



TUGAS AKHIR (608502A)

**STUDI PERBANDINGAN EKONOMIS DAN *LIFETIME* PIPA
UNDERGROUND NKL-1061 DENGAN VARIASI PROTEKSI, pH
DAN SUHU**

Arizal Agung Prabowo
NRP. 0816040041

DOSEN PEMBIMBING:
SUBAGIO SOIM, S.T., M.T.
FIPKA BISONO, S.ST., M.T.

PROGRAM STUDI D4 TEKNIK PERPIPAAN
JURUSAN TEKNIK PERMESINAN KAPAL
POLITEKNIK PERKAPALAN NEGERI SURABAYA
SURABAYA
2020



PPNS POLITEKNIK
PERKAPALAN
NEGERI SURABAYA

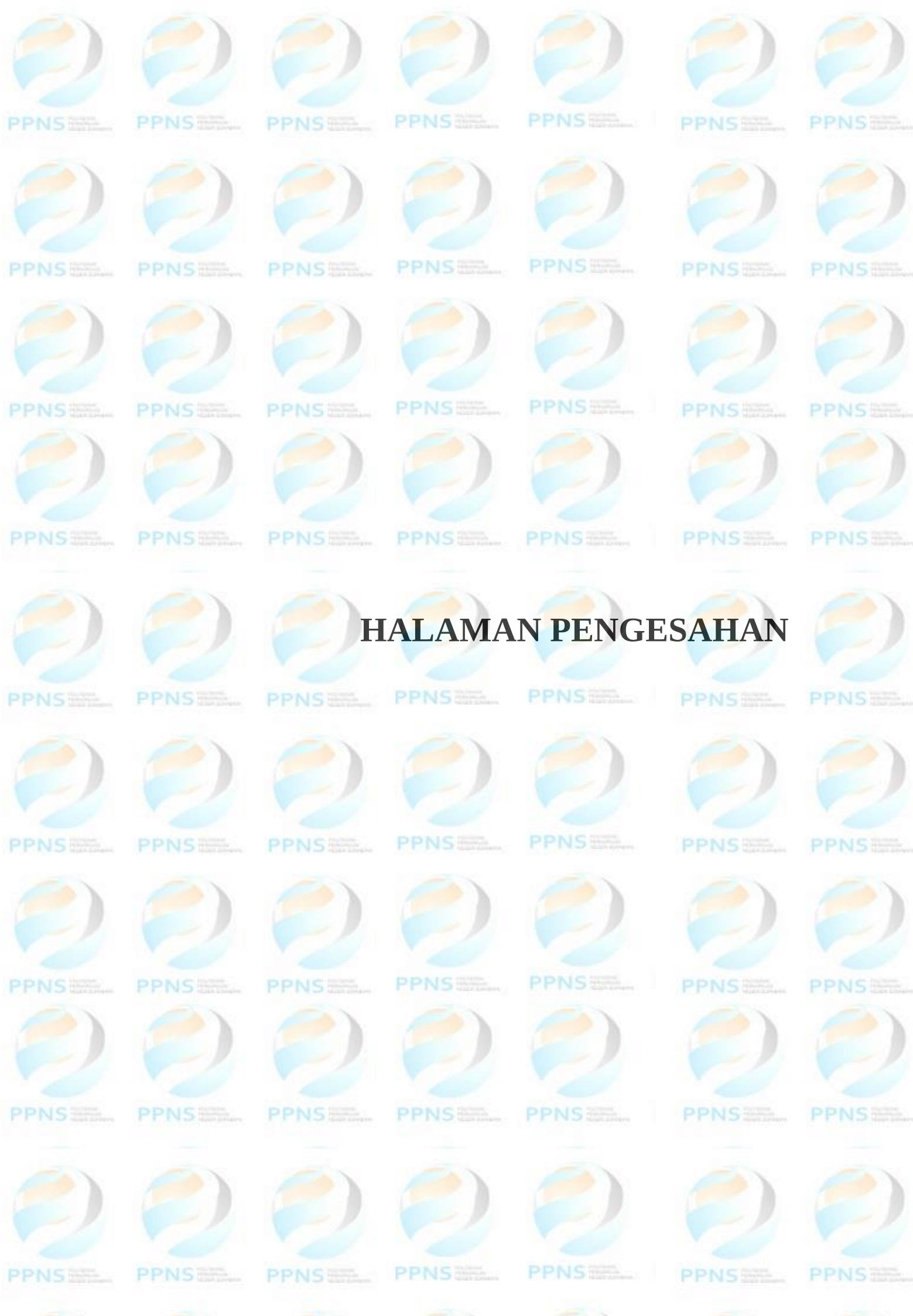
TUGAS AKHIR (608502A)

**STUDI PERBANDINGAN EKONOMIS DAN *LIFETIME* PIPA
UNDERGROUND NKL-1061 DENGAN VARIASI PROTEKSI, pH
DAN SUHU**

Arizal Agung Prabowo
NRP. 0816040041

DOSEN PEMBIMBING:
SUBAGIO SOIM, S.T., M.T.
FIPKA BISONO, S.ST., M.T.

PROGRAM STUDI D4 TEKNIK PERPIPAAN
JURUSAN TEKNIK PERMESINAN KAPAL
POLITEKNIK PERKAPALAN NEGERI SURABAYA
SURABAYA
2020



HALAMAN PENGESAHAN

LEMBAR PENGESAHAN

TUGAS AKHIR

STUDI PERBANDINGAN EKONOMIS DAN *LIFETIME* PIPA UNDERGROUND NKL-1061 DENGAN VARIASI PROTEKSI, pH DAN SUHU

Disusun Oleh:

Arizal Agung Prabowo
0816040041

**Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Kelulusan
Program Studi D4 Teknik Perpipaan
Jurusan Teknik Permesinan Kapal
POLITEKNIK PERKAPALAN NEGERI SURABAYA**

**Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir Tanggal Ujian : 12 Agustus 2020
Periode Wisuda : Oktober 2020**

Menyetujui,

Dosen Penguji

1. Bayu Wiro K., S.T., M.T.

2. Subagio Soim, S.T., M.T.

3. Fipka Bisono, S.ST., M.T.

4. Bambang Antoko, S.T., M.T.

NIDN

(0003077910)

(0027026005)

(0008078805)

(0026106309)

Tanda Tangan

(.....)

(.....)

(.....)

(.....)

Dosen Pembimbing

1. Subagio Soim, S.T., M.T.

2. Fipka Bisono, S.ST., M.T.

NIDN

(0027026005)

(0008078805)

Tanda Tangan

(.....)

(.....)

**Menyetujui
Ketua Jurusan,**

George Endri Kusuma, S.T., M.Sc.Eng.
NIP. 197605172009121003

**Mengetahui
Koordinator Program Studi,**

R. Dimas Endro W., S.T., M.T.
NIP. 197604122002121003

The background of the entire page is a repeating pattern of the PPNS logo. Each logo consists of a stylized circular emblem with blue and orange wavy lines, and the text 'PPNS' followed by 'Pusat Penelitian dan Pengembangan Nelayan' in a smaller font.

PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT

 PPNS	<u>PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT</u>	No. : F.WD I. 021 Date : 3 Nopember 2015 Rev. : 01 Page : 1 dari 1
--	--	---

Yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : Arizal Agung Prabowo

NRP : 0816040041

Jurusan/Prodi : Teknik Permesinan Kapal / D4 Teknik Peripaan

Dengan ini menyatakan dengan sesungguhnya bahwa :

Tugas Akhir yang saya kerjakan dengan judul :

“Studi Perbandingan Ekonomis dan *Lifetime* Pipa *Underground* NKL-1061 dengan Variasi Proteksi, pH dan Suhu”

Adalah benar karya saya sendiri dan bukan plagiat dari karya orang lain.

Apabila dikemudian hari terbukti terdapat plagiat dalam karya ilmiah tersebut, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai ketentuan peraturan yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan penuh tanggung jawab.

Surabaya, 27 Juli 2020

Yang membuat pernyataan,



(Arizal Agung Prabowo)

NRP. 0816040041



ABSTRAK

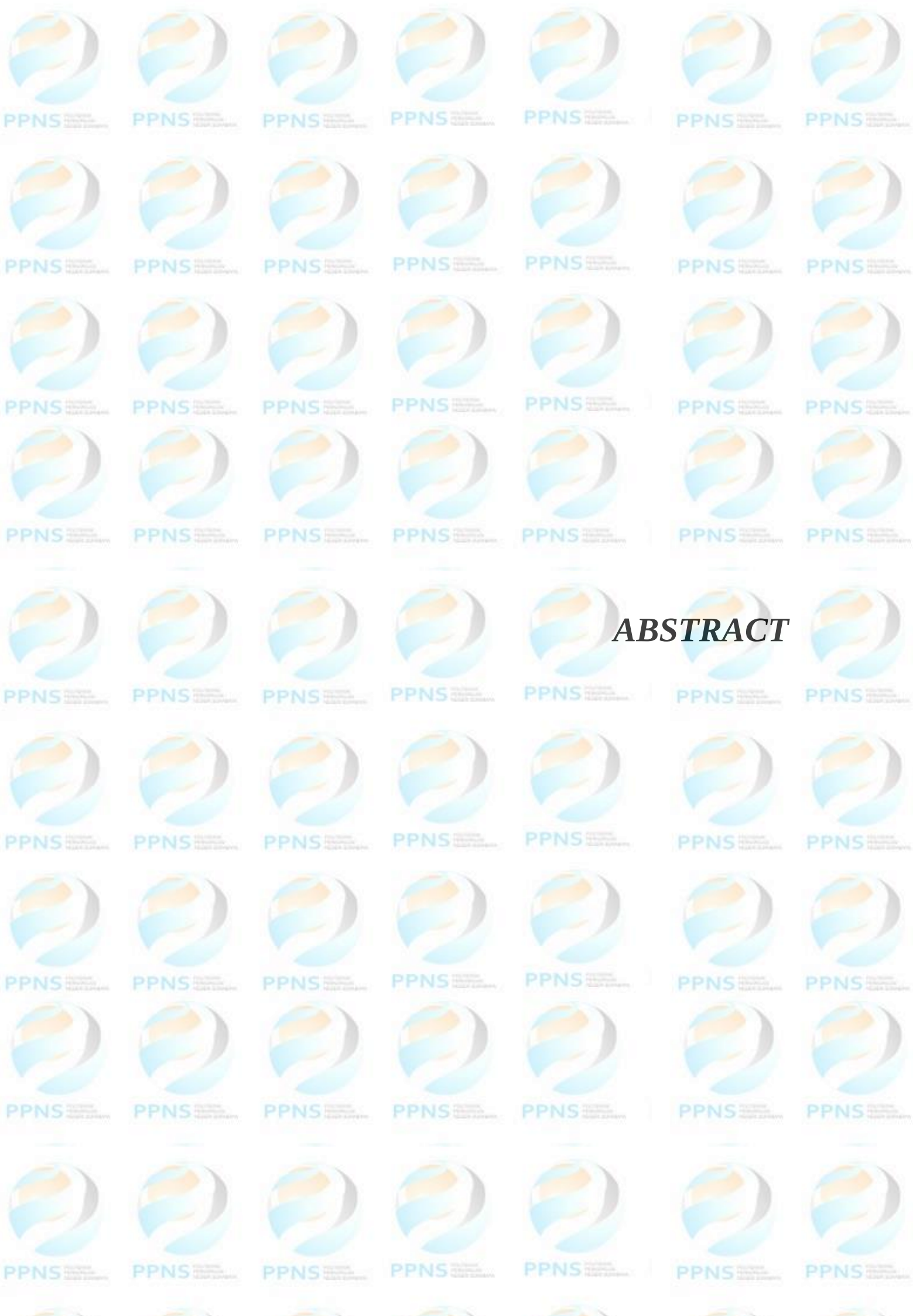
STUDI PERBANDINGAN EKONOMIS DAN *LIFETIME* PIPA UNDERGROUND NKL-1061 DENGAN VARIASI PROTEKSI, pH DAN SUHU

Arizal Agung Prabowo

ABSTRAK

Jalur Flowline NKL-1061 merupakan jalur pipa pendistribusi minyak dan gas dari sumur ke stasiun pengumpul. Proteksi *wrapping* pada salah satu pipa *underground* di *line* tersebut terkelupas dan terkorosi sehingga penggantian proteksi direkomendasikan. Material pipa yang digunakan adalah API 5L Gr. B berdiameter 4 Inch Sch 40. Pipa tersebut dalam keadaan terbuka dan bersentuhan langsung dengan yang ber-ph < 7 atau bersifat asam mengakibatkan terjadinya korosi pada permukaan pipa. Korosi tersebut dapat diatasi dengan mengganti proteksi *underground*. Untuk mengetahui proteksi yang lebih baik maka perhitungan laju korosi, *lifetime* serta perhitungan biaya dilakukan. Nilai laju korosi diperoleh dari hasil pengujian material API 5L *grade B* dengan menggunakan metode *immersion test* berstandar ASTM G31-72. Pengujian tersebut dilakukan dengan cara merendam spesimen pada larutan HNO₃ (asam nitrat) yang mempunyai pH bervariasi dan suhu yang bervariasi pula. Perhitungan *lifetime* dilakukan berdasarkan API 570 dan perhitungan tebal minimum pipa berdasarkan ASME B31.4.. Hasil pengujian *immersion* menunjukkan bahwa spesimen dengan proteksi painting+wrapping mempunyai hasil laju korosi terendah dengan hasil 0,09769 mm/year dan nilai *lifetime* tertinggi dengan hasil 47,177 tahun.

Kata Kunci : Flowline, Underground, korosi, immersion test, API 5L grade B



ABSTRACT

ECONOMIC AND LIFETIME COMPARISON STUDY OF NKL-1061 UNDERGROUND PIPES WITH PROTECTION, pH AND TEMPERATURE VARIATIONS

Arizal Agung Prabowo

ABSTRACT

Flowline NKL-1061 is a pipeline for oil and gas distribution from wells to collecting stations. Wrapping protection on one of the underground pipes in the line is peeled off and corroded, so replacement protection is recommended. The pipe material used is API 5L Gr. B has a diameter of 4 Inch Sch 40. The pipe is open and in direct contact with those with a $pH < 7$ or acidic character resulting in corrosion on the pipe surface. Corrosion can be overcome by replacing underground protection. To find out better protection, the calculation of the corrosion rate, lifetime and cost calculations is carried out. The value of the corrosion rate was obtained from the test results of the API 5L grade B material using the ASTM G31-72 standard immersion test method. The test is carried out by immersing the specimen in HNO_3 solution (nitric acid) which has a varying pH and varying temperatures. The calculation of lifetime is carried out based on API 570 and the calculation of the minimum thickness of the pipe based on ASME B31.4. The results of the immersion test show that the specimen is painting protected. + wrapping has the lowest corrosion rate with a yield of 0.09769 mm / year and the highest lifetime value with a yield of 47.177 years.

Keywords: Flowline, Underground, corrosion, immersion test, API 5L grade B



KATA PENGANTAR

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah Subhanahuwata'ala atas segala rahmat, ridho, dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir ini dengan lancar. Penulis juga mengucapkan shalawat serta salam semoga senantiasa tercurahkan kepada Nabi Muhammad Shallallahu'alaihiwasallam, kepada keluarga beliau, seluruh sahabat beliau, tabi'in dan tabi'ut tabi'in yang telah memberikan teladan bagi seluruh umat manusia.

Adapun Tugas Akhir yang berjudul '**STUDI PERBANDINGAN EKONOMIS DAN LIFETIME PIPA UNDERGROUND NKL-1061 DENGAN VARIASI PROTEKSI, pH DAN SUHU**' ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan pendidikan kuliah di Progam Studi Teknik Perpipaan.

