	0,23	14,39	0,29	15,06	0,14	14,67	0,31		I	14,76	0,22	15,38	0,33	14,56	0,14	15,14	0,13		J	16,47	0,27	16,5	-	16,22	0,18	16,26	0,3		K	11,77	0,31	11,57	0,31	12,43	0,3	12,9	0,27		L	12,48	0,15	12,76	0,14	11,6	-	12,33	-		M	15,22	-	8,48	0,19	14,35	-	13,91	0,14		N	12,83	-	12,62	-	13,33	0,13	11,87	0,2		O	11,68	0,16	11,84	0,22	11,68	0,14	12,02	-	
PENSTOCK 1																																																																																																																																																																																							
Segmen	A		B		C		D																																																																																																																																																																																
	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating																																																																																																																																																																															
A	11,43	0,23	14,85	0,2	14,4	0,14	15,12	0,23																																																																																																																																																																															
B	11,15	0,22	13,64	0,14	14,8	0,14	12,95	0,3																																																																																																																																																																															
C	11,6	-	13,72	0,15	14,84	0,14	12,86	-																																																																																																																																																																															
D	14,07	0,15	12,86	0,2	12,75	0,14	11,95	0,28																																																																																																																																																																															
E	12,14	0,16	11,29	0,14	11,72	0,15	12,42	0,15																																																																																																																																																																															
F	12,79	-	11,56	0,3	10,81	0,2	11,24	0,13																																																																																																																																																																															
G	13,13	0,34	12,68	0,13	11,85	0,37	13,43	0,28																																																																																																																																																																															
H	14,18	0,23	14,39	0,29	15,06	0,14	14,67	0,31																																																																																																																																																																															
I	14,76	0,22	15,38	0,33	14,56	0,14	15,14	0,13																																																																																																																																																																															
J	16,47	0,27	16,5	-	16,22	0,18	16,26	0,3																																																																																																																																																																															
K	11,77	0,31	11,57	0,31	12,43	0,3	12,9	0,27																																																																																																																																																																															
L	12,48	0,15	12,76	0,14	11,6	-	12,33	-																																																																																																																																																																															
M	15,22	-	8,48	0,19	14,35	-	13,91	0,14																																																																																																																																																																															
N	12,83	-	12,62	-	13,33	0,13	11,87	0,2																																																																																																																																																																															
O	11,68	0,16	11,84	0,22	11,68	0,14	12,02	-																																																																																																																																																																															
<table border="1"><thead><tr><th colspan="10">PENSTOCK 2</th></tr><tr><th rowspan="2">Segmen</th><th colspan="2">A</th><th colspan="2">B</th><th colspan="2">C</th><th colspan="2">D</th><th rowspan="2"></th></tr><tr><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th><th>Thickness</th><th>Coating</th></tr></thead><tbody><tr><td>A</td><td colspan="9" rowspan="6">Saluran air (penstock) berada di bawah tanah</td></tr><tr><td>B</td></tr><tr><td>C</td></tr><tr><td>D</td></tr><tr><td>E</td></tr><tr><td>F</td></tr><tr><td>G</td><td>15,73</td><td>0,22</td><td>15,49</td><td>0,15</td><td>15,33</td><td>0,28</td><td>14,99</td><td>0,28</td><td></td></tr><tr><td>H</td><td>15,09</td><td>0,23</td><td>16,15</td><td>0,14</td><td>15,42</td><td>0,31</td><td>15,43</td><td>0,15</td><td></td></tr><tr><td>I</td><td>15,3</td><td>0,25</td><td>15,07</td><td>0,15</td><td>15,38</td><td>0,13</td><td>14,89</td><td>0,32</td><td></td></tr><tr><td>J</td><td>14,59</td><td>0,22</td><td>14,67</td><td>0,31</td><td>15,09</td><td>0,21</td><td>14,6</td><td>0,28</td><td></td></tr><tr><td>K</td><td>15,81</td><td>0,3</td><td>16,35</td><td>0,27</td><td>15,67</td><td>0,16</td><td>15,53</td><td>0,31</td><td></td></tr><tr><td>L</td><td>14,98</td><td>0,3</td><td>14,5</td><td>0,31</td><td>15,19</td><td>0,31</td><td>15,39</td><td>0,27</td><td></td></tr><tr><td>M</td><td>16,72</td><td>0,29</td><td>16,32</td><td>0,2</td><td>16,64</td><td>0,15</td><td>16,56</td><td>0,21</td><td></td></tr><tr><td>N</td><td>16,03</td><td>0,55</td><td>16,17</td><td>0,29</td><td>15,61</td><td>0,13</td><td>16,01</td><td>0,34</td><td></td></tr><tr><td>O</td><td>18,89</td><td>0,22</td><td>19,04</td><td>0,32</td><td>18,83</td><td>-</td><td>17,78</td><td>0,27</td><td></td></tr></tbody></table>						PENSTOCK 2										Segmen	A		B		C		D			Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	A	Saluran air (penstock) berada di bawah tanah									B	C	D	E	F	G	15,73	0,22	15,49	0,15	15,33	0,28	14,99	0,28		H	15,09	0,23	16,15	0,14	15,42	0,31	15,43	0,15		I	15,3	0,25	15,07	0,15	15,38	0,13	14,89	0,32		J	14,59	0,22	14,67	0,31	15,09	0,21	14,6	0,28		K	15,81	0,3	16,35	0,27	15,67	0,16	15,53	0,31		L	14,98	0,3	14,5	0,31	15,19	0,31	15,39	0,27		M	16,72	0,29	16,32	0,2	16,64	0,15	16,56	0,21		N	16,03	0,55	16,17	0,29	15,61	0,13	16,01	0,34		O	18,89	0,22	19,04	0,32	18,83	-	17,78	0,27																																														
PENSTOCK 2																																																																																																																																																																																							
Segmen	A		B		C		D																																																																																																																																																																																
	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating	Thickness	Coating																																																																																																																																																																															
A	Saluran air (penstock) berada di bawah tanah																																																																																																																																																																																						
B																																																																																																																																																																																							
C																																																																																																																																																																																							
D																																																																																																																																																																																							
E																																																																																																																																																																																							
F																																																																																																																																																																																							
G	15,73	0,22	15,49	0,15	15,33	0,28	14,99	0,28																																																																																																																																																																															
H	15,09	0,23	16,15	0,14	15,42	0,31	15,43	0,15																																																																																																																																																																															
I	15,3	0,25	15,07	0,15	15,38	0,13	14,89	0,32																																																																																																																																																																															
J	14,59	0,22	14,67	0,31	15,09	0,21	14,6	0,28																																																																																																																																																																															
K	15,81	0,3	16,35	0,27	15,67	0,16	15,53	0,31																																																																																																																																																																															
L	14,98	0,3	14,5	0,31	15,19	0,31	15,39	0,27																																																																																																																																																																															
M	16,72	0,29	16,32	0,2	16,64	0,15	16,56	0,21																																																																																																																																																																															
N	16,03	0,55	16,17	0,29	15,61	0,13	16,01	0,34																																																																																																																																																																															
O	18,89	0,22	19,04	0,32	18,83	-	17,78	0,27																																																																																																																																																																															
<table border="1"><thead><tr><th colspan="4">SUMMARY</th><th colspan="2">NOTE</th></tr><tr><th></th><th>Penstock 1</th><th>Penstock 2</th><th></th><th></th><th></th></tr></thead><tbody><tr><td>Highest Thickness</td><td>16,50</td><td>19,04</td><td></td><td>- Its 6th measurement</td><td></td></tr><tr><td>Lowest Thickness</td><td>8,48</td><td>14,50</td><td></td><td>* Not all coatings can be measured</td><td></td></tr><tr><td>Highest Coating</td><td>0,37</td><td>0,55</td><td></td><td>Highest Thickness Readable</td><td></td></tr><tr><td>Lowest Coating</td><td>0*</td><td>0*</td><td></td><td>Lowest Thickness Readable</td><td></td></tr><tr><td>Lowest Readable Coating</td><td>0,13</td><td>0,13</td><td></td><td>Remark</td><td></td></tr></tbody></table>						SUMMARY				NOTE			Penstock 1	Penstock 2				Highest Thickness	16,50	19,04		- Its 6th measurement		Lowest Thickness	8,48	14,50		* Not all coatings can be measured		Highest Coating	0,37	0,55		Highest Thickness Readable		Lowest Coating	0*	0*		Lowest Thickness Readable		Lowest Readable Coating	0,13	0,13		Remark																																																																																																																																									
SUMMARY				NOTE																																																																																																																																																																																			
	Penstock 1	Penstock 2																																																																																																																																																																																					
Highest Thickness	16,50	19,04		- Its 6th measurement																																																																																																																																																																																			
Lowest Thickness	8,48	14,50		* Not all coatings can be measured																																																																																																																																																																																			
Highest Coating	0,37	0,55		Highest Thickness Readable																																																																																																																																																																																			
Lowest Coating	0*	0*		Lowest Thickness Readable																																																																																																																																																																																			
Lowest Readable Coating	0,13	0,13		Remark																																																																																																																																																																																			
Remarks : * Beberapa coating tidak dapat dibaca pada alat ukur																																																																																																																																																																																							
Accepted by : Date : 12-12-2025 DIAN HARDIANSYAH		ASMAN HAR SGL Signature : MOHAMMAD FAJAR RAHMAN		TL HAR MESIN Signature : NOFRIZAL																																																																																																																																																																																			
		Approved by : Date : 10 Desember 2025 MOHAMMAD FAJAR RAHMAN		Inspected by : Date : 10 November 2025 WAHYU NUGROHO																																																																																																																																																																																			
				TECHNICIAN Signature : NOFRIZAL																																																																																																																																																																																			