Penulis menyadari penyelesaian dan penyusunan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari kerjasama, bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak terutama Ayah dan Ibu tercinta serta Saudara penulis yang selalu memberikan kasih sayang, doa dan dukungan kepada penulis, serta penulis menyampaikan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Ir. Eko Julianto, M.Sc.FRINA. selaku Direktur Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.
2. Bapak George Endri K., S.T., M.Sc.Eng. Sebagai Ketua Jurusan Teknik Permesinan Kapal, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.
3. Bapak Raden Dimas Endro Witjonarko, S.T., M.T. sebagai Koordinator Program Studi Teknik Perpipaan, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.
4. Bapak Pekik Mahardhika, S.ST., M.T. sebagai Koordinator Tugas Akhir Program Studi Teknik Perpipaan, Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya.
5. Bapak Subagio Soim, S.T., M.T. Selaku dosen pembimbing 1, yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan Tugas Akhir.
6. Bapak Fipka Bisono, S.ST., M.T. Selaku dosen pembimbing 2, yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan Tugas Akhir.

7. Bapak dan Ibu Dosen Pengajar di Kampus yang telah memberikan bekal ilmu kepada penulis selama masa perkuliahan.
8. Karyawan dan Karyawati PT. Pertamina EP ASSET 5 Sanga-Sanga dan CV. Prima Duta Karya yang telah memberikan ilmu, pengalaman dan memberi dukungan selama masa OJT di Kalimantan Timur
9. Kepada CV. Cipta Agung dan Lab D3 kimia ITS yang telah memberi arahan pengerjaan spesimen tugas akhir
10. Sahabat perkopian Huda, Chandra, Dycka, Hono, Riqi, Dika, Luky, Nanta, Dyan, Alpin, Yoga, Jerry, Fathur, Angga, Hilal, Fauzi yang telah berbagi manis dan pahitnya kopi dengan memberi masukan pada diskusi malam hari.
11. Teman – teman Teknik Perpipaan 2016, yang telah memberi motivasi selama perkuliahan.
12. Adik – adik tingkat Teknik Perpipaan 2017 dan 2018 yang telah membantu menyelesaikan TA
13. Sahabat – sahabat berpetualang dan berkelu kesah Ilham, Idham, Ubed, Egis dan Geng Tulips tercinta yang selalu memberikan dukungan dan semangat
14. Terimakasih kepada semua pihak lainnya yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu.

Surabaya, 20 Juli 2020

Penulis,

Arizal Agung Prabowo
0816040041



DAFTAR ISI

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT.....	v
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR TABEL.....	xvii
DAFTAR GAMBAR	xix
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah	4
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Korosi	5
2.2 Jenis Jenis Korosi.....	6
2.2.1 Korosi Merata (<i>Uniform Corrosion</i>).....	6
2.2.2 <i>Galvanic Corrosion</i>	7
2.2.3 Korosi Sumuran (<i>Pitting Corrosion</i>)	8
2.2.4 Korosi Celah (<i>Crevice Corrosion</i>).....	8
2.2.5 Korosi Selektif (<i>Selective Leaching Corrosion</i>)	9
2.2.6 Korosi Interdendritik (<i>Intergranular Corrosion</i>).....	10

2.2.7	Korosi Retak Tegangan (<i>Stress Corrosion Cracking</i>).....	11
2.2.8	Korosi Erosi (<i>Erosion Corrosion</i>).....	12
2.3	Faktor Faktor Penyebab Korosi.....	12
2.4	<i>Coating</i>	13
2.5	Proteksi Katodik.....	17
2.5.1	Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP)	17
2.5.2	<i>Impressed Current Cathodic Protection (ICCP)</i>	18
2.6	Laju Korosi.....	19
2.7	Lifetime	20
2.8	Penentuan Kebutuhan Cat	21
2.9	Penentuan Kebutuhan Wrap.....	21
2.10	Perhitungan Teknis SACP.....	22
2.11	Kriteria Perlindungan	23
2.12	Material API 5L Grade B	23
2.13	Kerangka Konseptual	24
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN		27
3.1	Diagram Alir Penelitian	27
3.2	Tahap Identifikasi.....	28
3.3	Tahap Pengumpulan Data	28
3.4	Tahap Pengolahan Data.....	29
3.5	Penentuan Variabel	35
3.5.1	Variabel Bebas.....	35
3.5.2	Variabel Kontrol.....	35
3.5.3	Variabel Terikat.....	35
3.6	Rancangan Eksperimen	35
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN		37

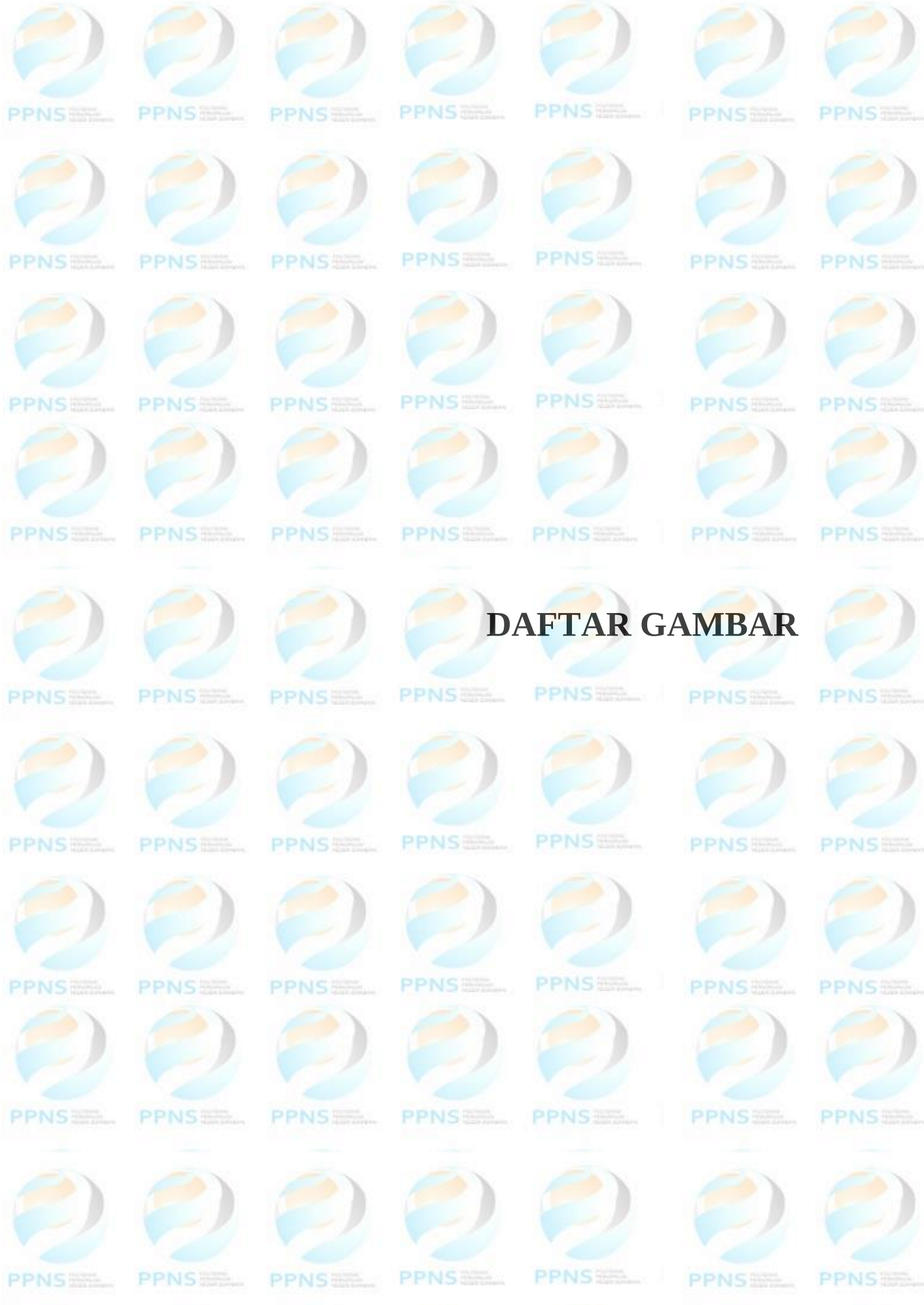
4.1 Tahap Pelaksanaan Eksperimen.....	37
4.2 Analisa Hasil Korosi Dengan <i>Immersion Test</i>	44
4.2.1 Perhitungan Luas Permukaan Spesimen	46
4.2.2 Perhitungan Weight Loss Spesimen	48
4.2.3 Perhitungan Hasil Laju Korosi Dengan Metode <i>Weight Loss</i>	50
4.3 Perhitungan <i>Lifetime</i>	52
4.4 Analisa Teknis	55
4.4.1 Perbandingan Laju korosi	55
4.4.2 Perbandingan Nilai Lifetime	58
4.5 Analisa Ekonomis	62
4.5.1 Perhitungan Kebutuhan Cat	62
4.5.2 Perhitungan Kebutuhan <i>Wrapping</i>	63
4.5.3 Perhitungan Kebutuhan Anode	64
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	70
5.1 Kesimpulan	70
5.2 Saran	71
DAFTAR PUSTAKA	71
LAMPIRAN A DATA PERUSAHAAN	73
LAMPIRAN B DATA HASIL IMMERSION TEST	79
LAMPIRAN C DATA PENDUKUNG	81
LAMPIRAN D <i>TECHNICAL DATA SHEET</i> JOTUN PILOT II.....	93
LAMPIRAN E FOTO PENDUKUNG	97
LAMPIRAN F BIOGRAFI PENULIS	101



DAFTAR TABEL

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Presentasi Kerusakan Karena Korosi	06
Tabel 2.2 Klasifikasi pH Tanah	13
Tabel 2.3 Kandungan Kimiawi API 5L Gr. B	26
Tabel 2.4 Spesifikasi Kekuatan Material API 5L Grade B.....	26
Tabel 2.5 Penelitian Terdahulu	26
Tabel 3.1 Variasi Variabel	35
Tabel 3.2 Desain Eksperiment	36
Tabel 4.1 Perhitungan Luas Permukaan.....	47
Tabel 4.1 Hasil Weight Loss.....	58
Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Laju Korosi.....	50
Tabel 4.4 Data Parameter Perhitungan.....	51
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Lifetime	51
Tabel 4.6 Nilai Laju Korosi terhadap pH pada saat suhu 30 °C	55
Tabel 4.7 Nilai Laju Korosi terhadap pH pada saat suhu 40 °C	55
Tabel 4.8 Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 4,5.....	56
Tabel 4.9 Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 5,5.....	57
Tabel 4.10 Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 6,5.....	57
Tabel 4.11 Nilai Lifetime terhadap pH pada saat Suhu 30°C	58
Tabel 4.12 Nilai Lifetime terhadap pH pada saat Suhu 40°C	58
Tabel 4.13 Nilai Lifetime terhadap pH pada saat Suhu 50°C	59
Tabel 4.14 Nilai Lifetime terhadap Suhu pada saat pH 4,5	59
Tabel 4.15 Nilai Lifetime terhadap Suhu pada saat pH 5,	60
Tabel 4.16 Nilai <i>Lifetime</i> terhadap Suhu pada saat pH 6,5.....	60



DAFTAR GAMBAR

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 <i>Wrapping</i> Rusak pada <i>flowline</i> NKL-1061.....	02
Gambar 2.1 <i>Uniform Corrsion</i>	06
Gambar 2.2 <i>Galvanic Corrosion</i>	07
Gambar 2.3 <i>Pitting Corrosion</i>	08
Gambar 2.4 <i>Crevice Corrosion</i>	09
Gambar 2.5 <i>Selective Leaching Corrosion</i>	10
Gambar 2.6 <i>Intergranular Corrosion</i>	10
Gambar 2.7 <i>Stress Corrosion Cracking</i>	11
Gambar 2.8 <i>Erosion Corrosion</i>	12
Gambar 3.1 Diagram Alir.....	13
Gambar 3.2 <i>Sandblasting</i>	30
Gambar 3.3 Penyemprot Cat.....	30
Gambar 3.4 Kuas.....	31
Gambar 3.5 <i>Paint Thickness Meter</i>	31
Gambar 3.6 Gelas Uji.....	32
Gambar 3.7 Larutan HNO_3	32
Gambar 3.8 Spidol.....	32
Gambar 3.9 Jangka Sorong.....	33
Gambar 3.10 Penggaris.....	33
Gambar 3.11 Gunting.....	33
Gambar 3.12 Timbangan Digital.....	34
Gambar 3.13 Kamera.....	34
Gambar 4.1 Spesimen Pipa API 5L Gr B	37
Gambar 4.2 Proses Pemotongan Spesimen	38
Gambar 4.3 Hasil Pemotongan Spesimen.....	38
Gambar 4.4 Proses Persiapan Sandblasting.....	39
Gambar 4.5 Hasil Proses Sandblasting.....	39
Gambar 4.6 Tabel <i>dust level</i>	40
Gambar 4.7 <i>Dust level</i> 1 spesimen.....	40

Gambar 4.8 Cat merk Jotun Pilot ii	41
Gambar 4.9 Thinner Jotun 2.....	41
Gambar 4.10 Proses <i>painting</i> menggunakan <i>conventional spray</i>	42
Gambar 4.11 <i>Wet film thickness</i>	42
Gambar 4.12 <i>Dry film thickness</i>	42
Gambar 4.13 <i>Wrapping polyken</i>	43
Gambar 4.14 Proses <i>Wrapping</i>	43
Gambar 4.14 Pemasangan Anoda Magnesium.....	44
Gambar 4.15 Penimbangan sebelum <i>immersion test</i>	45
Gambar 4.16 Pemanasan Spesimen.....	45
Gambar 4.17 <i>Immersion Test</i>	46
Gambar 4.18 Penimbangan setelah <i>immersion test</i>	46
Gambar 4.19 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap pH pada saat Suhu 30 °C.....	53
Gambar 4.20 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap pH pada saat Suhu 40 °C.....	54
Gambar 4.21 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap pH pada saat Suhu 30 °C.....	54
Gambar 4.22 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 4,5.....	55
Gambar 4.23 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 5,5.....	56
Gambar 4.24 Grafik Nilai Laju Korosi terhadap Suhu pada saat pH 6,5.....	57
Gambar 4.25 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap pH pada saat Suhu 30°C.....	57
Gambar 4.26 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap pH pada saat Suhu 40°C.....	58
Gambar 4.27 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap pH pada saat Suhu 50 °C.....	59
Gambar 4.28 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap Suhu pada saat pH 4,5.....	59
Gambar 4.29 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap Suhu pada saat pH 5,5.....	60
Gambar 4.30 Grafik Nilai <i>Lifetime</i> terhadap Suhu pada saat pH 6,5.....	61



BAB I

PENDAHULUAN

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kemajuan teknologi abad 21 berkembang sangat cepat. Kondisi ini menuntut penyediaan energi dalam jumlah yang banyak. Tuntutan itu membutuhkan sumber energi untuk memenuhi semua kebutuhan tersebut. Minyak bumi atau *Crude Oil* merupakan salah satu sumber energi yang sangat dibutuhkan dalam kelangsungan proses produksi suatu industri rumahan maupun pabrikan. Untuk menjawab kebutuhan industri dalam upaya kemajuan teknologi tersebut, PT. Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga menjadi salah satu perusahaan yang berwenang untuk mengolah sumber energi berupa minyak bumi secara total dan berkelanjutan untuk menjawab kebutuhan energi tersebut.