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan k
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 2 Hasil Perhitungan Evaluasi Sisa Kekuatan dengan standar ASME B31G

Segment	Titik Ukur ke-	Depth (mm)	Length (mm)	d/t	z	Original		Modified	
						Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)	Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)
A	1	31	42,5	0,1771	0,00421	1,00168	39,591	1,0013	39,5907
	2	31	123,5	0,1771	0,03557	1,01413	39,526	1,0111	39,5231
	3	26,5	78,9	0,1514	0,01452	1,00579	39,574	1,0045	39,5736
B	4	27	59,9	0,1543	0,00837	1,00334	39,585	1,0026	39,5844
	5	27	114,5	0,1543	0,03058	1,01216	39,546	1,0095	39,5436
	6	45,5	60,5	0,2600	0,00854	1,00341	39,572	1,0027	39,5701
C	7	26,6	80	0,1520	0,01493	1,00595	39,574	1,0047	39,5727
	8	26,6	117,5	0,1520	0,03220	1,01280	39,544	1,0101	39,5416
	9	46,4	66	0,2651	0,01016	1,00406	39,566	1,0032	39,5635
D	10	47,5	91	0,2714	0,01931	1,00770	39,533	1,0060	39,5288
	11	47,5	79	0,2714	0,01456	1,00581	39,550	1,0046	39,5462
	12	47,5	147	0,2714	0,05040	1,01996	39,430	1,0157	39,4174
E	13	57,8	80	0,3303	0,01493	1,00595	39,534	1,0047	39,5283
F	14	59,4	115	0,3394	0,03085	1,01226	39,460	1,0096	39,4474
	15	59,4	320	0,3394	0,23883	1,09136	38,654	1,0722	38,5470
	16	66,9	164	0,3823	0,06273	1,02479	39,275	1,0195	39,2390

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan k
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Segment	Titik Ukur ke-	Depth (mm)	Length (mm)	d/t	z	Original		Modified	
						Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)	Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)
	17	66,9	478	0,3823	0,53291	1,19429	37,513	1,1547	37,2003
G	18	56,5	141,5	0,3229	0,04670	1,01851	39,404	1,0145	39,3865
	19	56,5	278	0,3229	0,18025	1,06967	38,905	1,0550	38,8344
	20	56,5	191	0,3229	0,08509	1,03347	39,251	1,0263	39,2194
H	21	24,4	109	0,1394	0,02771	1,01102	39,556	1,0087	39,5544
	22	24,4	94	0,1394	0,02061	1,00821	39,567	1,0064	39,5659
	23	24,4	124	0,1394	0,03586	1,01424	39,543	1,0112	39,5412
I	24	29,4	78	0,1680	0,01419	1,00566	39,572	1,0044	39,5708
	25	29,4	130,9	0,1680	0,03996	1,01586	39,522	1,0125	39,5190
J	26	12,8	80	0,0731	0,01493	1,00595	39,588	1,0047	39,5878
	27	10	324,8	0,0571	0,24605	1,09400	39,466	1,0743	39,4606
	28	10	218	0,0571	0,11084	1,04340	39,535	1,0342	39,5333
	29	10	57,85	0,0571	0,00781	1,00312	39,595	1,0024	39,5951
	30	10	76,6	0,0571	0,01369	1,00546	39,591	1,0043	39,5914
	31	10	138,3	0,0571	0,04461	1,01769	39,573	1,0139	39,5723
	32	10	206,65	0,0571	0,09960	1,03908	39,541	1,0308	39,5398

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan k
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Segment	Titik Ukur ke-	Depth (mm)	Length (mm)	d/t	z	Original		Modified	
						Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)	Bulging Stress Magnification Factor (M)	Estimated Failure Stress (Sf)
K	33	50,7	101,25	0,2897	0,02391	1,00952	39,511	1,0075	39,5043
	34	50,7	76	0,2897	0,01347	1,00537	39,549	1,0042	39,5457
	35	59,3	282,5	0,3389	0,18614	1,07187	38,840	1,0567	38,7582
	36	59,3	49,9	0,3389	0,00581	1,00232	39,573	1,0018	39,5709
	37	59,3	147	0,3389	0,05040	1,01996	39,375	1,0157	39,3541
	38	59,3	167,2	0,3389	0,06520	1,02575	39,312	1,0202	39,2846
L	39	59,3	88,2	0,3389	0,01814	1,00723	39,517	1,0057	39,5098
	40	47,4	144	0,2709	0,04836	1,01916	39,437	1,0151	39,4251
	41	47,4	85	0,2709	0,01685	1,00672	39,542	1,0053	39,5380
	42	47,4	195,7	0,2709	0,08933	1,03511	39,306	1,0276	39,2841
	43	47,4	130,2	0,2709	0,03954	1,01569	39,466	1,0123	39,4563
	44	47,4	74,35	0,2709	0,01289	1,00514	39,555	1,0040	39,5524

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 3 Temuan Korosi dan Pengukurannya

Titik	Gambar	Titik	Gambar
1		6	
2		7	
3		8	
4		9	
5		10	

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

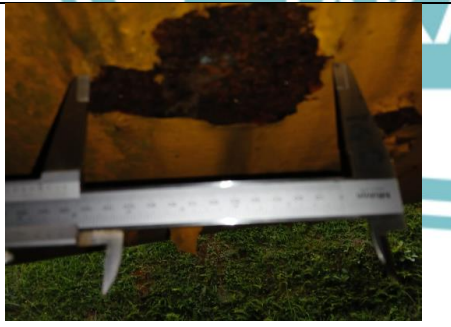
Titik	Gambar
11	
12	
13	
15	
16	

Titik	Gambar
17	
18	
19	
20	
21	

© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Titi k	Gambar
22	
23	
24	
25	

Titi k	Gambar
27	
28	
29	
30	

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Titik	Gambar
26	
32	
33	
34	

Titik	Gambar
31	
37	
38	
39	

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Titik	Gambar
35	
36	
42	
43	

Titik	Gambar
40	
41	
44	



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 4 Laporan Hasil Uji Udara Ambien 24 Jam PLTA Kracak



PT MUTUAGUNG LESTARI TBK

TEST RESULT

Nomor Seri : 13739 / SL / X / 25
Serial Number

Halaman 3 dari 3
Page of

Parameter	Waktu Pengukuran	Mewakili Rentang Waktu	Hasil	Satuan	Baku Mutu ¹⁾	Metoda Analisis/Alat
L 1	7.00	06:00 - 09:00	63.6	dB (A)	70	SNI 8427 : 2017
L 2	10.00	09:00 - 11:00	64.7			
L 3	15.00	14:00 - 17:00	66.5			
L 4	20.00	17:00 - 22:00	64.5			
L 5	23.00	22:00 - 24:00	62.7			
L 6	01.00	24:00 - 03:00	59.5			
L 7	04.00	03:00 - 06:00	61.6			
Kebisingan Siang Hari (L _S)		06:00 - 22:00	64.9			
Kebisingan Malam Hari (L _M)		22:00 - 06:00	61.3			
Kebisingan 24 Jam (L _{SM})		06:00 - 06:00	65.4			

Keterangan :

¹⁾ KepMen LH No: KEP-48/MENLH/11/1996 Tentang Baku Tingkat Kebisingan peruntukan Kawasan Industri

L_{SM} : Waktu pengukuran dilakukan selama aktifitas 24 Jam

L_S : Waktu pengukuran pada siang hari tingkat aktifitas yang paling tinggi selama 16 Jam pada selang waktu 06.00 - 22.00

L_M : Waktu pengukuran pada malam hari tingkat aktifitas malam hari selama 8 Jam pada selang waktu 22.00 - 06.00

Nilai L_{SM} dapat dibandingkan dengan nilai baku mutu tingkat kebisingan yang ditetapkan dengan toleransi + 3 dB (A)

Diperiksa Oleh :

Checked By

Agung Setia Nugraha

Supervisor

Laboratorium Lingkungan

Lampiran 5 Perhitungan *Corrosion Rate* dan *Remaining Life* Semua Titik per Sisi

Titik Pengukuran Sisi A					
Segmen	t act	CR formula	CR value	RL Formula	RL Value
A	114,3	$CR = \frac{175 - 114,3}{2025 - 1926}$	0,61313	$RL = \frac{114,3 - 69,98}{0,61313}$	72,28716
B	111,5	$CR = \frac{175 - 111,5}{2025 - 1926}$	0,64141	$RL = \frac{111,5 - 69,98}{0,64141}$	64,73434
C	116	$CR = \frac{175 - 116}{2025 - 1926}$	0,59596	$RL = \frac{116 - 69,98}{0,59596}$	77,22255
D	140,7	$CR = \frac{175 - 140,7}{2025 - 1926}$	0,34646	$RL = \frac{140,7 - 69,98}{0,34646}$	204,1233
E	121,4	$CR = \frac{175 - 121,4}{2025 - 1926}$	0,54141	$RL = \frac{121,4 - 69,98}{0,54141}$	94,9763
F	127,9	$CR = \frac{175 - 127,9}{2025 - 1926}$	0,47576	$RL = \frac{127,9 - 69,98}{0,47576}$	121,7459
G	131,3	$CR = \frac{175 - 131,3}{2025 - 1926}$	0,44141	$RL = \frac{131,3 - 69,98}{0,61313}$	138,9206
H	141,8	$CR = \frac{175 - 141,8}{2025 - 1926}$	0,33535	$RL = \frac{141,8 - 69,98}{0,33535}$	214,1666
I	147,6	$CR = \frac{175 - 147,6}{2025 - 1926}$	0,27677	$RL = \frac{147,6 - 69,98}{0,27677}$	280,4573
J	164,7	$CR = \frac{175 - 164,7}{2025 - 1926}$	0,10404	$RL = \frac{164,7 - 69,98}{0,10404}$	910,4302
K	117,7	$CR = \frac{175 - 117,7}{2025 - 1926}$	0,57879	$RL = \frac{117,7 - 69,98}{0,57879}$	82,4508
L	124,8	$CR = \frac{175 - 124,8}{2025 - 1926}$	0,50707	$RL = \frac{124,8 - 69,98}{0,50707}$	108,1142
M	152,2	$CR = \frac{175 - 152,2}{2025 - 1926}$	0,2303	$RL = \frac{152,2 - 69,98}{0,2303}$	357,0145
N	128,3	$CR = \frac{175 - 128,3}{2025 - 1926}$	0,47172	$RL = \frac{128,3 - 69,98}{0,47172}$	123,6366
O	116,8	$CR = \frac{175 - 116,8}{2025 - 1926}$	0,58788	$RL = \frac{116,8 - 69,98}{0,58788}$	79,64486

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Titik Pengukuran Sisi B					
Segmen	t act	CR formula	CR value	RL Formula	RL Value
A	148,5	$CR = \frac{175 - 148,5}{2025 - 1926}$	0,61313	$RL = \frac{148,5 - 69,98}{0,26768}$	72,28716
B	136,4	$CR = \frac{175 - 136,4}{2025 - 1926}$	0,64141	$RL = \frac{136,4 - 69,98}{0,3899}$	64,73434
C	137,2	$CR = \frac{175 - 137,2}{2025 - 1926}$	0,59596	$RL = \frac{137,2 - 69,98}{0,38182}$	77,22255
D	128,6	$CR = \frac{175 - 128,6}{2025 - 1926}$	0,34646	$RL = \frac{128,6 - 69,98}{0,46869}$	204,1233
E	112,9	$CR = \frac{175 - 112,9}{2025 - 1926}$	0,62727	$RL = \frac{112,9 - 69,98}{0,62727}$	68,425
F	115,6	$CR = \frac{175 - 115,6}{2025 - 1926}$	0,47576	$RL = \frac{115,6 - 69,98}{0,6}$	121,7459
G	126,8	$CR = \frac{175 - 126,8}{2025 - 1926}$	0,44141	$RL = \frac{126,8 - 69,98}{0,48687}$	138,9206
H	143,9	$CR = \frac{175 - 143,9}{2025 - 1926}$	0,33535	$RL = \frac{143,9 - 69,98}{0,31414}$	214,1666
I	153,8	$CR = \frac{175 - 153,8}{2025 - 1926}$	0,27677	$RL = \frac{153,8 - 69,98}{0,21414}$	280,4573
J	165	$CR = \frac{175 - 165}{2025 - 1926}$	0,10404	$RL = \frac{165 - 69,98}{0,10101}$	910,4302
K	115,7	$CR = \frac{175 - 115,7}{2025 - 1926}$	0,57879	$RL = \frac{115,7 - 69,98}{0,59899}$	82,4508
L	127,6	$CR = \frac{175 - 127,6}{2025 - 1926}$	0,50707	$RL = \frac{127,6 - 69,98}{0,47879}$	108,1142
M	84,8	$CR = \frac{175 - 84,8}{2025 - 1926}$	0,2303	$RL = \frac{84,8 - 69,98}{0,91111}$	357,0145
N	126,2	$CR = \frac{175 - 126,2}{2025 - 1926}$	0,47172	$RL = \frac{126,2 - 69,98}{0,49293}$	123,6366
O	118,4	$CR = \frac{175 - 118,4}{2025 - 1926}$	0,58788	$RL = \frac{118,4 - 69,98}{0,57172}$	79,64486

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Titik Pengukuran Sisi C					
Segmen	t act	CR formula	CR value	RL Formula	RL Value
A	144	$CR = \frac{175 - 144}{2025 - 1926}$	0,31313	$RL = \frac{144 - 69,98}{0,31313}$	236,3913
B	148	$CR = \frac{175 - 148}{2025 - 1926}$	0,27273	$RL = \frac{148 - 69,98}{0,27273}$	286,0789
C	148,4	$CR = \frac{175 - 148,4}{2025 - 1926}$	0,26869	$RL = \frac{148,4 - 69,98}{0,26869}$	291,8696
D	127,5	$CR = \frac{175 - 127,5}{2025 - 1926}$	0,4798	$RL = \frac{127,5 - 69,98}{0,4798}$	119,887
E	117,2	$CR = \frac{175 - 117,2}{2025 - 1926}$	0,58384	$RL = \frac{117,2 - 69,98}{0,58384}$	80,88115
F	108,1	$CR = \frac{175 - 108,1}{2025 - 1926}$	0,67576	$RL = \frac{108,1 - 69,98}{0,67576}$	56,41302
G	118,5	$CR = \frac{175 - 118,5}{2025 - 1926}$	0,57071	$RL = \frac{118,5 - 69,98}{0,57071}$	85,02001
H	150,6	$CR = \frac{175 - 150,6}{2025 - 1926}$	0,24646	$RL = \frac{150,6 - 69,98}{0,24646}$	327,1119
I	145,6	$CR = \frac{175 - 145,6}{2025 - 1926}$	0,29697	$RL = \frac{145,6 - 69,98}{0,29697}$	254,6439
J	162,2	$CR = \frac{175 - 162,2}{2025 - 1926}$	0,12929	$RL = \frac{162,2 - 69,98}{0,12929}$	713,2758
K	124,3	$CR = \frac{175 - 124,3}{2025 - 1926}$	0,51212	$RL = \frac{124,3 - 69,98}{0,51212}$	106,0716
L	116	$CR = \frac{175 - 116}{2025 - 1926}$	0,59596	$RL = \frac{116 - 69,98}{0,59596}$	77,22255
M	143,5	$CR = \frac{175 - 143,5}{2025 - 1926}$	0,31818	$RL = \frac{143,5 - 69,98}{0,31818}$	231,0676
N	133,3	$CR = \frac{175 - 133,3}{2025 - 1926}$	0,42121	$RL = \frac{133,3 - 69,98}{0,42121}$	150,3317
O	116,8	$CR = \frac{175 - 116,8}{2025 - 1926}$	0,58788	$RL = \frac{116,8 - 69,98}{0,58788}$	79,64486