PT.Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga merupakan anak perusahaan PT. Pertamina Persero yang bergerak dalam bidang eksplorasi yang menghasilkan minyak bumi di sektor hulu. Pada umumnya proses pendistribusian dan pengolahan PT. Pertamina EP Field Asset 5 Sanga Sanga menggunakan media pipa. Dalam penyaluran dan pengolahan ada tiga macam pipa penyalur berdasarkan fluida yang dialirkan dalam pipa tersebut. *Flowline* merupakan pipa penyalur dari sumur penghasil minyak dan gas bumi ke Stasiun Pengumpul (SP). *Trunkline* mendistribusikan fluida lanjutan dari SP ke Stasiun Pengumpul Utama (SPU) dan juga dari Stasiun Pengumpul Utama ke Pusat Pengumpul Produksi (PPP). Sedangkan *pipeline* merupakan pipa penyalur dari PPP ke kapal pengangkut yang akan mengangkut minyak ke *Refinery Unit* (RU) Balikpapan.

Dalam proses pendistribusian minyak dan gas pipa bagaikan urat nadi dalam tubuh kita dimana pipa memiliki peranan yang sangat penting (Abdullah, 2019). Oleh karena itu pipa harus selalu dalam kondisi yang baik. Jika ada masalah pada pipa yang memungkinkan untuk penggantian atau pemeliharaan maka proses produksi minyak akan dihentikan yang nantinya akan mempengaruhi hasil produksi. Sehingga perlu dilakukan perawatan atau pengamatan pipa secara berkala serta pemilihan material sesuai standard untuk memaksimalkan produksi. Namun

pertimbangan pemilihan pipa tidak hanya mengacu pada standart namun juga dipengaruhi oleh analisis biaya atau *cost*.

Salah satu masalah serius yang sering didapati pada pipa pendistribusian minyak adalah korosi. Pipa *Underground* merupakan salah satu pipa yang sering mengalami korosi. Seperti halnya masalah pada tugas akhir ini, yaitu pipa *Undeground* pada *trunkline* dengan material API 5L yang terproteksi *wrapping* dan *coating primer* mengalami korosi dikarenakan *wrapping* yang digunakan mengalami kerusakan. Dimana pada hasil report dari inspeksi menyarankan untuk melakukan penggantian proteksi pipa tersebut.



Gambar 1.1 wrapping rusak pipa underground NKL-1061

Sumber : Data Pribadi

Pipa yang digunakan adalah pipa API 5L grade B yang umumnya digunakan oleh perusahaan minyak dan gas. Kondisi PH lingkungan pipa *Underground* antara 4,5 – 6,5 dimana PH 4,5 termasuk asam dan mempercepat terjadinya korosi. Tujuan dari penelitian ini memfokuskan pada analisa efisiensi penentuan penggunaan proteksi yang digunakan pada pipa *underground* terhadap laju korosi, lifetime dan nilai ekonomis dari pipa dengan proteksi *painting*, *painting* + *wrapping* dan pipa dengan proteksi katodik.

Pada penelitian ini, dilakukan pengujian *immersion test* dengan pengurangan berat (*weight loss*) berdasarkan standar ASTM G31-72, analisa lajur korosi dan lifetime berdasarkan standar API 570, kriteria ketebalan minimum berdasarkan ASME B31.4 dan efisiensi biaya dari perbandingan proteksi pipa antara pipa

terproteksi *painting*, pipa terproteksi *painting* + *wrapping* dan pipa dengan proteksi katodik dengan variasi pH 4,5; 5,5;6,5 dan dengan suhu 30°,40°,50°

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan dalam penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Bagaimana perbandingan laju korosi dan *lifetime* pipa dengan proteksi *painting*, pipa dengan proteksi *painting* dan *wrapping*, pipa dengan proteksi katodik?
2. Bagaimana perbandingan efisiensi biaya atau *cost* pipa dengan proteksi *painting*, pipa dengan proteksi *painting* dan *wrapping*, pipa dengan proteksi katodik?

1.3 Tujuan

Adapun tujuan dalam tugas akhir ini:

1. Mengetahui perbandingan laju korosi dan *lifetime* pipa dengan proteksi *painting*, pipa dengan proteksi *painting* dan *wrapping*, pipa dengan proteksi katodik
2. Mengetahui perbandingan efisiensi biaya atau *cost* pipa dengan proteksi *painting*, pipa dengan proteksi *painting* dan *wrapping*, pipa dengan proteksi katodik

1.4 Manfaat

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Manfaat bagi perusahaan
Penelitian ini akan menjadi pertimbangan dalam menentukan pemilihan proteksi korosi yang digunakan pada sistem underground pipe
2. Manfaat bagi Institusi
Penelitian ini bisa dijadikan referensi untuk melakukan penelitian selanjutnya oleh mahasiswa dan referensi dalam pemahaman proteksi korosi secara umum

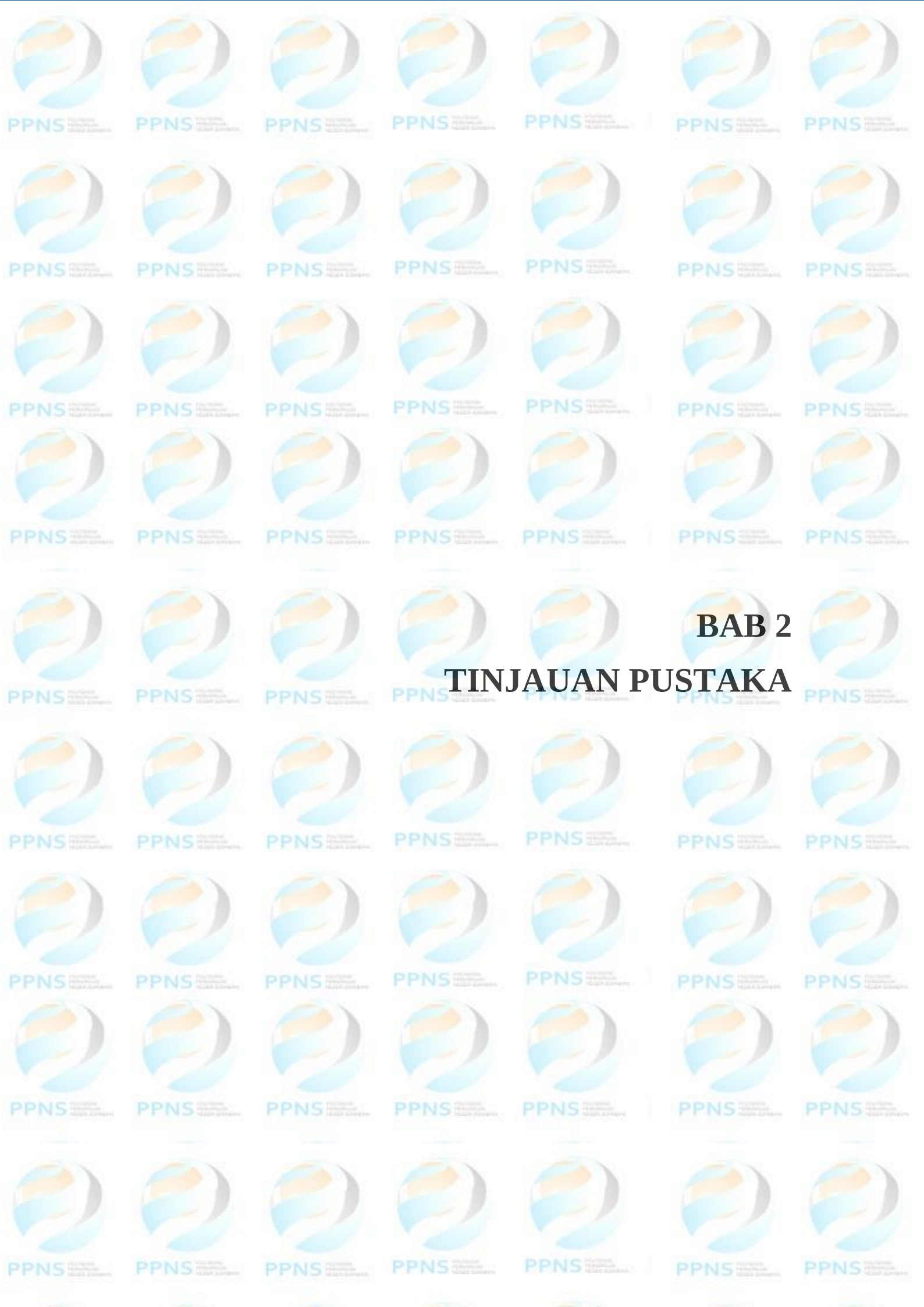
3. Manfaat bagi pribadi

Penelitian ini menjadi salah satu syarat kelulusan dan dapat menjadi penambahan wawasan ilmu

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian tugas akhir

1. Material yang digunakan adalah API 5L.
2. Diameter pipa 4".
3. Jenis *painting* yang digunakan adalah Jotun Pilot II alkyd
4. Jenis *wrapping* yang digunakan adalah Polyken
5. Anoda proteksi SACP yang digunakan adalah *magnesium*.
6. Menggunakan pengujian *immersion* dan penghitungan laju korosi dengan *weight loss*.
7. pH 4,5; 5,5; 6,5 temperatur 30°C, 40°C, 50°C.
8. Hanya membahas korosi eksternal.
9. Tidak membahas reaksi kimia dan nilai sisa pipa.
10. Fokus pembahasan yaitu nilai laju korosi, *lifetime* dan nilai ekonomis pada tiap kondisi dan proteksi korosi pipa.



BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Korosi

Korosi adalah kerusakan material yang umumnya logam yang ditandai dengan adanya pengurangan ketebalan pada material yang secara umum disebabkan oleh reaksi material dengan lingkungan di sekitarnya. Dalam kehidupan sehari-hari, sering kita jumpai penggunaan istilah korosi yang disamaartikan dengan karat. Dua kata ini sebenarnya tidak sama. Karat, adalah istilah korosi yang lebih dikhususkan untuk logam besi (*ferrous*). Sedangkan istilah korosi seharusnya dimaksudkan dengan cakupan yang lebih luas dan secara umum untuk material baik besi maupun selain besi. Korosi dapat merusak sebagian kecil permukaan material ataupun secara merata ke seluruh permukaan material. Kerusakan ini akan menghasilkan berbagai macam oksida logam, kerusakan permukaan logam secara morfologi, perubahan sifat mekanis, ataupun perubahan sifat kimia. Dalam industri proses, perubahan sifat inilah yang dapat menjadi ancaman yang sangat serius. Ancamannya dapat berupa perubahan sifat fluida dikarenakan bereaksi dengan logam yang sudah terkorosi, ataupun kegagalan sistem dikarenakan adanya kebocoran.

Korosi dapat terjadi secara sangat cepat ataupun lambat, tergantung sifat material, dan kondisi lingkungan secara umumnya. Banyak faktor dari lingkungan yang sangat berpengaruh dalam terjadinya korosi pada material, seperti kelembaban udara, kelembaban tanah, keasaman, temperatur, intensitas cahaya, polusi udara seperti debu dan kotoran, dan lain-lain. Dari hal ini korosi perlu dipelajari semakin dalam untuk mengetahui jenis-jenisnya, penyebabnya, maupun cara pencegahannya.

2.2 Jenis Jenis Korosi

Berdasarkan bentuk dan tempat terjadinya, korosi terbagi dalam beberapa jenis antara lain: korosi merata (*uniform corrosion*), korosi sumuran (*pitting corrosion*), korosi antar butir, korosi erosi, korosi galvanik, korosi celah dan masih banyak lainnya (Yulianto, Soim, & Sidi, n.d.).

Tabel 2.1 Presetasi kerusakan karena korosi PT. PERTAMINA EP ASSET 5
Kerusakan karena Korosi dalam 1 tahun

No	Keterangan	% Kerusakan
1	CO2 Corrosion	28
2	H2S Corrosion	18
3	Pitting	12
4	Erosion Corrosion	9
5	Galvanic corrosion	6
6	Crevice Corrosion	3
7	Stress Corrosion Cracking	3
8	HAZ	18

2.2.1 Korosi Merata (*Uniform Corrosion*)

Korosi merata adalah kerusakan material yang ditandai dengan adanya pengurangan ketebalan material secara merata di seluruh permukaan material ini biasanya diawali dengan adanya reaksi kimia ataupun elektrokimis di permukaan material yang reaktif. Akibatnya, logam mengalami pengurangan ketebalan dan berdampak pada bertambahnya potensi kegagalan pada material tersebut. Sebagai contoh, material seng tanpa proteksi yang dicelupkan pada cairan asam sulfat, kemungkinan akan terlarut secara merata di seluruh permukaannya.



Gambar 2.1 Pitting Corrosion

Sumber: <https://penn.swagelok.com/en/Resources/material-selection-guide/corrosiontypes>

Korosi ini relatif mudah penanganannya, karena umur dari material dapat diperkirakan dengan pengujian sederhana dan dapat juga diatur dengan perhitungan. Cara pengendalian potensi korosi merata ini antara lain dengan cara melapisi material dengan cat atau material lain yang lebih anodik, melakukan inhibitas, dan melakukan proteksi katodik

2.2.2 *Galvanic Corrosion*

Korosi galvanik adalah korosi yang terjadi pada dua logam yang berbeda jenis jika dihubungkan. Korosi ini juga terjadi karena pasangan elektrikal pada dua logam atau paduan logam yang memiliki perbedaan komposisi.



Gambar 2.2 *Galvanic Corrosion*

Sumber: <http://www.academia.edu>

Dasar timbulnya mekanisme reaksi korosi jenis ini karena adanya perbedaan potensial sistem logam di media larutan berair yang lebih dikenal dengan deret tegangan logam. Sebagai contoh atap seng gelombang yang mengalami korosi pada lapisan sengnya terlebih dahulu, logam baja tidak akan terkorosi selama masih ada lapisan seng dan secara elektrik masih berinteraksi.

Cara pengendalian korosi galvanik antara lain sebagai berikut:

1. Hindari pemakaian dua jenis logam yang berbeda.
2. Gunakan logam ketiga yang lebih anodik.
3. Lapsi pada pertemuan dua logam yang berbeda jenis dengan metode *coating*.
4. Mencegah celah atau menutup celah

2.2.3 Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)

Korosi sumuran adalah korosi lokal dari permukaan logam yang dibatasi pada satu titik atau area kecil, dan membentuk bentuk rongga. Korosi sumuran adalah salah satu bentuk yang paling merusak dari korosi. Mekanisme *Pitting Corrosion*: Untuk material bebas cacat, korosi sumuran disebabkan oleh lingkungan kimia yang mungkin berisi spesies unsur kimia agresif seperti klorida. Klorida sangat merusak lapisan pasif (oksida) sehingga *pitting* dapat terjadi pada dudukan oksida. Lingkungan juga dapat mengatur perbedaan sel aerasi (tetesan air pada permukaan baja, misalnya) dan *pitting* dapat dimulai di lokasi anodik (pusat tetesan air).



Gambar 2.3 *Pitting Corrosion*

Sumber: <http://www.academia.edu>

2.2.4 Korosi Celah (*Crevice Corrosion*)

Korosi celah mengacu pada serangan lokal pada permukaan logam pada, atau berbatasan langsung dengan, kesenjangan atau celah antara dua permukaan bergabung. Kesenjangan atau celah dapat terbentuk antara dua logam atau logam dan bahan non-logam. Di luar kesenjangan atau tanpa celah, kedua logam yang tahan terhadap korosi. Kerusakan yang disebabkan oleh korosi celah biasanya dibatasi pada satu logam di wilayah lokal dalam atau dekat dengan permukaan yang bergabung.