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian , penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

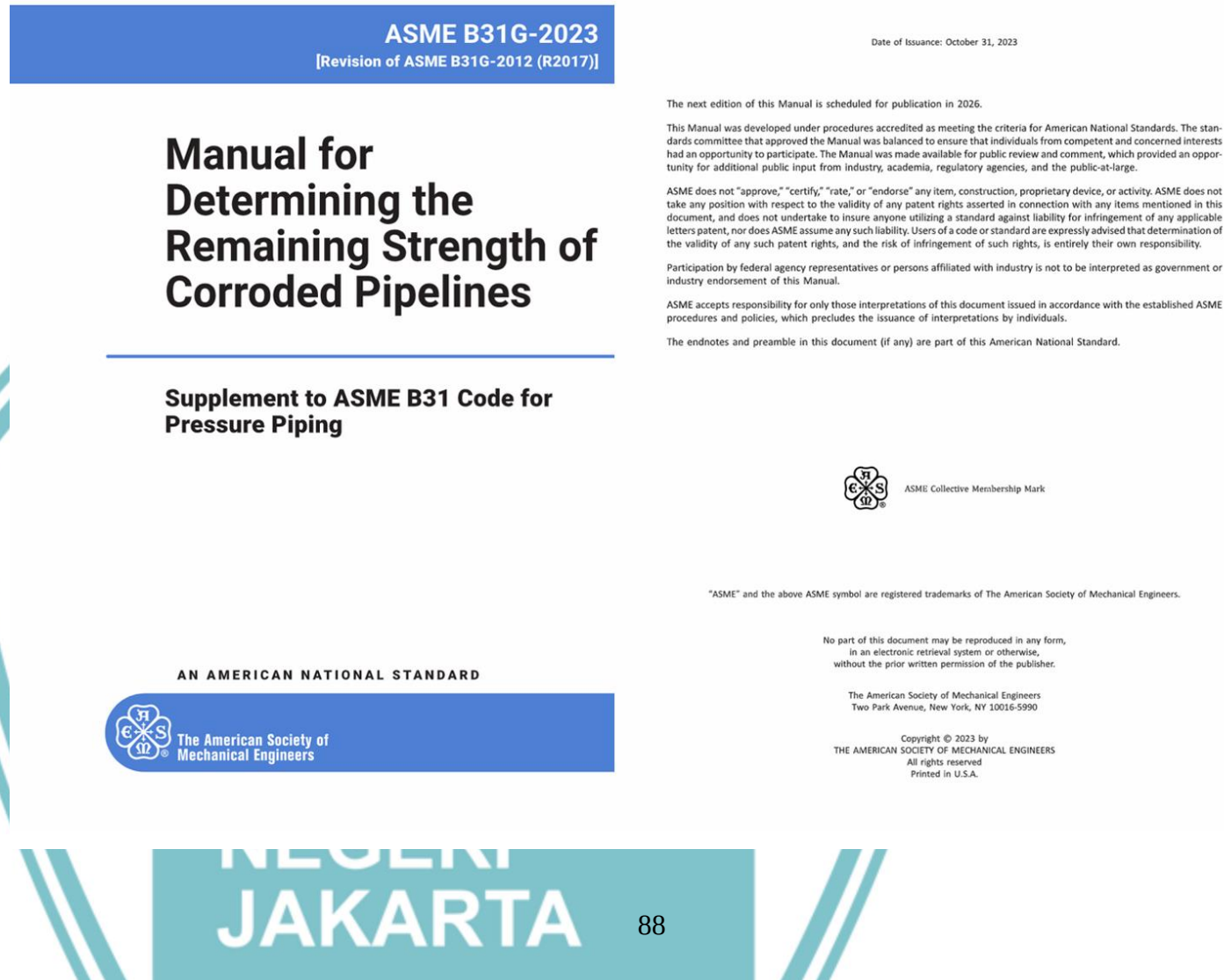
Titik Pengukuran Sisi D					
Segmen	t act	CR formula	CR value	RL Formula	RL Value
A	151,2	$CR = \frac{175 - 151,2}{2025 - 1926}$	0,2404	$RL = \frac{151,2 - 69,98}{0,2404}$	337,8542
B	129,5	$CR = \frac{175 - 129,5}{2025 - 1926}$	0,4596	$RL = \frac{129,5 - 69,98}{0,4596}$	129,5084
C	128,6	$CR = \frac{175 - 128,6}{2025 - 1926}$	0,46869	$RL = \frac{128,6 - 69,98}{0,46869}$	125,0761
D	119,5	$CR = \frac{175 - 119,5}{2025 - 1926}$	0,56061	$RL = \frac{119,5 - 69,98}{0,56061}$	88,33569
E	124,2	$CR = \frac{175 - 124,2}{2025 - 1926}$	0,51313	$RL = \frac{124,2 - 69,98}{0,51313}$	105,6679
F	112,4	$CR = \frac{175 - 112,4}{2025 - 1926}$	0,63232	$RL = \frac{112,4 - 69,98}{0,63232}$	67,08835
G	134,3	$CR = \frac{175 - 134,3}{2025 - 1926}$	0,41111	$RL = \frac{134,3 - 69,98}{0,41111}$	156,4578
H	146,7	$CR = \frac{175 - 146,7}{2025 - 1926}$	0,28586	$RL = \frac{146,7 - 69,98}{0,28586}$	268,3898
I	151,4	$CR = \frac{175 - 151,4}{2025 - 1926}$	0,23838	$RL = \frac{151,4 - 69,98}{0,23838}$	341,5564
J	162,6	$CR = \frac{175 - 162,6}{2025 - 1926}$	0,12525	$RL = \frac{162,6 - 69,98}{0,12525}$	739,4783
K	129	$CR = \frac{175 - 129}{2025 - 1926}$	0,46465	$RL = \frac{129 - 69,98}{0,46465}$	127,0246
L	123,3	$CR = \frac{175 - 123,3}{2025 - 1926}$	0,52222	$RL = \frac{123,3 - 69,98}{0,52222}$	102,105
M	139,1	$CR = \frac{175 - 139,1}{2025 - 1926}$	0,36263	$RL = \frac{139,1 - 69,98}{0,36263}$	190,6137
N	118,7	$CR = \frac{175 - 118,7}{2025 - 1926}$	0,56869	$RL = \frac{118,7 - 69,98}{0,56869}$	85,67372
O	120,2	$CR = \frac{175 - 120,2}{2025 - 1926}$	0,55354	$RL = \frac{120,2 - 69,98}{0,55354}$	90,72866



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 6 ASME B31G *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*



NEGERI
JAKARTA



Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber
- a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan
- b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ASME B31G-2023 SUMMARY OF CHANGES

Following approval by the ASME B31G Committee and ASME, and after public review, ASME B31G-2023 was approved by the American National Standards Institute on August 3, 2023.

ASME B31G-2023 includes the following changes identified by a margin note, (23).

Page	Location	Change
1	1.4	Subparagraph (a) editorially revised
2	1.5	(1) Nomenclature for L_e and Z_e deleted (2) Nomenclature for g added
4	1.10	In second paragraph, references added
7	2.2	References editorially revised
7	2.3	Second paragraph and subpara. (b) revised
64	Nonmandatory Appendix A	Added

CONTENTS

Foreword	v
Committee Roster	vi
Correspondence With the B31 Committee	vii
Summary of Changes	ix
1 Introduction	1
2 Evaluation Methods	5
3 Tables of Allowable Length of Corrosion	8
Nonmandatory Appendix	
A Sample Calculations	64
Figures	
1.12-1 Corrosion Pit Interaction Distances	5
1.13-1 Helically Oriented Corrosion Pattern	6
2.1-1 Corrosion Parameters Used in Analysis	6
A-2-1 Pitting Arrangement for Example Problem	65
A-2-2 Cross Section of Pitting for Example Problem	65
Tables	
3-1 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 2 and $<$ NPS 6	9
3-1M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 60 mm and $<$ 168 mm O.D.	9
3-2 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 6 and $<$ NPS 10	10
3-2M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 168 mm and $<$ 273 mm O.D.	11
3-3 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 10 and $<$ NPS 16	12
3-3M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 273 mm and $<$ 406 mm O.D.	13
3-4 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 16 and $<$ NPS 20	14
3-4M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 406 mm and $<$ 508 mm O.D.	16
3-5 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 20 and $<$ NPS 24	18
3-5M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 508 mm and $<$ 610 mm O.D.	20
3-6 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 24 and $<$ NPS 30	22
3-6M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 610 mm and $<$ 762 mm O.D.	24
3-7 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 30 and $<$ NPS 36	26
3-7M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 762 mm and $<$ 914 mm O.D.	28
3-8 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 36 and $<$ NPS 42	30
3-8M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 914 mm and $<$ 1066 mm O.D.	32
3-9 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 42 and $<$ NPS 48	34
3-9M Values of L for Pipe Sizes $\geq$ 1066 mm and $<$ 1219 mm O.D.	38
3-10 Values of L for Pipe Sizes $\geq$ NPS 48 and $<$ NPS 52	42



Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ASME B31G-2023

MANUAL FOR DETERMINING THE REMAINING STRENGTH OF CORRODED PIPELINES

1 INTRODUCTION

1.1 Scope

This document is intended solely for the purpose of providing guidance in the evaluation of metal loss in pressurized pipelines and piping systems. It is applicable to all pipelines and piping systems within the scope of the transportation pipeline codes that are part of ASME B31 Code for Pressure Piping, namely: ASME B31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids; ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems; ASME B31.11, Slurry Transportation Piping Systems; and ASME B31.12, Hydrogen Piping and Pipelines, Part PL. Where the term "pipeline" is used, it may also be read to apply to piping or pipe conforming to the acceptable applications and within the technical limitations discussed below.

1.2 Acceptable Applications

The application of this document is limited to the evaluation of wall loss in metal pipe within the following limitations:

- (a) metal loss in pipelines located belowground, aboveground, or offshore
- (b) metal loss due to external or internal corrosion
- (c) metal loss produced by grinding where used to completely remove mechanical damage, cracks, arc burns, manufacturing defects, or other defects from the pipe surface
- (d) metal loss in field bends, induction bends, and elbows
- (e) metal loss that incidentally affects longitudinal or helical electric seam welds or circumferential electric welds of sound quality and having ductile characteristics, provided workmanship flaws are not present in sufficiently close proximity to interact with the metal loss
- (f) metal loss of any depth with respect to the pipe wall, except that due consideration shall be given to the accuracy of measurements and effective corrosion rates when the depth of metal loss exceeds 80% of the actual pipe wall dimension
- (g) metal loss in new pipe where allowed by the applicable code of construction

(h) metal loss in pipe material having ductile fracture initiation characteristics [see paras. 1.7(e) and 1.7(f)] unless using a Level 3 assessment in accordance with paras. 2.2(b) and 2.4

(i) metal loss in pipe operating at temperatures above ambient within the range of operating temperature recognized by the governing standard, and provided material strength properties at temperature are considered

(j) metal loss in pipe operating at any level of allowable design hoop stress [see paras. 1.4(a) and 1.4(b) for additional considerations]

(k) metal loss in pipe where internal pressure is the primary loading [see paras. 1.4(c) and 1.4(d) for additional considerations]

1.3 Exclusions

This document does not apply to the following:

- (a) crack-like defects or mechanical surface damage not completely removed to a smooth contour by grinding
- (b) metal loss in indentations or buckles resulting in radial distortion of the pipe wall larger than 6% of the pipe outside diameter, unless a Level 3 assessment is performed in accordance with para. 2.4
- (c) grooving corrosion, selective corrosion, or preferential corrosion affecting pipe seams or girth welds
- (d) metal loss in fittings other than bends or elbows
- (e) metal loss affecting material having brittle fracture initiation characteristics [see paras. 1.7(e) and 1.7(f)] unless a Level 3 assessment is performed in accordance with para. 2.4
- (f) pipe operating at temperatures outside the range of operating temperature recognized by the governing standard or operating at temperatures in the creep range

1.4 Additional Considerations

The user is cautioned that additional considerations may apply in certain situations, described below.

- (a) Pipe operating at low hoop stress levels due to internal pressure [e.g., less than 25% of specified minimum yield strength (SMYS)] may be perforated by corrosion without inducing structural material failure. The methods and criteria provided herein do not address failure by perforation.
- (b) Pipe affected by general corrosion of the pipe wall (i.e., corrosion-caused wall loss over the entire pipe surface) effectively operates at a greater hoop stress

ASME B31G-2023

than the nominal hoop stress based on the original wall dimension. Evaluation of individual deep pits within a generally corroded area should account for the effect of wall loss due to general corrosion.

(c) Under conditions normally encountered in buried pipelines, the hoop stress due to internal pressure is the largest stress and will govern the mode of failure. High longitudinal stresses in tension acting on metal loss having a significant circumferential extent, in unrestrained piping, could change the failure mode from longitudinal to circumferential. The methods and criteria provided herein do not address circumferential failure due to high longitudinal tensile stresses. For such situations, the user should refer to a more comprehensive fitness-for-purpose guidance document, such as API 579-1/ASME FFS-1-2007, Fitness-for-Service.

(d) Metal loss having a significant circumferential extent and acted on by high longitudinal stresses in compression could be susceptible to wrinkling or buckling. Also, the combination of hoop stress due to internal pressure and longitudinal compression could interact to lower the failure pressure in the metal loss area. The methods and criteria provided herein do not address buckling or wrinkling, or interaction of hoop stress with longitudinal compressive stresses. For such situations, the user should refer to a more comprehensive fitness-for-purpose guidance document, such as API 579-1/ASME FFS-1.

(23) 1.5 Nomenclature

- A = local area of metal loss in the longitudinal plane
 A_C = cross-sectional area of Charpy impact specimen
 A_0 = local original metal area = Lt
 C_v = Charpy V-notched impact absorbed energy
 D = specified outside diameter of the pipe
 d = depth of the metal loss
 E = elastic modulus of steel
 g = pit separation distance
 L = length of the metal loss
 M = bulging stress magnification factor
 $MAOP$ = maximum allowable operating pressure
 MOP = maximum operating pressure
 P_E = estimated failure pressure = $2S_{UT}/D$
 P_O = operating pressure, may equal MAOP or MOP
 P_S = safe operating pressure = P_E/SF
 S_F = estimated failure stress level
 S_{flow} = flow stress, defined in para. 1.7(b)
 S_O = hoop stress at the operating pressure, calculated as $P_O D/2t$
 S_{UT} = specified ultimate tensile strength at temperature, may equal SMTS
 S_{YT} = specified yield strength at temperature, may equal SMYS
 SF = safety factor

- SMTS = specified minimum tensile strength at ambient conditions
 SMYS = specified minimum yield strength at ambient conditions
 t = pipe wall thickness
 z = L^2/Dt

1.6 Analysis Level

The user may choose to conduct a Level 0, Level 1, Level 2, or Level 3 analysis, depending on the quantity and quality of data available with which to perform an evaluation and on the desired degree of refinement of the analysis.