Mekanisme *Crevice Corrosion*: dimulai oleh perbedaan konsentrasi beberapa kandungan kimia, biasanya oksigen, yang membentuk konsentrasi sel elektrokimia (perbedaan sel aerasi dalam kasus oksigen). Di luar dari celah (katoda), kandungan oksigen dan pH lebih tinggi - tetapi klorida lebih rendah.

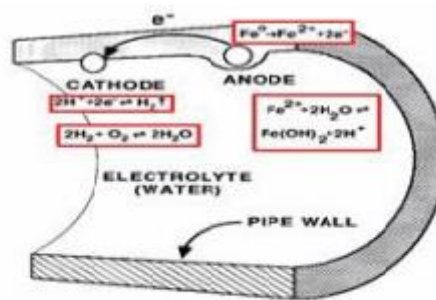


Gambar 2.4 *Crevice Corrosion*

Sumber: <http://www.academia.edu>

2.2.5 Korosi Selektif (*Selective Leaching Corrosion*)

Selective leaching adalah korosi selektif dari satu atau lebih komponen dari paduan larutan padat. Hal ini juga disebut pemisahan, pelarutan selektif atau serangan selektif. Contoh *dealloying* umum adalah dekarburisasi, *decobaltification*, *denickelification*, *dezincification*, dan *graphitic corrosion*. Mekanisme *selective leaching* adalah saat logam yang berbeda dan paduan memiliki potensial yang berbeda (atau potensial korosi) pada elektrolit yang sama. Beda potensial antara elemen paduan menjadi kekuatan pendorong untuk serangan preferensial yang lebih "aktif" pada elemen dalam paduan tersebut. Menghindari komposisi yang berbeda dari material



Gambar 2.5 *Selective Leaching Corrosion*

Sumber : <http://www.academia.edu>

2.2.6 Korosi Interdendritik (*Intergranular Corrosion*)

Intergranular corrosion kadang-kadang juga disebut "*intercrystalline corrosion*" atau "korosi interdendritik". Dengan adanya tegangan tarik, retak dapat terjadi sepanjang batas butir dan jenis korosi ini sering disebut retak korosi tegangan intergranular" atau hanya "*intergranular stress corrosion cracking (IGSCC)*". Mekanisme *intergranular corrosion* : jenis serangan ini diawali dari beda potensial dalam komposisi, seperti sampel inti "coring" biasa ditemui dalam paduan *casting*. Pengendapan pada batas butir, terutama kromium karbida dalam baja tahan karat, merupakan mekanisme yang diakui dan diterima dalam korosi intergranular.



Gambar 2.6 *Intergranular Corrosion*

Sumber: <http://www.academia.edu>

Cara pengendalian korosi batas butir adalah:

1. Turunkan kadar karbon dibawah 0,03%.
2. Tambahkan paduan yang dapat mengikat karbon.
3. Pendinginan cepat dari temperatur tinggi.
4. Pelarutan karbida melalui pemanasan.
5. Hindari pengelasan.

2.2.7 Korosi Retak Tegangan (*Stress Corrosion Cracking*)

Korosi retak tegangan adalah proses retak yang memerlukan aksi secara bersamaan dari bahan perusak (karat) dan berkelanjutan dengan tegangan tarik. Ini tidak termasuk pengurangan bagian yang terkorosi akibat gagal oleh patahan cepat. Hal ini juga termasuk *intercrystalline* atau transkristalin korosi, yang dapat menghancurkan paduan tanpa tegangan yang diberikan atau tegangan sisa. Retak korosi tegangan dapat terjadi dalam kombinasi dengan penggetasan hidrogen. SCC terjadi akibat adanya hubungan dari 3 faktor komponen, yaitu bahan rentan terhadap korosi, adanya larutan elektrolit (lingkungan) dan adanya tegangan. Sebagai contoh, tembaga dan paduan rentan terhadap senyawa amonia, baja ringan rentan terhadap larutan alkali dan baja tahan karat rentan terhadap klorida.



Gambar 2.7 *Stress Corrosion Cracking*

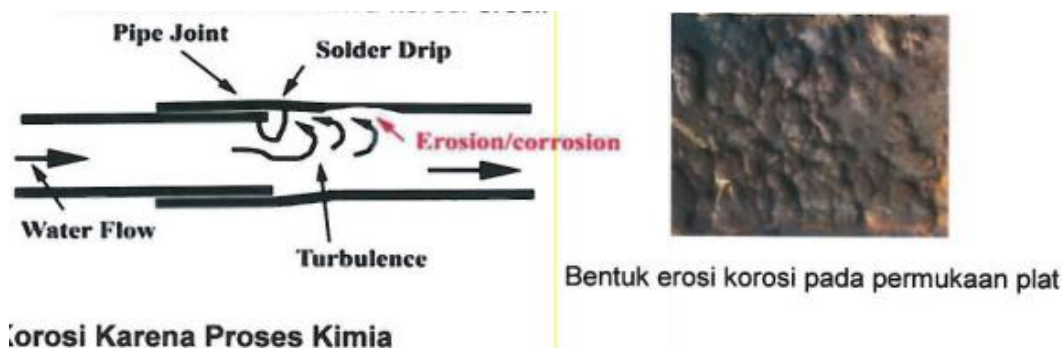
Sumber: <http://www.academia.edu>

Cara pengendalian korosi tegangan adalah:

1. Turunkan besarnya tegangan.
2. Turunkan tegangan sisa termal.
3. Kurangi beban luar atau perbesar area potongan.
4. Penggunaan inhibitor.

2.2.8 Korosi Erosi (*Erosion Corrosion*)

Erosi Korosi mengacu pada tindakan gabungan yang melibatkan erosi dan korosi di hadapan cairan korosif yang bergerak atau komponen logam yang bergerak melalui cairan korosif, yang menyebabkan percepatan terdegradasinya suatu logam. Mekanisme *erosion corrosion* adalah saat efek mekanik aliran atau kecepatan fluida dikombinasikan dengan aksi cairan korosif menyebabkan percepatan hilangnya dari logam. Tahap awal melibatkan penghapusan mekanik film pelindung logam dan kemudian korosi logam telanjang oleh cairan korosif yang mengalir. Proses siklus ini sampai pelubangan komponen terjadi



Gambar 2.8 *Errosion Coroosion*

Sumber: <http://www.academia.edu>

Cara pengendalian korosi erosi adalah:

1. Menghindari partikel *abrasive* pada fluida.
2. Mengurangi kecepatan aliran fluida.

2.3 Faktor Faktor Penyebab Korosi

Faktor faktor penyebab korosi antara lain:

- a. Konsentrasi H_2O dan O_2

Dalam kondisi kelembaban yang lebih tinggi, besi akan lebih cepat berkarat. Selain itu, dalam air yang kadar oksigen terlarutnya lebih tinggi, perkaratan juga akan lebih cepat. Hal ini sebagaimana air dan oksigen masing-masing berperan sebagai medium terjadinya korosi dan agen pengoksidasi besi.

b. pH

Pada suasana yang lebih asam, $\text{pH} < 7$, reaksi korosi besi akan lebih cepat, sebagaimana reaksi reduksi oksigen dalam suasana asam lebih spontan yang ditandai dengan potensial reduksinya lebih besar dibanding dalam suasana netral ataupun basa. Berikut ini adalah tabel klasifikasi pH tanah.

Tabel 2.2 Klasifikasi pH Tanah

Ph	Kelas
< 4,5	Sangat asam
4,5 - 5,5	Asam
5,6 - 6,5	Agak Asam
6,6 - 7,5	Netral
7,6 - 8,5	Agak Alkalis
> 8,5	Alkalis

Sumber: <http://www.academia.edu>

c. Kandungan Elektrolit

Keberadaan elektrolit seperti garam NaCl pada medium korosi akan mempercepat terjadinya korosi, sebagaimana ion-ion elektrolit membantu menghantarkan elektron-elektron bebas yang terlepas dari reaksi oksidasi di daerah anode kepada reaksi reduksi pada daerah katode.

d. Suhu

Semakin tinggi suhu, semakin cepat korosi terjadi. Hal ini sebagaimana laju reaksi kimia meningkat seiring bertambahnya suhu (Kencana, n.d.).

2.4 Coating

Coating adalah lapisan penutup yang diterapkan pada permukaan sebuah benda dengan tujuan dekoratif maupun untuk melindungi benda tersebut dari kontak langsung dengan lingkungan. Pada sebuah pipa, *coating* merupakan perlindungan pertama dari korosi. *Coating* ini diaplikasikan untuk struktur bawah

tanah, transisi pipa yang keluar dari tanah menuju permukaan dan untuk struktur pipa diatas tanah. Berdasarkan lokasi struktur yang dilindungi maka *coating* terbagi beberapa jenis yaitu *coating* yang dapat digunakan untuk struktur bawah tanah, daerah transisi, permukaan tanah, *atmospheric coating*, *internal coating* dan lining. Untuk *coating* struktur bawah tanah (*underground coating*) yang tertanam maupun yang terendam dalam air dimana sangat sulit untuk melakukan *maintenance*, maka diperlukan perlindungan yang cukup. Penggunaan *coating* jenis cat yang tipis tidak direkomendasikan, diperlukan *coating* yang lebih tebal. Efek dari *handling*, *construction*, kontak dengan batu, tekanan dari tanah, ketahanan material dan lain-lain yang dapat merusak *coating* perlu dipertimbangkan, tidak ada *coating* yang bisa 100 % melindungi pipa, karena itu untuk perlindungan pipa terhadap korosi harus ditambah dengan sistem proteksi katodik.

Tujuan dari *underground coating* adalah melindungi struktur pipa dari kontak langsung dengan elektrolit dalam tanah atau dalam air.

Terdapat berbagai macam *coating*. Ada *line coating* yaitu *coating* yang hampir melapisi seluruh permukaan pipa kecuali di jarak 6 inci pada kedua ujung pipa dan *coating* yang disebut dengan *girth weld* atau *repair coating* atau *field joint coating* yaitu jenis *coating* yang diaplikasikan pada sambungan pengelasan saat menyambung dua batang pipa. Jenis Line coating antara lain sebagai berikut:

1. *Coal Tar Enamel*

Coal tar enamel adalah jenis *coating* standar yang sudah sangat lama (lebih dari 75 tahun) digunakan untuk memproteksi pipa terhadap korosi. *Coal tar enamel* adalah *thermoplastic polymeric coating* yang diproduksi dari *coal tar pitch*, *coal* dan produk distilasi batubara dan ditambahkan *filler inert*. Penggunaan *coal tar enamel* yang dikombinasikan dengan primer, *fiberglass*, dan *outer wrap* sangat efektif untuk melindungi pipa dari korosi. *Coal tar* adalah cairan berwarna hitam atau coklat dengan viskositas yang tinggi berbau nafta atau *aromatic hydrocarbon*. *Coal tar* adalah produk sampingan ketika batubara dikarbonasi untuk membuat *coke* (kokas) atau ketika proses gasifikasi batubara. Senyawa pembentuk *coal tar* sangat kompleks, terdiri dari campuran phenol, hidrokarbon aromatik polisiklik (PAH) dan senyawa heterosiklik dengan sekitar 200 senyawa campuran didalamnya.

2. Cat primer pra-fabrikasi

Aspal ini dipakai untuk membersihkan, membebaskan baja dari karat untuk melindunginya selama tahapan fabrikasi atau perakitan struktur yang memakan waktu sampai beberapa bulan. Lapisan *primer pra-fabrikasi* ini tidak perlu dihalangkan sampai tuntas pada saat pelapisan akhir hendak dilakukan. Kalau cat itu rusak di beberapa bagian akibat proses fabrikasi, pelapisan ulang secara lokal harus segera diberikan sesuai dengan prosedur dari pabrik, karena pengaplikasian lapisan primer yang salah maka akan berpotensi meningkatkan laju korosi akibat terperangkapnya produk korosi di bawah lapisan atau akibat berkurangnya luas relatif anoda. Cat primer biasanya terdiri dari bubuk seng atau besi oksida merah dengan resin epoksid 24 sebagai pengikat. Cat ini mengering dalam 2 hingga 3 menit sesudah diulaskan dan melindungi logam sampai selama 12 bulan

3. *Extruded polyethylene*

Adalah jenis *coating* pabrikan yang terbuat dari lapisan film *polyethylene* tebal yang diekstrusi kedalam lapisan perekat. Senyawa *plastic polyethylene* tersebut mempunyai masalah jika pipa mengalami tegangan yang tinggi. Karena itulah lapisan perekat tersebut berfungsi untuk mengatasi kemungkinan terjadinya *pin holes* pada *coating* yang mungkin timbul. Temperatur yang tinggi dan cahaya matahari dapat merusak lapisan *polyethylene coating*, karena itu ditambahkan *pigmenting* dengan karbon hitam untuk mengurangi problem tersebut. Secara umum, *extruded polyethylene coating* dapat digunakan untuk melindungi pipa dengan suhu sekitar 50 o *Celcius*. Proses pembuatan *extruded coating* adalah masuknya resin ekstrusi *polyethylene* dari slot cetakan (*die*) pada suhu sekitar 320 oC menuju *screw* berjalan. Resin yang bergerak kemudian mendingin pada *screw* dan kembali ke bentuk padatnya begitu seterusnya hingga membentuk lapisan. *Extruded polyethylene* mempunyai kekuatan mekanikal yang tinggi dibandingkan dengan *cold applied polyethylene tape coating*.

4. *Fusion Bonded Epoxy*

Fusion bonded epoxy dikenal juga dengan nama *fusion bond epoxy powder coating* dan secara umum dikenal dengan nama *FBE coating* yang digunakan

untuk memproteksi pipa baja dari korosi. FBE *coating* adalah jenis *thermoset polymer*. FBE masuk dalam kategori *paint coating*, yang membedakannya adalah proses aplikasinya yang menggunakan metode *cross linking resin*. Bubuk *resin* dan pengeras tidak bereaksi pada suhu normal, namun pada suhu 180 – 250 oC bubuk tersebut mencair menjadi cairan. FBE cair tersebut kemudian mengalir diatas permukaan pipa dan segera mengeras melapisi pipa dengan *cross linking chemical* dengan bantuan panas. Proses ini dikenal dengan nama “*fusion Bonded*” (ikatan fusi) Reaksi *cross linking chemical* bersifat irreversible atau sekali berubah bentuk maka *coating* tersebut tidak bisa kembali ke bentuk aslinya (powder). Pemanasan lanjutan yang dilakukan tidak akan membuat *coating* meleleh, karena itulah FBE *coating* disebut juga *thermoset coating*.

5. *Liquid Epoxy*

Epoxy adalah suatu kopolimer yang terbentuk dari dua bahan kimia yang berbeda, yang disebut sebagai "*resin*" dan "pengeras". *Resin* ini terdiri dari monomer atau polimer rantai pendek dengan kelompok epoksida di kedua ujung. *Epoxy resin* paling umum dihasilkan dari reaksi antara epiklorohidrin dan bisphenol-A, tetapi tidak jarang yang terakhir akan digantikan dengan bahan kimia yang serupa. Sedangkan pengeras terdiri dari *monomer polyamine*, misalnya *Triethylenetetramine* (*Teta*).

6. *Three Layer Polyethylene*

Three Layer Polyethylene Epoxy (3LPE), lapisan *multilayer* terdiri dari tiga komponen fungsional: kinerja tinggi *fusion bonded epoxy* (FBE) , diikuti oleh perekat kopolimer dan lapisan luar dari *polyethylene* yang menyediakan tangguh , perlindungan tahan lama . 3LPE Sistem memberikan perlindungan pipa yang sangat baik untuk jaringan pipa berdiameter kecil dan besar dengan suhu operasi cukup tinggi. *Coating* jenis ini adalah yang sering digunakan untuk pipa bawah tanah karena 3LPE memiliki tingkat ketahanan terhadap temperatur, tekanan, dan perbedaan Ph tanah yang lebih baik dari jenis lainnya. Selain itu 3LPE juga memiliki *tensile strenght* yang lebih tinggi dan

dapat menjamin dapat melindungi pipa dengan lebih baik daripada jenis yang lainnya secara lebih baik.

2.5 Proteksi Katodik

Proteksi Katodik (*Cathodic Protection*) adalah teknik yang digunakan untuk mengendalikan korosi pada permukaan logam dengan menjadikan permukaan logam tersebut sebagai katode dari sel volta.

Proteksi katodik ini merupakan metode yang umum digunakan untuk melindungi struktur logam dari korosi. Sistem proteksi katodik ini biasanya digunakan untuk melindungi baja, jalur pipa, tangki, tiang pancang kapal, anjungan lepas pantai dan casing (selubung) sumur minyak di darat. Prinsip dari proteksi katodik adalah dengan menghubungkan anoda eksternal dengan struktur yang akan diproteksi dan dengan melewatkan arus listrik DC, dan membuat seluruh area struktur yang terproteksi akan menjadi katodik dan tidak terkorosi

Ketika ada dua logam yang berbeda terhubung secara listrik pada sebuah larutan elektrolit, arus mengalir di antara kedua logam tersebut karena adanya perbedaan potensial elektrokimia. Prinsip Kerja: Bekerja berdasarkan prinsip perbedaan nilai potensial (prinsip sel galvanik) Potensial rendah Anoda Terkorosi Potensial tinggi Katoda Terproteksi- Efek proteksi tergantung beda potensial antara Anoda dan Katoda

Prinsip dari proteksi katodik adalah dengan menghubungkan anoda external dengan struktur yang akan diproteksi dan dengan melewatkan arus listrik DC, dan membuat seluruh area struktur yang terproteksi akan menjadi katodik dan tidak terkorosi. Menjadikan laju korosi dengan menjadikan logam menjadi katoda melalui arus paksa (*Impressed Current*) atau dengan menghubungkan logam dengan anoda tumbal (*sacrificial anode*) (Ardiansyah, 2013).

2.5.1 Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP)

Pada saat ini, galvanik atau anode tumbal dibuat dalam berbagai bentuk dengan menggunakan alloy (campuran logam) dari seng, magnesium dan aluminium. Potensial elektrokimia, kapasitas arus, dan laju konsumsi dari campuran logam ini lebih besar sebagai CP daripada besi

Anode tumbal dirancang agar memiliki voltase aktif (sebenarnya secara teknik memiliki potensial elektrokimia lebih negatif) lebih tinggi daripada logam yang terdapat pada struktur baja. Untuk mendapatkan CP yang efektif, potensial dari permukaan baja dipolarisasi (didorong) agar menjadi lebih negatif hingga permukaannya memiliki potensial yang seragam. Pada tahap ini, daya dorong yang dapat menyebabkan reaksi korosi menjadi tertahan. Anode galvanik kemudian akan terus terkorosi, memakan material anode hingga suatu saat perlu diganti. Polarisasi disebabkan oleh laju arus dari anode yang menuju ke katode. Daya dorong bagi laju arus dari CP adalah perbedaan potensial elektrokimia antara anode dan katode.

Prinsip kerja berkerja berdasarkan prinsip nilai potensial

Potensial Rendah —————> Anoda —————> Terkorosi
 Potensi Tinggi —————> Katoda —————> Terproteksi

Efek Proteksi Tergantung besar beda portensial antara Anoda dan Katoda

Kecil = Proteksi kecil

Besar = Anoda cepat habis

2.5.2 *Impressed Current Cathodic Protection (ICCP)*

Sistem ***Impressed Current Cathodic Protection (ICCP)*** menggunakan anode yang dihubungkan dengan sumber arus searah (DC) yang dinamakan *cathodic protection rectifier*. Anode untuk sistem ICCP dapat berbentuk batangan tubular atau pita panjang dari berbagai material khusus. Material ini dapat berupa *high silikon cast iron* (campuran besi dan silikon), grafit, campuran logam oksida, platina dan niobium serta material lainnya.

Tipe sistem ICCP yang umum untuk jalur pipa terdiri dari *rectifier* bertenaga arus bolak-balok (AC) dengan output arus DC maksimum antara 10 - 50 ampere dan 50 volt. Terminal positif dari output DC tersebut dihubungkan melalui kabel ke anode-anode yang ditanam di dalam tanah. Banyak aplikasi menanam anode hingga kedalaman 60 m (200 kaki) dengan diameter lubang 25 cm (10 inchi) serta ditimbun dengan *conductive coke* (material yang dapat meningkatkan performa dan umur dari anode). Sebuah kabel berkapasitas sesuai dengan arus yang timbul menghubungkan terminal negatif *rectifier* dengan jalur pipa. Output operasi yang dihasilkan dari *rectifier* diatur pada tingkat optimal oleh seorang ahli CP

setelah sebelumnya melakukan berbagai pengujian termasuk diantaranya pengukuran potensial elektrokimia.

Metode proteksi dengan menggunakan sumber arus yang berasal dari luar, biasanya dari arus AC yang dilengkapi penyearah arus (rectifier) sehingga menjadi arus DC, dimana:

- Kutub negative dihubungkan ke struktur yang dilindungi.
- Kutub positif dihubungkan dengan anoda.

2.6 Laju Korosi

Berdasarkan standar ASTM G31 – 72 dengan metode pengurangan beban atau weight loss, untuk mendapatkan nilai laju korosi menggunakan formula sebagai berikut:

$$CR = \frac{K.W}{D.A.T} \quad (2.1)$$

Dimana,

CR : *Corrosion Rate* (Laju Korosi)(mm/y)

K : Konstanta ($8,76 \times 10^4$)

W : Berat yang hilang (gram)

D : Density (gram/cm³) (Appendix xi ASTM G1)

A : Luasan Area (cm²)

T : Durasi pengujian (jam)

Luas permukaan dapat dihitung dengan rumus dibawah ini:

$$A = 2 (pl + pt + lt) \quad (2.2)$$

Keterangan:

P= Panjang

L= Lebar

T= Tebal

2.7 Lifetime

Pada umumnya semua material baja mempunyai standard reparasi yang sama. Standard reparasi tersebut terletak pada ketebalan material, dimana kedalaman korosi yang terjadi tidak boleh melebihi tebal dinding pipa yang telah ditentukan, jika ketebalan sisa material tersebut lebih dari ketebalan awal, maka material tersebut harus diganti dengan material yang baru. Dalam menghitung lifetime menggunakan standar API 570 point 7.2. Remaining life calculation (ins, 2010), seperti formula di bawah ini:

$$Lifetime = \frac{T_{acc} - T_m}{CR} \quad (2.3)$$

Dimana,

T_{acc} : *Actual thickness* (mm)

T_m : *Minimum wall thickness* (mm)

CR : *Corrosion rate* (mm/y)

Tebal minimum dinding pipa (T_m) diperoleh dari ASME B31.4 pada sub bab 403.2.1 Criteria for Pipe Wall Thickness and Allowances (ASME, 2002), dimana nilai ketebalan pipa baja (t_n) harus lebih besar atau sama dengan nilai ketebalan yang disyaratkan (t):

$$t_n \geq t + A \quad (2.4)$$

Dimana,

A : Jumlah *allowances* untuk mengulir, *grooving*, dan korosi

t_n : nominal ketebalan pipa yang memenuhi syarat *pressure* dan *allowance*

t : Ketebalan pipa berdasarkan *pressure design*, yang dapat dihitung dengan formula berikut

(*U.S. Customary Units*)

$$t = \frac{P_i \times D}{2 \times S} \quad (2.5)$$

(*SI Units*)

$$t = \frac{P_i \times D}{20 \times S} \quad (2.6)$$

Dimana,

D Diameter luar pipa, in (mm)

Pi *Internal design gage pressure*,psi (bar)

S *Applicable allowable stress value*, psi (MPa), yang didapat dari formula berikut:

$$S = F \times E \times SMYS \quad (2.7)$$

Dimana,

SMYS :*Specified minimum yield strength of pipe*, psi (MPa)

F :Desain faktor tidak boleh lebih dari 0,72.

E :*Weld joint factor* yang didefinisikan pada tabel 403.2.1-1

2.8 Penentuan Kebutuhan Cat

Berdasarkan technical data sheet Jota QD Primer, ketebalan cat ketika basah maksimum adalah 100 μm . Maka volume cat yang dibutuhkan dan biayanya dapat dihitung dengan Persamaan 2.7- 2.8 berikut:

$$\text{Volume cat} = 2 \times \pi \times \text{OD} \times L \times \text{Thickness Cat} \quad (2.8)$$

Dimana,

L :Panjang pipa (m)

OD :Diameter luar pipa

Thickness Cat :*Wet film thickness based on technical data sheet is 100 μm*

$$\text{Harga cat} = \frac{\text{Volume kebutuhan cat}}{\text{Satuan volume cat}} \times \text{harga per-satuan cat} \quad (2.9)$$

2.9 Penentuan Kebutuhan Wrap

Berdasarkan wrapping merk polyken 980 and 955, overlap width per-balutan adalah 1 inci atau 2,54 cm. Maka panjang wrap yang dibutuhkan dan biayanya dapat dihitung dengan Persamaan 2.9 dan 2.10 berikut:

$$\text{Total kebutuhan wrap} = \frac{\text{Keliling lingkaran} \times \text{Panjang pipa}}{\text{Lebar wrap} - \text{OverlapWidth}} \quad (2.10)$$

$$\text{Harga Wrap} = \frac{\text{Panjang Wrap dibutuhkan}}{\text{Satuan panjang wrap}} \times \text{Harga Wrap} \quad (2.11)$$

2.10 Perhitungan Teknis SACP

Pada tahap ini dilakukan perhitungan untuk menghitung jumlah anoda yang dibutuhkan berdasarkan DNV RP-B401 *CATHODIC PROTECTION DESIGN*.

- Perhitungan arus anoda (current demand)

$$I_c = A_c \cdot i_c \cdot f_c \quad (2.12)$$

Keterangan :

I_c = current demand (A)

A_c = area surface cathodic (m^2)

i_c = current density (A/m^2)

f_c = coating breakdown

- Perhitungan *area surface of cathodic* (2.13)

$$A_c = \pi \times D \times L$$

Keterangan :

D = Diameter pipa (m)

L = Panjang pipa (m)

- Perhitungan masa anoda

$$M_a = \frac{I_c \cdot t_f \cdot 8760}{\mu \cdot \epsilon} \quad (2.14)$$

Dimana :

M_a : massa anoda

t_f : design life

μ : utilization factor

ϵ : anoda capacity (Ah/kg)

- Harga anoda

$$\text{Harga Anoda} = \frac{\text{Berat Anoda dibutuhkan}}{\text{Satuan berat anoda}} \times \text{Harga anoda} \quad (2.15)$$

2.11 Kriteria Perlindungan

Terjadinya korosi pada struktur material logam biasanya disebabkan karena logam memiliki potensial yang berbeda dengan potensial kebutuhan proteksi di seluruh permukaannya. Kriteria proteksi yang praktis perlu memasukkan perubahan lingkungan sebagai pertimbangan. Kriteria-kriteria berikut diambil dari buku Pierre R Roberge yang merupakan kriteria perlindungan yang telah diaplikasikan untuk struktur yang terkubur yang telah distandarkan oleh NACE *International*.

- Potensial struktur ≤ -850 mV terhadap elektroda acuan Cu/CuSO₄ (pada kondisi aerobik).
- Potensial struktur ≤ -950 mV terhadap elektroda acuan Cu/CuSO₄ (pada kondisi anaerobik dimana korosi mikrobiologi mungkin terjadi).

2.12 Material API 5L Grade B

Pipa API 5L banyak digunakan untuk pipeline dengan aplikasi transportasi gas, air dan minyak. Berikut kandungan kimiawi yang ada pada pipa API 5L grade B dari *mill certificate* PT Bakrie Pipe Industrie, tabel 2.2, dan tabel 2.3 mengenai kekuatan material.

Tabel 2.3 Kandungan kimiawi API 5L Grade B

Unsur Kimia	Bobot (%)
C	0.04
Si	0.12
Mn	0.85
P	0.009
S	0.004
Cu	0.069
Cr	0.033
Ni	0.029
Mo	0.01
Nb	0.012
V	0.003
Ti	0.001
B	0.0001

Sumber: Data Perusahaan

Tabel 2.4 Kekuatan spesifikasi material API 5L Grade B

Standar	yield <i>strength</i> (MPa)	Tensile <i>strength</i> (MPa)	<i>Temperature use maximum</i> (°C)
API 5L <i>grade B</i>	414	241	593

Sumber: Tabel A-1 ASME B31.3

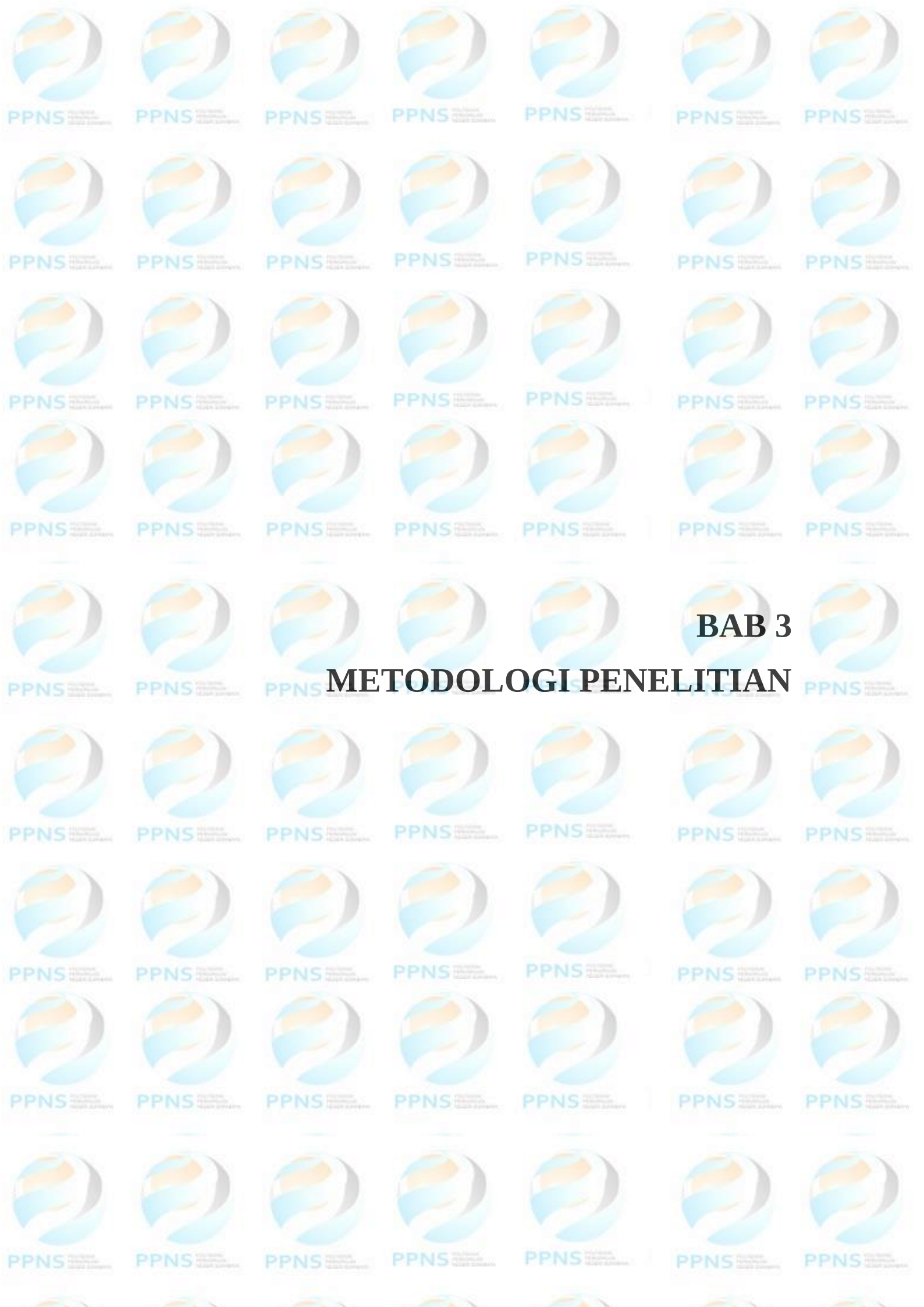
2.13 Kerangka Konseptual

Penelitian terdahulu yang menjadi rujukan penulis dalam penelitian ini yang terdapat dalam Tabel 2.5 sebagai berikut:

Tabel 2.5 Penelitian Terdahulu

Penulis	Judul	Tahun	Metode	Hasil
Eka Aprilia Damayanti	Analisis Laju Korosi dan Lifetime Pipa Underground Baja A53 Dengan Wrapping Protection	2018	1.immersion test 2. ASTM G31-72 3. Coating (Wrapping dan Painting) 4. Variasi pH dan Konsentrasi Larutan 5. Spesimen berbentuk Pipa	1. laju korosi painting + wrapping lebih kecil dari wrapping saja 2. coating painting + wrapping memiliki lifetime lebih lama

Penulis	Judul	Tahun	Metode	Hasil
Abdullah	Analisa Teknis Dan Ekonomis Pada Pipa Non - Proteksi Korosi, Pipa Dengan Painting, Pipa Dengan Painting Dan Wrapping Pada Trunkline SP F4 Menuju SPU F PT Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga	2019	1.immersion test 2. ASTM G31-72 3. Non Proteksi ,Coating (Wrapping dan Painting) 4. Variasi pH, suhu dan Konsentrasi Larutan 5. Spesimen berbentuk Pipa	1. Pipa non proteksi memiliki Cost Maintenance Lebih tinggi dari Painting dan Painting + Wrapping
Alif Fauzan Falah	Analisa Teknis Dan Ekonomis Perancangan Sistem Pencegahan Korosi Underground Pipe PLTU Sintang Dengan Perbandingan Metode Painting Dan Proteksi Katodik	2018	1. Perbandingan Teknis 2. Perbandingan Cost	1. Maintenance pipa painting lebih mudah dari proteksi katodik 2. Cost Pipa Underground dengan Proteksi katodik lebih tinggi dari proteksi Painting



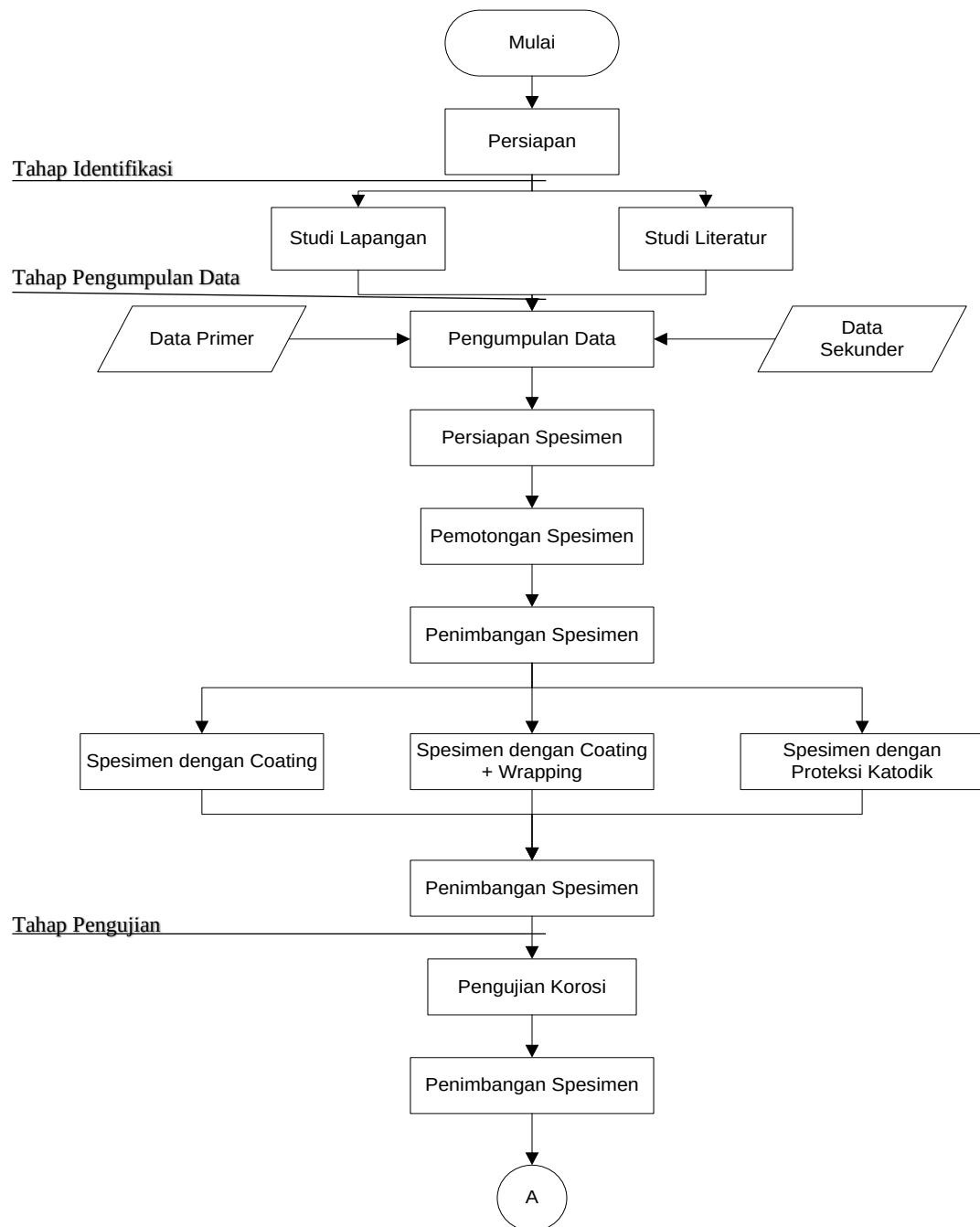
BAB 3

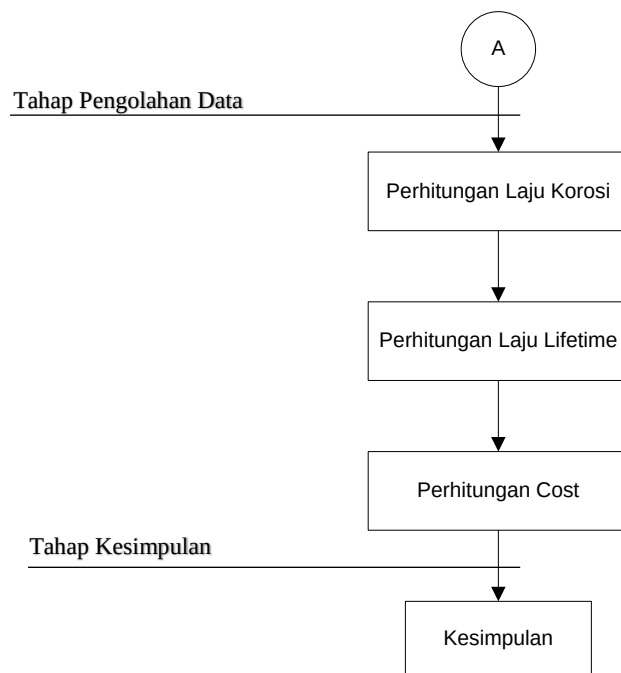
METODOLOGI PENELITIAN

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian





Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Tahap Identifikasi

a. Persiapan

Tahap persiapan merupakan tahap yang dilakukan untuk mempersiapkan segala sesuatu yang di butuhkan dalam pengerjaan penelitian tugas akhir ini. Diantaranya yaitu menyiapkan data yang di perlukan dari perusahaan.

3.3 Tahap Pengumpulan Data

a. Studi Literatur

Pada tahap ini dilakukan pengumpulan teori-teori yang berkaitan topik penelitian. Teori tersebut digunakan sebagai acuan, dan referensi dalam pengerjaan tugas akhir ini.

b. Studi Lapangan

Studi lapangan dilakukan di PT. Pertamina EP Asset 5 Field Sangsanga. Studi lapangan ini digunakan untuk menentukan parameter yang di perlukan dalam pengerjaan tugas akhir ini.

c. Data Primer

Data primer ini berisi data-data yang menunjang saat penelitian dilakukan. Data tersebut diperoleh dan didapatkan ketika *On The Job Training* berlangsung dimana untuk memperoleh data tersebut dengan cara diskusi dengan inspektor dan dari *report* hasil inspeksi.

d. Data Sekunder

Data sekunder ini berisi tentang data-data berupa spesifikasi dan mill material API 5L *grade* B, data tanah dan foto pipa yang mengalami *external corrosion*.

3.4 Tahap Pengolahan Data

a. Pembuatan Spesimen

Material pipa API 5L *Grade* B 4 *inchi* Sch 40 memiliki diameter luar 114,3 mm dan diameter dalam 102,26 mm dipotong sepanjang 50 mm dan lebar 25mm dan ketebalan sesuai dimensi pipa dengan jumlah sesuai dengan variasi konsentrasi dan di replikasi 2 kali

b. Penimbangan Spesimen

Melakukan penimbangan spesimen menggunakan timbangan digital sebelum dan sesudah proses pengujian korosi. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan berat spesimen dalam gram sebelum dan sesudah proses pengujian korosi.

c. Proses Pengaplikasian *Coating*

1. Peralatan

1.1 Sandblasting



Gambar 3.2 Sandblasting

Sumber: Data Pribadi

1.2 Spayer Cat



Gambar 3.3 Sprayer Cat

Sumber: Data Pribadi

1.3 Kuas



Gambar 3.4 Kuas

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/kuas>

1.4 *Paint Thickness Meter*



Gambar 3.5 *Paint Thickness Meter*

Sumber: https://en.wikipedia.org/wiki/paint_thickness_meter

2. Pemberian *Coating (Primer Panting Jenis Alkyd)*

Spesimen yang sudah di siapkan dan ditimbang kemudian diberi *coating* berupa *painting* dengan ketebalan 100µm

3. Pemberian *Double Coating (Primer Panting + Wrapping Merk Polyken)*

Spesimen yang sudah di siapkan dan ditimbang kemudian diberi *coating* berupa *painting* dengan ketebalan 100µm kemudian diberi lem dan dibalut dengan *wrapping merk polyken*

4. Pemberian *Double Coating (Primer Painting + anoda Magnesium)*

Spesimen yang sudah di siapkan dan ditimbang kemudian diberi anoda Magnesium

d. Proses Pengujian Korosi

1. Peralatan

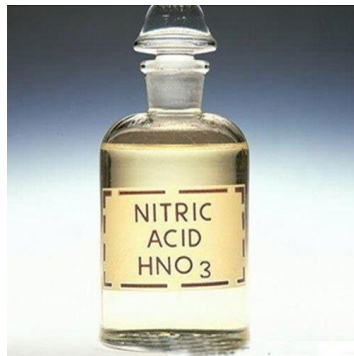
a. Gelas uji sejumlah spesimen



Gambar 3.6 Gelas Uji

Sumber: https://id.wikipedia.org/wiki/Gelas_piala

b. Larutan HNO₃ dengan pH (4,5;5,5;6,5)



Gambar 3.7 Larutan HNO₃

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/hno3>

c. Spidol



Gambar 3.8 Spidol

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/Spidol>

d. Jangka sorong



Gambar 3.9 Jangka Sorong

Sumber: https://en.wikipedia.org/wiki/Jangka_sorong

e. Penggaris



Gambar 3.10 Penggaris

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/Penggaris>

f. Gunting



Gambar 3.11 Gunting

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/Gunting>

g. Timbangan digital



Gambar 3.12 Timbangan Digital

Sumber: https://en.wikipedia.org/wiki/Timbangan_digital

h. Kamera



Gambar 3.13 Kamera

Sumber: <https://en.wikipedia.org/wiki/kamera>

2. Prosedur Pengujian

- a. Menyiapkan spesimen yang sudah di *coating* , gelas plastik, larutan HNO₃ dan pH, tissue dan timbangan
- b. Tandai spesimen dengan nomor
- c. Timbang spesimen dan catat hasilnya
- d. Masukkan larutan kedalam gelas plastik yang didalamnya sudah terdapat spesimen yang mau diuji Tunggu sampai waktu yang ditentukan
- e. Angkat spesimen dan bersihkan
- f. Tunggu sampai spesimen kering kemudian di timbang

e. Perhitungan Laju Korosi

Tahap ini dilakukan untuk menentukan nilai laju korosi yang berbeda karena adanya variasi pH dan variasi konsentrasi HNO₃.

f. Perhitungan *Lifetime*

Tahap ini dilakukan karena setiap material memiliki *lifetime* dan laju korosi yang berbeda.

3.5 Penentuan Variabel

Data yang telah didapatkan selanjutnya dibagi menjadi 3 variabel, yaitu variabel bebas, variabel kontrol, dan variabel terikat.

3.5.1 Variabel Bebas

Variabel bebas dalam penelitian ini adalah:

1. Jenis cat yaitu menggunakan jenis *alkyd*
2. Ketebalan cat menggunakan 1 lapisan

3.5.2 Variabel Kontrol

Variabel kontrol pada penelitian ini adalah jenis logam dan larutan.

3.5.3 Variabel Terikat

Variabel terikat pada penelitian ini adalah laju korosi.

3.6 Rancangan Eksperimen

Rancangan eksperimen menggunakan metode Desain Faktorial. Pada Tabel 3.1 menunjukkan variasi variabel dan Tabel 3.2 menunjukkan rancangan eksperimen desain faktorial sebagai berikut

Tabel 3.2 Variasi Variabel

Level	Jenis Proteksi	pH	Suhu
1	Painting	4,5	30
2	Painting + Wrapping	5,5	40
3	Katodik	6,5	50

Tabel 3.3 Rancangan Eksperimen

No	Jenis Proteksi	Ph	Suhu (°C)	Laju Korosi			Lifetime		
				R1	R2	Rata-Rata	R1	R2	Rata-Rata
1	Painting	4,5	30						
2	Painting	4,5	40						
3	Painting	4,5	50						
4	Painting	5,5	30						
5	Painting	5,5	40						
6	Painting	5,5	50						
7	Painting	6,5	30						
8	Painting	6,5	40						
9	Painting	6,5	50						
10	Painting + Wrapping	4,5	30						
11	Painting + Wrapping	4,5	40						
12	Painting + Wrapping	4,5	50						
13	Painting + Wrapping	5,5	30						
14	Painting + Wrapping	5,5	40						
15	Painting + Wrapping	5,5	50						
16	Painting + Wrapping	6,5	30						
17	Painting + Wrapping	6,5	40						
18	Painting + Wrapping	6,5	50						
19	Katodik	4,5	30						
20	Katodik	4,5	40						
21	Katodik	4,5	50						
22	Katodik	5,5	30						
23	Katodik	5,5	40						
24	Katodik	5,5	50						
25	Katodik	6,5	30						
26	Katodik	6,5	40						
27	Katodik	6,5	50						



BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Tahap Pelaksanaan Eksperimen

Pelaksanaan eksperimen dilakukan dengan memvariasikan pipa dengan 3 macam proteksi korosi (*painting*, *painting + wrapping*, katodik), kemudian diuji dengan larutan dengan pH, dan suhu yang divariasikan. Percobaan atau Eksperimen ini dilakukan dengan pengambilan data sebanyak dua kali, pengambilan data sebanyak dua kali atau replikasi ini dilakukan untuk mengurangi eror atau cacat dan untuk mendapatkan data yang lebih akurat. Percobaan atau eksperiment ini dilakukan dengan tahapan sebagai berikut :

1. Persiapan Spesimen

Spesimen dibuat dari Pipa API 5L Grade B dengan diameter 4 inch.