(a) A Level 0 evaluation is one that relies on the tables of allowable defect length and depth found in section 3. These tables are carried over without change from earlier editions of ASME B31G and have been supplemented by the addition of tables in metric units. It is intended that a Level 0 evaluation be conducted in the field without the need for performing detailed calculations.

(b) A Level 1 evaluation is a simple calculation that relies on single measurements of the maximum depth and axial extent of metal loss. It is intended that a Level 1 evaluation be conducted in the field by an engineer, corrosion technician, coating inspector, or other individual having appropriate training. A Level 1 evaluation is also suitable for use in prioritizing metal-loss anomalies identified by inline inspection.

(c) A Level 2 evaluation is one that incorporates a greater level of detail than a Level 1 evaluation in order to produce a more accurate estimate of the failure pressure. It typically relies on detailed measurements of the corroded surface profile, accounting for the actual distribution of metal loss, and involves repetitive computations that may be facilitated by the use of computer software or spreadsheets. It is intended that a Level 2 evaluation be conducted by an engineer or technician having appropriate training. A Level 2 evaluation may be suitable for use in prioritizing metal-loss anomalies identified by high-resolution inline inspection.

(d) A Level 3 evaluation is a detailed analysis of a specific flaw in accordance with a user-defined methodology, with full justification for loadings, boundary conditions, material properties, and failure criteria. It is intended that a Level 3 evaluation be conducted by a technical specialist having appropriate expertise in the subject of fitness-for-service assessment.

1.7 Material Properties and Other Data

(a) Specified minimum material properties shall be used when conducting Level 0, Level 1, or Level 2 evaluations for the purpose of determining the need for a repair. Actual material properties from mill test reports (MTRs) or laboratory testing, if known with sufficient confidence to warrant their usage, may be used with Level 3



© Hak Cipta milik Politeknik Negeri Jakarta

Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan
- b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumunkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ASME B31G-2023

evaluations. Statistical representations of material properties may be used with Level 1, Level 2, or Level 3 for purpose of establishing a probability of failure; however, the details of such analyses are outside the scope of this document.

(b) "Flow stress" is a concept relevant to fracture mechanics and is used in Levels 1, 2, and 3 evaluations. It is not a property specified in a material grade or finished product standard. Research indicates that it may be defined variously as given below.

(1) S_{flow} for plain carbon steel operating at temperatures below 250°F (120°C) may be defined by $S_{flow} = 1.1 \times SMYS$. S_{flow} shall not exceed SMTS.

(2) S_{flow} for plain carbon and low-alloy steel having SMYS not in excess of 70 ksi (483 MPa) and operating at temperatures below 250°F (120°C) may be defined by $S_{flow} = SMYS + 10$ ksi (69 MPa). S_{flow} shall not exceed SMTS.

(3) S_{flow} for plain carbon and low-alloy steel having SMYS not in excess of 80 ksi (551 MPa) may be defined by $S_{flow} = (S_{YT} + S_{UT})/2$, where S_{YT} and S_{UT} are specified at the operating temperature in accordance with the ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Part D; applicable pipe product specification; or room temperature strength multiplied by the temperature derating factor specified by the applicable construction code. Linear interpolation of strength values is allowed between listed temperatures.

(c) This document does not prescribe which definition for flow stress should be used where more than one definition applies. Where more than one definition applies, the various definitions produce acceptable though not necessarily identical results when used with any given evaluation method. It is noted that S_{flow} was defined as $1.1 \times SMYS$ in previous editions of ASME B31G. This definition remains an inherent element of the Level 0 assessment and is recommended with the Level 1 assessment performed in accordance with para. 2.2(a).

(d) Only the specified nominal wall thickness shall be used for the uncorroded wall thickness when conducting a Level 0 evaluation. If known with confidence, the actual uncorroded wall thickness may be used with a Level 1, Level 2, or Level 3 evaluation, with a suitable adjustment of the hoop stress due to internal pressure.

(e) Pipe body material may be considered to have adequate ductile fracture initiation properties for purposes of this Standard if the material operates at a temperature no colder than 100°F (55°C) below the temperature at which 85% shear appearance is observed in a Charpy V-notched impact test.

(f) Electric resistance welded (ERW) seams that have been subjected to a normalizing heat treatment, single and double submerged arc welded seams, and girth welds made using the shielded metal arc, gas metal arc, flux cored arc, and submerged arc processes (manual or automated, and in any combination) are considered to have adequate ductile fracture initiation properties for

purposes of this Standard. Other seam and weld types shall be investigated to establish fracture properties before applying methods described herein to metal loss affecting such welds. Consideration shall be given to the disposition of workmanship flaws or manufacturing flaws within a weld or seam that could interact with metal loss due to corrosion.

(g) Some operating conditions, such as low-temperature service or long-term exposure to sour environments or to very high temperatures, could adversely affect the ductility and fracture toughness properties of some materials. It is the user's responsibility to consider such conditions where necessary before applying methods described herein.

1.8 Evaluation Procedure

Evaluations shall be carried out in accordance with the procedures described in section 2. In addition, the following considerations apply:

(a) Units may be in any self-consistent system. It is the responsibility of the user to determine unitary conversion factors as may be required.

(b) This document makes no recommendation as to which evaluation level and evaluation method to select. All methods described herein have been demonstrated to provide reliable and conservative results when they are applied correctly and within stated limitations. Not all methods give identical numerical results or consistent degrees of conservatism. It is the pipeline operator's responsibility to select an evaluation method, based on experience and judgment, that is consistent with its operating procedures.

(c) Original source reference documents for each methodology are cited. Further references may be found in other documents available in the public domain. While each method can be applied as presented, source documents may provide additional information to the user. The user should consider referring to applicable sources as necessary in order to best implement a given method.

(d) Other evaluation methods may evolve or come into use which were not contemplated by this document. It is not the intention of this document to prohibit their use, but the user of such methods shall be able to demonstrate that the objective of a safe and reliable assessment of metal loss can be achieved.

1.9 Safety Factors and the Meaning of Acceptance

A flaw or anomaly is considered acceptable where the computed failure stress is equal to or greater than the hoop stress at the operating pressure multiplied by a suitable safety factor. There is no single safety factor that is suitable for all types of pipeline construction, for all modes of pipeline operation, or for all types of flaws or anomalies.

ASME B31G-2023

This document recommends a minimum safety factor equal to the ratio of the minimum hydrostatic test pressure required for the given type of pipeline construction to the MAOP or MOP, but usually not less than 1.25. Larger factors of safety may be appropriate in some cases, e.g., in locations of greater risk to the public or the environment. Lesser factors of safety may be justified in some circumstances, e.g., for limited periods of time, or where additional procedures are in place to limit modes of operation, or in a remote location having reduced consequences of failure. In establishing the safety factor for a given pipeline segment, the pipeline operator shall give consideration to the accuracy of corrosion depth and length measurements, rates of corrosion growth, the characteristics of the pipe, the reliability of surge control or excess pressure limiting methods, and the presence of external factors that affect risk.

When evaluating anomalies identified by inline inspection, use of larger factors of safety will result in smaller flaws being left in service following field investigation and pipeline repairs. This can increase the reassessment interval to the next inline inspection.

2.3) 1.10 Software

The use of commercial or proprietary computer software packages, as well as purpose-written programs or spreadsheets, can greatly facilitate Level 1 evaluations, and is practically a necessity for conducting thorough Level 2 and 3 evaluations. It is the user's responsibility to verify the accuracy and reliability of all software and spreadsheets, and to train personnel in their correct usage.

Validation of software should include documented evidence that correct results are obtained over the full range of parameters that could reasonably be expected to occur when making evaluations. The following document summarizes the results of burst tests and service failures of line pipe affected by corrosion or artificial metal loss, and which have previously been used for the purpose of validating the evaluation methods presented herein: (1) Kiefner, J. F., Vieth, P. H., and Roytman, L., "Continued Validation of RSTRENG," PRCI Catalog No. L51749, Contract PR 218-9304, Dec. 20, 1996. (2) Zhang, S., Yan, J., Kariyawasam, S., Huang, T., and Al-Amin, M., "Plausible Profile (Psqr) Corrosion Assessment Model: Refinement, Validation, and Operationalization", ASME, IPC2020-9448, 2020. (3) Kiefner, J., "Peer Review of the Plausible Profiles Corrosion Assessment Model", ASME, IPC2020-9254, 2020.

Validation may be demonstrated by comparison of calculated results against published benchmark test data such as that found in the above references, or against results produced by another recognized evaluation method that have been calculated in accordance with this Standard.

Validation of third-party software should also demonstrate that adequate checks or warnings are produced when parameters fall outside ranges that will ensure correct results.

1.11 Accuracy

Consideration should be given to the accuracy of recorded flaw sizes, particularly where indirect methods are used to locate and size the flaws. Methods accounting for uncertainty in indirectly sized flaws include increasing the flaw dimension in order to account for detection tool error, or statistical analysis of the probable flaw sizes or risk of failure.

Metal-loss corrosion anomalies indicated by inline inspection may be evaluated by a Level 1 or Level 2 evaluation method. The user is cautioned against overstating the precision of evaluations applied with flaw dimensions indicated by inline inspection without adequate calibration or verification of actual flaw sizes by investigations carried out in the field.

1.12 Flaw Interaction

The methods described herein are suitable for evaluating isolated areas of metal loss. Corrosion may occur such that multiple areas of metal loss are closely spaced longitudinally or transversely. If spaced sufficiently closely, the metal loss areas may interact so as to result in failure at a lower pressure than would be expected based on an analysis of the separate flaws. The following guideline is suggested with reference to Figure 1.12-1, based on limited testing and analysis:

(a) Flaws are considered interacting if they are spaced longitudinally or circumferentially from each other within a distance of 3 times the wall thickness (3t). Interacting flaws should be evaluated as a single flaw combined from all interacting flaws.

(b) Flaws are considered noninteracting if spaced outside of the above dimensions. Noninteracting flaws should be evaluated as separate flaws.

Care should be exercised when grouping or clustering anomalies indicated by inline inspection for purposes of evaluating interaction during the prioritization process. Consideration should be given to minimum thresholds of metal loss for reliable detection and sizing, minimum thresholds for reporting, and the expected mode of coating failure (e.g., localized failure versus disbondment over large areas). Methods employed for clustering of inline inspection anomalies should be validated by field verification of actual flaw dimensions and spacing.

1.13 Flaw Orientation

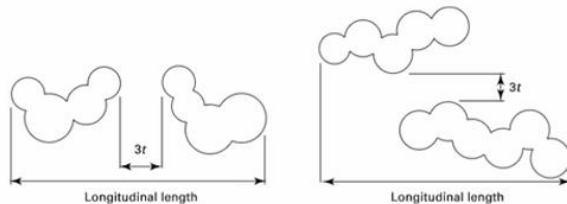
Corrosion caused by disbondment of continuous wrapped coatings may exhibit a helical pattern. If the helical pattern lies at an angle less than 45 deg to the

Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber
- a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan
- b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ASME B31G-2023

Figure 1.12-1
Corrosion Pit Interaction Distances



pipe axis, the overall length of the corroded area indicated as L_1 in Figure 1.13-1 shall be considered in the evaluation. If the helical pattern lies at an angle of 45 deg or greater to the pipe axis, it is sufficient to consider the most severe longitudinal section through the corroded area having a length L_2 in Figure 1.13-1.

Corrosion may occur with a circumferential orientation, e.g., adjacent to a girth weld. It shall be evaluated for safe operating pressure as with corrosion having a helical angle greater than 45 deg to the pipe axis. Evaluation of the circumferential extent of corrosion subject to high axial pipe stresses is outside the scope of this document. For such situations, the user should refer to a more comprehensive fitness-for-purpose guidance document, such as API 579-1/ASME FFS-1.

2 EVALUATION METHODS

2.1 Level 0 Evaluation

Tables of allowable length of corrosion are found in section 3. The tables are carried over without change from previous editions of ASME B31G and have been supplemented by the addition of tables in metric units. They were calculated from the equations for a Level 1 evaluation in accordance with the original ASME B31G methodology. They provide a ready reference of maximum corrosion lengths for a range of pipe sizes and depths of corrosion. The tables may be used to determine the maximum allowable longitudinal extent of a contiguous area of corrosion or an interacting cluster of metal loss areas.

Evaluations shall be carried out consistent with the procedure described in the following steps:

Step 1. Determine pipe diameter and nominal wall thickness from appropriate records or direct measurement of the pipe.

Step 2. Determine applicable pipe material properties from appropriate records.

Step 3. Clean the corroded pipe surface to bare metal. Care should be taken when cleaning corroded areas of a pressurized pipe.

Step 4. Measure the maximum depth of the corroded area, d , and longitudinal extent of the corroded area, L , as shown in Figure 2.1-1.

Step 5. Locate the table corresponding to the size of the pipe, D .

Step 6. In the table, locate the row showing a depth equal to the measured maximum depth of the corroded area. If the exact measured value is not listed, choose the row showing the next greater depth.

Step 7. Read across to the column showing the wall thickness of the pipe. If the nominal wall thickness is not listed, use the column for the next thinner wall. The value, L , found at the intersection of the wall thickness column and the depth row is the maximum allowable longitudinal extent of such a corroded area.

Step 8. The metal loss area on the pipe is acceptable if its measured length, L , does not exceed the value of L given in the table.

The tables produce results that may be more conservative than those obtained by performing a Level 1, Level 2, or Level 3 analysis, particularly for operating hoop stress levels less than 72% of SMYS, and also for very long corroded areas. Therefore, the tables may show that a given corroded area is unsuitable for the current operating pressure, while the use of equations given below may show that it is acceptable.

The tables were designed to provide a minimum factor of safety of 1.39 for pipelines operating with a hoop stress of 72% of SMYS. Application of the tables to the evaluation of corrosion in pipelines operating at hoop stress levels greater than 72% of SMYS will result in a factor of safety that is proportionately less.

ASME B31G-2023

Figure 1.13-1
Helically Oriented Corrosion Pattern

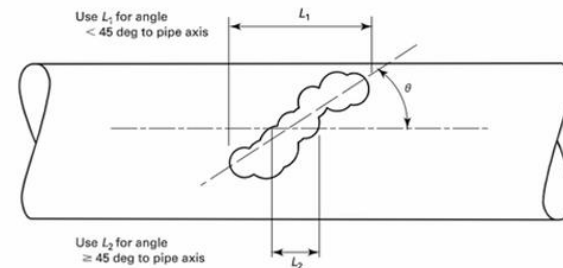
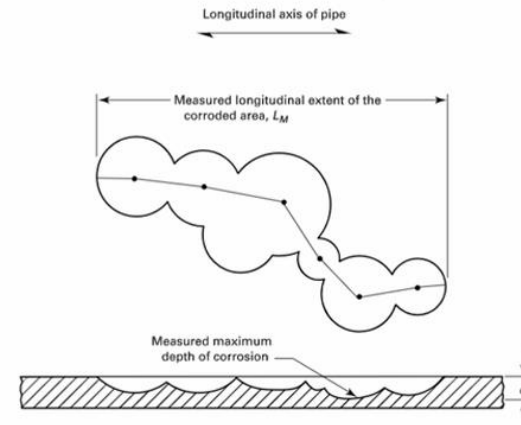


Figure 2.1-1
Corrosion Parameters Used in Analysis



Hak Cipta:

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan
2. Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

ASME B31G-2023

(23) 2.2 Level 1 Evaluation

Level 1 evaluations shall be carried out consistent with the procedure described in the following steps:

Step 1. Determine pipe diameter and nominal wall thickness from appropriate records or direct measurement of the pipe.

Step 2. Clean the corroded pipe surface to bare metal. Care should be taken when cleaning corroded areas of a pressurized pipe.

Step 3. Measure the maximum depth of the corroded area, d , and longitudinal extent of the corroded area, L , as shown in Figure 2.1-1.

Step 4. Determine applicable pipe material properties from appropriate records.

Step 5. Select an evaluation method and calculate the estimated failure stress, S_F .

Step 6. Define an acceptable safety factor, SF .

Step 7. Compare S_F to $S_F \times S_o$.