Spesimen dapat dilihat pada **Gambar 4.1**



Gambar 4.1 Spesimen Pipa API 5L Gr B

2. Pemotongan Spesimen

Pemotongan spesimen dengan dimensi 250mm x 500mm yang akan digunakan untuk pengujian sesuai dengan standar ASTM G31 (LAMPIRAN C Data Penunjang) dapat dilihat pada **Gambar 4.2** dan **Gambar 4.3**



Gambar 4.2 Proses Pemotongan Spesimen



Gambar 4.3 Hasil Pemotongan Spesimen

3. *Surface Preparatation* / Persiapan permukaan pipa

Surface Preparation dilakukan dengan proses *sandblasting* pada permukaan pipa sebelum proses coating. Proses ini dilakukan membersihkan dari *mill*

scale dan mempermudah penempelan coating pada permukaan pipa. Proses *sandblasting* dapat dilihat pada gambar 4.4



Gambar 4.4 Proses Persiapan *Sandblasting*

4. Hasil dari proses *sandblasting*

Hasil dari sandblasting dengan tingkat kebersihan SA 2 **1/2**. Berdasarkan standart ISO 8501-1 Dapat dilihat digambar 4.5

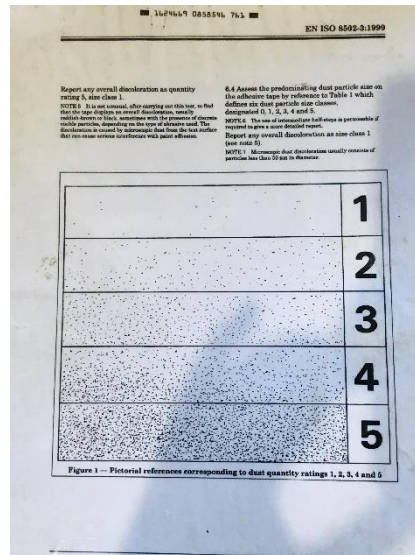


Gambar 4.5 Hasil Proses *Sandblasting*

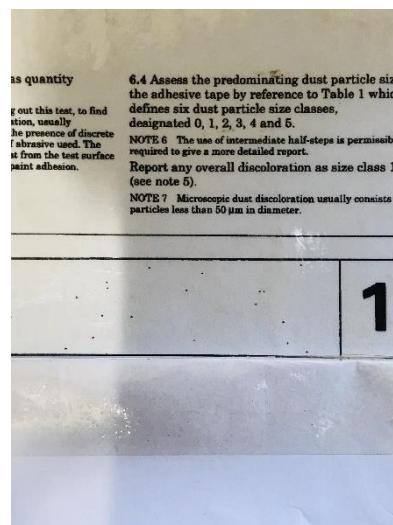
5. Mengukur dust level

Pengukuran dust level dilakukan dengan cara menempelkan isolasi bening yang direkatkan pada spesimen dan ditempelkan ke kertas putih,

kemudian dibandingkan dengan tabel *dust level*. Pengukuran *dust level* dilakukan untuk mengetahui kebersihan dari *sandblasting*, *dust level* dari spesimen termasuk dalam level 1 sesuai standard ISO 8502-3:1999, dilihat pada gambar 4.6 dan 4.7



Gambar 4.6 Tabel *dust level*



Gambar 4.7 *Dust level* 1 spesimen

6. Primer painting

Dalam proses *primer painting* menggunakan cat merk Jotun dengan jenis *pilot ii* dan *thinner* merk jotun 2. Dapat dilihat pada gambar 4.8 dan 4.9



Gambar 4.8 Cat merk Jotun Pilot ii



Gambar 4.9 Thinner Jotun 2

7. Proses Painting

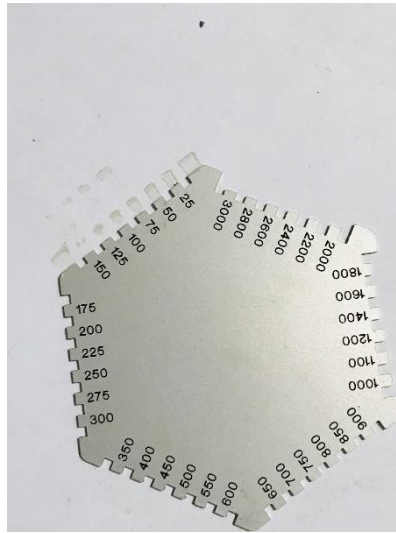
Proses painting menggunakan *conventional spray* karena metode *spray* lebih merata daripada metode menggunakan kuas. Dapat dilihat pada gambar 4.10



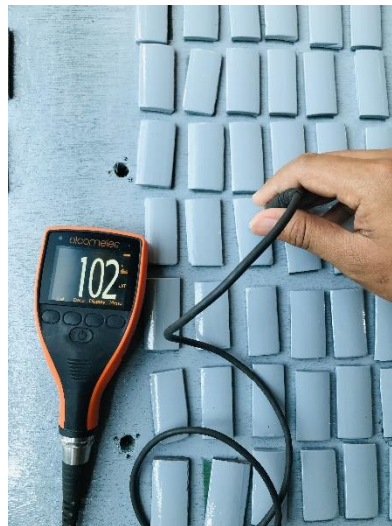
Gambar 4.10 Proses painting menggunakan *conventional spray*

8. Pengukuran Ketebalan

Pengukuran ketebalan dilakukan sebanyak 2 kali, yaitu pada kondisi cat pada saat basah (*Wet Film Thickness*) dan pada saat kering (*Dry Film Thickness*) dapat dilihat pada gambar 4.11 dan 4.12



Gambar 4.11 *Wet film thickness*



Gambar 4.12 *Dry film thickness*

9. Wrapping

Proses *wrapping* menggunakan *wrapping* merk Polyken 980 (*anti-corrosion protection innerwrap*) berwarna hitam dan Polyken 955

(*mechanical protection outerwrap*) berwarna putih, gambar wrap dapat dilihat pada gambar 4.13 berikut.



Gambar 4.13 *Wrapping polyken*

10. Proses Wrapping

Proses *wrapping* (untuk variasi painting + wrapping) dilakukan 12 jam setelah pengaplikasian painting berdasarkan *technical data sheet* jotun pilot ii. Pengaplikasian *wrapping* terdiri dari 2 lapis, yaitu inner dan outer Dapat dilihat pada gambar 4.14



Gambar 4.14 *Proses Wrapping*

11. Pemasangan Anoda Magnesium

Pemasangan anoda magnesium berbentuk tabung dengan diameter 200mm x 50mm sebelum dilakukan immersion test dapat dilihat pada gambar 4.15



Gambar 4.14 Pemasangan Anoda Magnesium

4.2 Analisa Hasil Korosi Dengan *Immersion Test*

Setelah melakukan proses *coating* dengan 3 variasi proteksi yaitu *painting*, *painting+wrapping* dan anoda. *Immersion Test* yaitu pengujian dengan cara menyelupkan spesimen kedalam larutan asam sampai dengan waktu tertentu yang mengacu pada standard ASTM G31-72. Hasil dari 3 variasi proteksi tersebut akan diuji laju korosi dengan metode *weight loss* untuk mengetahui hasil dari laju korosi. Tahapan *immersion test* antara lain penimbangan spesimen sebelum *testing*, pembuatan larutan, pencelupan spesimen dengan variasi pH dan suhu yang telah ditentukan, dan penimbangan spesimen setelah dilakukan *test*. Hasil dapat dilihat pada gambar 4.15 sampai gambar 4.18 berikut



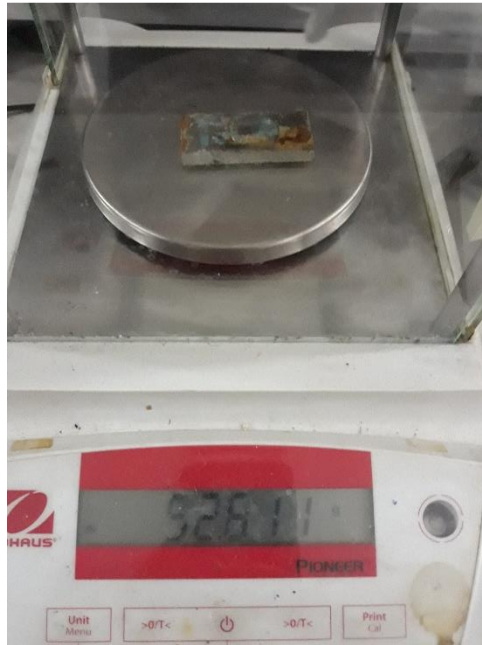
Gambar 4.15 Penimbangan Sebelum *Immersion Test*



Gambar 4.16 Pemanasan Spesimen



Gambar 4.17 *Immersion Test*



Gambar 4.18 Penimbangan Sesudah *Immersion Test*

4.2.1 Perhitungan Luas Permukaan Spesimen

Perhitungan luas permukaan dapat dilakukan dengan mengacu pada persamaan 2.2 sebagai berikut:

Parameter yang diketahui:

P= 50,51 mm

L= 24,89 mm

T= 5,99 mm

$$\begin{aligned} A &= 2(pl + pt + lt) \\ &= 2(50,51 \times 24,89 + 50,51 \times 5,99 + 24,89 \times 5,99) \\ &= 3417,56 \text{ mm}^2 \\ &= 34,18 \text{ cm}^2 \end{aligned}$$

Tabel 4.1 Perhitungan luas permukaan

NO	Nomer Spesimen	Variasi	Panjang (mm)	Lebar (mm)	tebal (mm)	Luas permukaan (cm ²)
1	1	Painting	50,51	24,89	5,99	34,18
2	1R		50,16	25,03	6,01	34,15
3	2		50,52	24,72	6,00	34,01
4	2R		49,95	25,11	6,02	34,12
5	3		50,04	25,01	6,01	34,05
6	3R		50,03	25,02	6,00	34,04
7	4		49,96	24,93	6,00	33,90
8	4R		50,00	25,09	6,00	34,10
9	5		49,86	25,09	5,99	33,99
10	5R		50,00	24,97	6,00	33,97
11	6		50,30	25,02	6,01	34,22
12	6R		49,81	24,94	6,01	33,83
13	7		49,93	25,01	6,03	34,00
14	7R		50,17	25,07	6,01	34,20
15	8		50,29	25,07	6,01	34,27
16	8R		49,89	24,97	5,99	33,89
17	9		50,14	24,92	6,01	34,01
18	9R		50,28	25,04	6,00	34,22
19	10	Painting + Wrapping	49,94	24,96	6,02	33,95
20	10R		50,16	25,09	6,01	34,22
21	11		49,99	25,09	6,00	34,10
22	11R		49,96	25,09	6,00	34,08
23	12		49,85	25,09	6,00	34,01
24	12R		50,17	25,09	5,99	34,19
25	13		50,11	24,98	6,00	34,04
26	13R		49,83	24,94	6,01	33,85
27	14		50,05	25,02	6,01	34,07
28	14R		49,99	25,00	6,03	34,04
29	15		49,80	25,03	6,01	33,93
30	15R		50,18	25,03	6,01	34,17
31	16		50,03	24,96	5,99	33,96
32	16R		49,89	24,90	6,01	33,83
33	17		50,11	25,02	6,00	34,09
34	17R		50,03	25,09	6,02	34,15
35	18		50,02	24,90	5,98	33,88
36	18R		50,05	25,00	6,00	34,02
37	19	Anoda	50,16	25,06	6,00	34,17
38	19R		50,02	25,06	6,00	34,08
39	20		49,81	24,98	5,99	33,85
40	20R		50,11	24,91	6,00	33,97
41	21		49,89	24,94	6,01	33,88
42	21R		49,91	25,04	6,01	34,00
43	22		50,25	25,05	6,03	34,25

NO	Nomer Spesimen	Variasi	Panjang (mm)	Lebar (mm)	tebal (mm)	Luas permukaan (cm ²)
44	22R		50,08	25,01	6,01	34,08
45	23		49,90	24,98	6,01	33,93
46	23R		50,00	25,00	5,99	33,99
47	24		49,97	24,95	6,01	33,94
48	24R		50,04	24,91	6,00	33,93
49	25		49,96	25,05	5,98	34,00
50	25R		50,10	25,02	6,01	34,10
51	26		50,28	24,98	6,00	34,15
52	26R		49,97	24,93	6,00	33,90
53	27		49,88	24,96	6,00	33,88
54	27R		49,94	25,04	5,99	33,99

Sumber : Data Perhitungan Penulis

4.2.2 Perhitungan Weight Loss Spesimen

Perhitungan *weight loss* dapat dihitung dari selisih antara berat spesimen sebelum pengujian dan sesudah pengujian. Hasil dari *weight loss* dapat dilihat pada tabel 4.2

Tabel 4.2 Hasil weight loss

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Berat Sebelum (gr)	Berat Sesudah (gr)	Weight Loss (gr)
1	1	Painting	4,5	30	52,760	52,697	0,063
2	1R		4,5	30	53,493	53,421	0,072
3	2		4,5	40	55,650	55,563	0,087
4	2R		4,5	40	58,942	58,877	0,065
5	3		4,5	50	52,433	52,352	0,081
6	3R		4,5	50	50,686	50,597	0,089
7	4		5,5	30	50,041	49,976	0,065
8	4R		5,5	30	50,666	50,602	0,064
9	5		5,5	40	60,380	60,315	0,065
10	5R		5,5	40	56,985	56,912	0,073
11	6		5,5	50	55,912	55,838	0,074
12	6R		5,5	50	53,127	53,059	0,068
13	7		6,5	30	48,670	48,609	0,061
14	7R		6,5	30	51,523	51,460	0,063
15	8		6,5	40	53,986	53,912	0,074
16	8R		6,5	40	54,319	54,255	0,064
17	9		6,5	50	54,095	54,015	0,080
18	9R		6,5	50	53,216	53,147	0,069
19	10	Painting + Wrapping	4,5	30	57,947	57,894	0,053
20	10R		4,5	30	56,953	56,906	0,047