Step 8. The flaw is acceptable where S_F is equal to or greater than $S_F \times S_o$, or where P_F is equal to or greater than $S_F \times P_o$.

If the flaw is unacceptable based on Step 8 above, the pressure can be reduced such that it is less than P_F/SF .

(a) Original ASME B31G

$$M = (1 + 0.8z)^{1/2}$$

For $z \leq 20$,

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3}(d/t)}{1 - \frac{2}{3}(d/t)/M} \right]$$

For $z > 20$,

$$S_F = S_{flow}(1 - d/t)$$

Note that ANSI/ASME B31G-1984 and ASME B31G-1991 incorporated a definition for flow stress of $S_{flow} = 1.1 \times SMYS$. For consistency in comparison to results obtained from evaluations performed to an earlier edition, use of the same definition for flow stress is recommended.

(b) Modified ASME B31G. For $z \leq 50$,

$$M = (1 + 0.6275z - 0.003375z^2)^{1/2}$$

For $z > 50$,

$$M = 0.032z + 3.3$$

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - 0.85(d/t)}{1 - 0.85(d/t)/M} \right]$$

[References: (1) J. F. Kiefner and P. H. Vieth, "A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe," AGA Catalog No. L51609, PRCI Report PR3-805, Dec. 22, 1989; (2) J. F. Kiefner and P. H. Vieth, "New Method Corrects Criterion for Evaluating Corroded Pipe," Oil & Gas Journal, Aug. 6 and Aug. 20, 1990.]

(c) API 579 Level 1. The "API 579 Level 1" assessment, when reduced to its simplest form, is of a similar format to the other Level 1 methods presented herein and therefore qualifies as a Level 1 assessment for purposes of meeting the requirements of this document.

2.3 Level 2 Evaluation

Level 2 evaluations are performed using what is known as the Effective Area Method. Level 2 evaluations shall be carried out using a procedure similar to the eight steps described for Level 1, except that the Effective Area Method generally requires several measurements of the depth of corrosion or remaining wall thickness throughout the corroded area. The Effective Area Method is expressed as follows:

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0)/M} \right]$$

The Effective Area Method evaluates, by iteration, all possible combinations of local metal loss, A , with respect to original material, A_0 . It requires for input a detailed longitudinal distribution or profile of metal loss. The detailed profile is established by obtaining several measurements of metal loss or remaining wall thickness throughout the metal loss area and projecting those measurements onto a longitudinal plane of the pipe wall that extends through the axial length of the area of metal loss. Such measurements may be arranged in a grid pattern, or may follow a "river bottom" path through the deepest areas of metal loss. Increments of measurement need not be uniform, subject to limitations of application software. If using a grid pattern, a single river bottom profile [see (a)] or multiple plausible profiles [see (b)] can be generated from the detailed measurements as described in (a) or (b), respectively. For a corroded profile defined by n measurements of depth of corrosion including the end points at nominally full wall thickness, $n!/2(n-2)!$ iterations are required to examine all possible combinations of local metal loss with respect to surrounding remaining material.

(a) Level 2(a) Evaluation. Level 2(a) evaluations are performed using a worst case, single profile generated along the "river bottom" to determine the effective area and corresponding lowest calculated burst pressure.

(b) Level 2(b) Evaluation. Level 2(b) evaluations are performed using measurements of metal loss depth produced from a grid pattern over the area of metal loss and repeating the effective area analysis along multiple plausible metal loss profiles. The multiple plausible profiles should be generated considering the interaction of metal loss based on depth and proximity or other validated process. The failure pressure may be determined at a percentile of a statistical distribution taking account of each plausible profile or plausible failure pressure in order to achieve a target level of confidence that meets the user's reliability goal.

[References: Same as in para. 1.10]

Owing to its iterative nature, it is a practical necessity to use a computer program or other algorithmic approach (e.g., a spreadsheet) in order to carry out an evaluation using the Effective Area Method.

The "API 579 Level 2" assessment, when reduced to its simplest form, is equivalent to the Effective Area Method presented herein, and therefore qualifies as a Level 2 assessment for purposes of meeting the requirements of this document. Refer to API 579-1/ASME FFS-1 for detailed instructions.

[References: Same as in para. 2.2(b)]

ASME B31G-2023

2.4 Level 3 Evaluation

A Level 3 evaluation typically involves a detailed analysis, such as a finite element analysis of the corroded region. The analysis should accurately consider or account for all factors that could affect the accuracy of results, including loadings with internal pressure and external forces; boundary conditions and constraints; ovality, deformations, misalignments, and discontinuities; material stress-strain characteristics; and effects of the flaw on the overall distribution of loads and stresses. A failure criterion should be developed that considers the strain capacity or fracture resistance characteristics of the material. Similar issues should be considered in developing a suitable safety factor as were described for a Level 1 or Level 2 analysis.

3 TABLES OF ALLOWABLE LENGTH OF CORROSION

The following are applicable to Tables 3-1 through 3-12 (Tables 3-1M through 3-12M):

(a) Metal loss having a maximum depth of 10% of the nominal pipe wall thickness or less is not limited as to allowable length.

(b) Metal loss having a maximum depth exceeding 80% of the nominal pipe wall thickness shall not be evaluated using the tables of allowable length.



Hak Cipta :

1. Dilarang mengutip sebagian atau seluruh karya tulis ini tanpa mencantumkan dan menyebutkan sumber :
 - a. Pengutipan hanya untuk kepentingan pendidikan, penelitian, penulisan karya ilmiah, penulisan laporan, penulisan kritik atau tinjauan suatu masalah.
 - b. Pengutipan tidak merugikan kepentingan yang wajar Politeknik Negeri Jakarta
2. Dilarang mengumumkan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin Politeknik Negeri Jakarta

Lampiran 7 *Remaining Life Formula* on API 579

API 579-1/ASME FFS-1 2021 Fitness-For-Service

using the approaches employed in the design. In addition, the localized metal loss may significantly reduce the plastic collapse load capability depending on the nozzle geometry, piping system configuration, and/or applied supplemental loads.

4.5 Remaining Life Assessment

4.5.1 Thickness Approach

4.5.1.1 The remaining life of a component can be determined based upon computation of a minimum required thickness for the intended service conditions according to [Table 4.4](#), [Table 4.5](#), [Table 4.6](#) and [Table 4.7](#), thickness measurements from an inspection, and an estimate of the anticipated corrosion rate. This method is suitable for determination of the remaining life for Type A and Type B Class 1 Components (see [paragraph 4.2.5](#)).

$$R_{life} = \frac{t_{am} - t_{min}}{C_{rate}} \quad (4.8)$$

4.5.1.2 The remaining life determined using the Thickness Approach may produce non-conservative results when applied to Type B Class 2 or Type C Components (see [paragraph 4.2.5](#)). For these cases, the remaining life should be established using the *MAWP* approach.

4.5.2 MAWP Approach

4.5.2.1 The *MAWP* approach provides a systematic method for determining the remaining life of Type A, B, and C components (see [Annex 4A, reference \[2\]](#)). This method is also the only method suitable for determining the remaining life of Type B and C components. In addition, the *MAWP* approach ensures that the design pressure is not exceeded during normal operation if the future corrosion rate is accurately established.

4.5.2.2 The following procedure can be used to determine the remaining life of a component using the *MAWP* approach.

- a) STEP 1 – Determine the metal loss of the component, t_{loss} .

$$t_{loss} = t_{nom} - t_{am} \quad (4.9)$$

- b) STEP 2 – Determine the $MAWP_r$ for a series of increasing time increments using an effective corrosion allowance and the nominal thickness in the computation. The effective corrosion allowance is determined as follows:

$$CA_e = t_{loss} + C_{rate} \cdot time \quad (4.10)$$

- c) STEP 3 – Using the results from [STEP 2](#), determine the remaining life from a plot of the *MAWP* versus time. The time at which the $MAWP_r$ curve intersects the equipment design pressure or equipment *MAWP* is the remaining life of the component.
- d) STEP 4 – Repeat the [STEPS 1](#) through [3](#) for each component. The equipment remaining life is taken as the smallest value of the remaining life computed for each of the individual components.

4.5.2.3 This approach may also be applied to tanks using the maximum fill height, *MFH*, instead of the *MAWP*.