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Berat Sebelum (gr)	Berat Sesudah (gr)	Weight Loss (gr)
21	11		4,5	40	51,208	51,154	0,054
22	11R		4,5	40	57,224	57,174	0,050
23	12		4,5	50	52,784	52,730	0,054
24	12R		4,5	50	52,686	52,634	0,052
25	13		5,5	30	50,790	50,742	0,048
26	13R		5,5	30	58,004	57,955	0,049
27	14		5,5	40	61,286	61,233	0,053
28	14R		5,5	40	60,241	60,192	0,049
29	15		5,5	50	61,227	61,172	0,055
30	15R		5,5	50	58,160	58,111	0,049
31	16		6,5	30	53,084	53,037	0,047
32	16R		6,5	30	56,788	56,744	0,044
33	17		6,5	40	51,393	51,343	0,050
34	17R		6,5	40	60,424	60,379	0,045
35	18		6,5	50	52,520	52,470	0,050
36	18R		6,5	50	63,326	63,273	0,053
37	19	Anoda	4,5	30	50,159	50,100	0,059
38	19R		4,5	30	56,377	56,320	0,057
39	20		4,5	40	49,139	49,079	0,060
40	20R		4,5	40	52,134	52,075	0,059
41	21		4,5	50	51,628	51,567	0,061
42	21R		4,5	50	54,690	54,629	0,061
43	22		5,5	30	51,461	51,409	0,052
44	22R		5,5	30	49,500	49,440	0,060
45	23		5,5	40	54,390	54,335	0,055
46	23R		5,5	40	61,499	61,440	0,059
47	24		5,5	50	54,997	54,935	0,062
48	24R		5,5	50	54,218	54,163	0,055
49	25		6,5	30	52,512	52,457	0,055
50	25R		6,5	30	51,104	51,051	0,053
51	26		6,5	40	52,347	52,291	0,056
52	26R		6,5	40	51,911	51,853	0,058
53	27		6,5	50	52,910	52,851	0,059
54	27R		6,5	50	49,709	49,651	0,058

Perhitungan *weight loss* merupakan hasil dari berat spesimen sebelum dilakukan *immersion test* dan dikurangi berat setelah *immersion test*. Hasil dari *weight loss* paling tinggi ada di proteksi *painting* dengan kode nomer 3R pH 4,5 dan suhu 50°C dengan besar 0,089 gram sedangkan hasil *weight loss* paling rendah ada di proteksi *painting+wrapping* dengan kode nomer 16R pH 6,5 dan suhu 30°C dengan besar 0,045 gram

4.2.3 Perhitungan Hasil Laju Korosi Dengan Metode *Weight Loss*

Berdasarkan standar ASTM G31 – 72 dengan metode pengurangan berat atau weight loss, untuk mendapatkan nilai laju korosi berdasarkan persamaan 2.1 sebagai berikut:

$$CR = \frac{K.W}{D.A.T}$$

Contoh hasil perhitungan laju korosi dengan spesimen proteksi painting dengan pH 4,5 dan Suhu 30°C dengan nomer kode spesimen 1

Diketahui :

CR : *Corrosion Rate* (Laju Korosi)(mm/y)

K : $8,76 \times 10^4$ (Konstanta)

W : 0,063 (gram)

D : 7,86 (gram/cm³)

A : 34,18 (cm²)

T : 168 (jam)

$$CR = \frac{K.W}{D.A.T} = \frac{8,76 \times 10^4 \times 0,063}{7,86 \times 34,18 \times 168} = 0,12229 \text{ mm/year}$$

Hasil laju korosi pada seluruh spesimen bias dilihat pada table 4.3 berikut

Tabel 4.3 Hasil perhitungan laju korosi

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Weight Loss (gr)	Luas Permukaan (cm ²)	Laju Korosi (mm/year)	Rata Rata Laju Korosi (mm/year)
1	1	Painting	4,5	30	0,063	34,18	0,12229	0,13108
2	1R		4,5	30	0,072	34,15	0,13988	
3	2		4,5	40	0,087	34,01	0,16972	0,14805
4	2R		4,5	40	0,065	34,12	0,12637	
5	3		4,5	50	0,081	34,05	0,15781	0,16563
6	3R		4,5	50	0,089	34,04	0,17344	
7	4		5,5	30	0,065	33,90	0,12721	0,12586
8	4R		5,5	30	0,064	34,10	0,12451	

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Weight Loss (gr)	Luas Permukaan (cm ²)	Laju Korosi (mm/year)	Rata Rata Laju Korosi (mm/year)
9	5		5,5	40	0,065	33,99	0,12685	0,13471
10	5R		5,5	40	0,073	33,97	0,14256	
11	6		5,5	50	0,074	34,22	0,14347	0,13840
12	6R		5,5	50	0,068	33,83	0,13334	
13	7		6,5	30	0,061	34,00	0,11900	0,12060
14	7R		6,5	30	0,063	34,20	0,12220	
15	8		6,5	40	0,074	34,27	0,14325	0,13427
16	8R		6,5	40	0,064	33,89	0,12529	
17	9		6,5	50	0,080	34,01	0,15606	0,14491
18	9R		6,5	50	0,069	34,22	0,13375	
19	10	Painting + Wrapping	4,5	30	0,053	33,95	0,10355	0,09734
20	10R		4,5	30	0,047	34,22	0,09113	
21	11		4,5	40	0,054	34,10	0,10507	0,10120
22	11R		4,5	40	0,050	34,08	0,09734	
23	12		4,5	50	0,054	34,01	0,10535	0,10312
24	12R		4,5	50	0,052	34,19	0,10089	
25	13		5,5	30	0,048	34,04	0,09354	0,09479
26	13R		5,5	30	0,049	33,85	0,09604	
27	14		5,5	40	0,053	34,07	0,10320	0,09935
28	14R		5,5	40	0,049	34,04	0,09550	
29	15		5,5	50	0,055	33,93	0,10755	0,10135
30	15R		5,5	50	0,049	34,17	0,09514	
31	16		6,5	30	0,047	33,96	0,09181	0,08904
32	16R		6,5	30	0,044	33,83	0,08627	
33	17		6,5	40	0,050	34,09	0,09731	0,09237
34	17R		6,5	40	0,045	34,15	0,08742	
35	18		6,5	50	0,050	33,88	0,09791	0,10063
36	18R		6,5	50	0,053	34,02	0,10334	
37	19	Anoda	4,5	30	0,059	34,17	0,11454	0,11275
38	19R		4,5	30	0,057	34,08	0,11096	
39	20		4,5	40	0,060	33,85	0,11760	0,11641
40	20R		4,5	40	0,059	33,97	0,11522	
41	21		4,5	50	0,061	33,88	0,11946	0,11924
42	21R		4,5	50	0,061	34,00	0,11903	
43	22		5,5	30	0,052	34,25	0,10071	0,10875
44	22R		5,5	30	0,060	34,08	0,11680	
45	23		5,5	40	0,055	33,93	0,10753	0,11134
46	23R		5,5	40	0,059	33,99	0,11515	
47	24		5,5	50	0,062	33,94	0,12117	0,11436
48	24R		5,5	50	0,055	33,93	0,10755	
49	25		6,5	30	0,055	34,00	0,10731	0,10521

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Weight Loss (gr)	Luas Permukaan (cm ²)	Laju Korosi (mm/year)	Rata Rata Laju Korosi (mm/year)
50	25R		6,5	30	0,053	34,10	0,10310	0,11115
51	26		6,5	40	0,056	34,15	0,10879	
52	26R		6,5	40	0,058	33,90	0,11351	
53	27		6,5	50	0,059	33,88	0,11553	0,11436
54	27R		6,5	50	0,058	33,99	0,11319	

Sumber: Data Perhitungan Penulis

Dari table 4.3 diatas dapat disimpulkan hasil laju korosi paling tinggi ada pada spesimen dengan variasi painting dengan nomor spesimen 3R, pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 0,16563 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan nomor spesimen 16R, pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 0,08627 mm/year

4.3 Perhitungan *Lifetime*

Sebelum perhitungan *lifetime* dibutuhkan Treq dimana dapat dilihat pada Persamaan 2.6 berikut

Tabel 4.4 Parameter Perhitungan

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan	Code/Standar
Design Pressure	P	500	psi	Data Perusahaan
Outside Diameter	Do	4,5	inch	API 574 TABLE 1
Allowable Stress	S	20.000	psi	ASME B31.3 (2016)
Quality Factor	E	1	-	ASME B31.3 (2016)
Coefficient	Y	0,4	-	ASME B31.3 (2016)

$$\begin{aligned}
 T_{req} &= \frac{P \times D}{2(SE + PY)} \\
 &= \frac{500 \times 4,5}{2(20000 \times 1 + 500 \times 0,4)} \\
 &= 0,055693069 \text{ (inch)} \times 25,4 \\
 &= 1,41460 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

Contoh hasil perhitungan *lifetime* berdasarkan persamaan 2.3 spesimen dengan nomer spesimen 1 proteksi painting dengan pH 4,5 dan suhu 30°C

Diketahui,

Tacc : 5,99 mm

Treq : 1,1416 mm

CR : 0,12229 mm/year

$$\begin{aligned} \text{Lifetime} &= \frac{5,99 - 1,1416}{0,12229} \\ &= 37,415 \text{ year} \end{aligned}$$

Hasil perhitungan *lifetime* pada seluruh spesimen bisa dilihat pada table 4.5 berikut

Tabel 4.5 Hasil perhitungan *lifetime*

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Laju Korosi (mm/year)	Tacc (mm)	Treq (mm)	Lifetime (year)	average lifetime (year)
1	1	Painting	4,5	30	0,12229	5,99	1,4146	37,415	35,134
2	1R		4,5	30	0,13988	6,01	1,4146	32,854	
3	2		4,5	40	0,16972	6,00	1,4146	27,017	31,730
4	2R		4,5	40	0,12637	6,02	1,4146	36,443	
5	3		4,5	50	0,15781	6,01	1,4146	29,120	27,779
6	3R		4,5	50	0,17344	6,00	1,4146	26,437	
7	4		5,5	30	0,12721	6,00	1,4146	36,046	36,438
8	4R		5,5	30	0,12451	6,00	1,4146	36,829	
9	5		5,5	40	0,12685	5,99	1,4146	36,068	34,117
10	5R		5,5	40	0,14256	6,00	1,4146	32,165	
11	6		5,5	50	0,14347	6,01	1,4146	32,031	33,248
12	6R		5,5	50	0,13334	6,01	1,4146	34,464	
13	7		6,5	30	0,11900	6,03	1,4146	38,783	38,194
14	7R		6,5	30	0,12220	6,01	1,4146	37,605	
15	8		6,5	40	0,14325	6,01	1,4146	32,081	34,299
16	8R		6,5	40	0,12529	5,99	1,4146	36,518	
17	9		6,5	50	0,15606	6,01	1,4146	29,446	31,865
18	9R		6,5	50	0,13375	6,00	1,4146	34,283	
19	10	Painting +	4,5	30	0,10355	6,02	1,4146	44,475	47,452
20	10R		4,5	30	0,09113	6,01	1,4146	50,429	
21	11		4,5	40	0,10507	6,00	1,4146	43,643	45,375

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Laju Korosi (mm/year)	Tacc (mm)	Treq (mm)	Lifetime (year)	average lifetime (year)
22	11R	Wrapping	4,5	40	0,09734	6,00	1,4146	47,107	44,438
23	12		4,5	50	0,10535	6,00	1,4146	43,527	
24	12R		4,5	50	0,10089	5,99	1,4146	45,349	
25	13		5,5	30	0,09354	6,00	1,4146	49,022	48,435
26	13R		5,5	30	0,09604	6,01	1,4146	47,847	
27	14		5,5	40	0,10320	6,01	1,4146	44,530	46,430
28	14R		5,5	40	0,09550	6,03	1,4146	48,330	
29	15		5,5	50	0,10755	6,01	1,4146	42,729	45,514
30	15R		5,5	50	0,09514	6,01	1,4146	48,299	
31	16		6,5	30	0,09181	5,99	1,4146	49,837	51,551
32	16R		6,5	30	0,08627	6,01	1,4146	53,265	
33	17		6,5	40	0,09731	6,00	1,4146	47,121	49,901
34	17R		6,5	40	0,08742	6,02	1,4146	52,682	
35	18		6,5	50	0,09791	5,98	1,4146	46,626	45,499
36	18R		6,5	50	0,10334	6,00	1,4146	44,373	
37	19	Anoda	4,5	30	0,11454	6,00	1,4146	40,032	40,679
38	19R		4,5	30	0,11096	6,00	1,4146	41,325	
39	20		4,5	40	0,11760	5,99	1,4146	38,908	39,353
40	20R		4,5	40	0,11522	6,00	1,4146	39,797	
41	21		4,5	50	0,11946	6,01	1,4146	38,469	38,539
42	21R		4,5	50	0,11903	6,01	1,4146	38,608	
43	22		5,5	30	0,10071	6,03	1,4146	45,828	42,587
44	22R		5,5	30	0,11680	6,01	1,4146	39,345	
45	23		5,5	40	0,10753	6,01	1,4146	42,738	41,236
46	23R		5,5	40	0,11515	5,99	1,4146	39,735	
47	24		5,5	50	0,12117	6,01	1,4146	37,925	40,281
48	24R		5,5	50	0,10755	6,00	1,4146	42,636	
49	25		6,5	30	0,10731	5,98	1,4146	42,543	43,557
50	25R		6,5	30	0,10310	6,01	1,4146	44,571	
51	26		6,5	40	0,10879	6,00	1,4146	42,148	41,272
52	26R		6,5	40	0,11351	6,00	1,4146	40,397	
53	27		6,5	50	0,11553	6,00	1,4146	39,689	40,056
54	27R		6,5	50	0,11319	5,99	1,4146	40,422	

Sumber: Data Perhitungan Penulis

Dari table 4.5 diatas dapat disimpulkan hasil *lifetime* paling rendah ada pada spesimen dengan nomer spesimen 3R, variasi painting dengan pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 26,437 tahun. Sedangkan hasil *lifetime* paling tinggi ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan nomer spesimen 16R pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 53,265 tahun.

4.4 Analisa Teknis

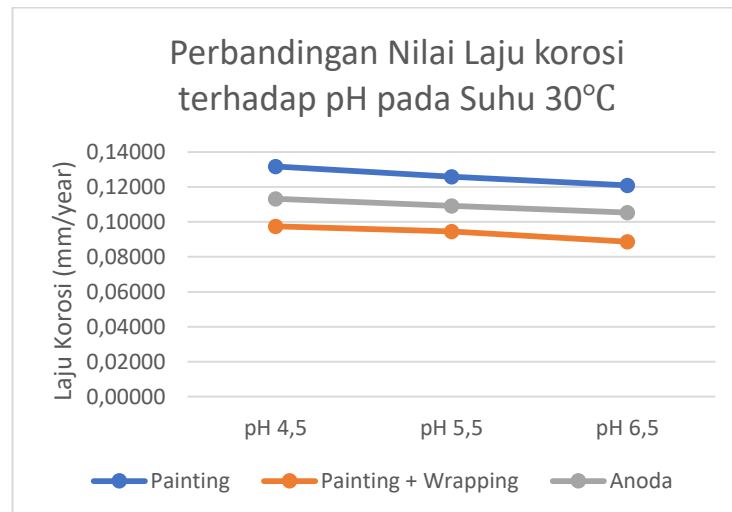
Analisa teknis dilakukan untuk mendapatkan variasi kondisi proteksi pipa yang tepat dalam menghambat laju korosi dan memperpanjang life time. Maka, untuk mendapatkan variasi kondisi proteksi pipa yang tepat dilakukan perbandingan laju korosi dan life time berdasarkan hasil pengujian.

4.4.1 Perbandingan Laju korosi

Perbandingan nilai laju korosi terhadap pH pada setiap suhu dapat dilihat pada table 4.6 – 4.8 dan grafik pada gambar 4.19 – 4.21 berikut:

Tabel 4.6 nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 30 °C

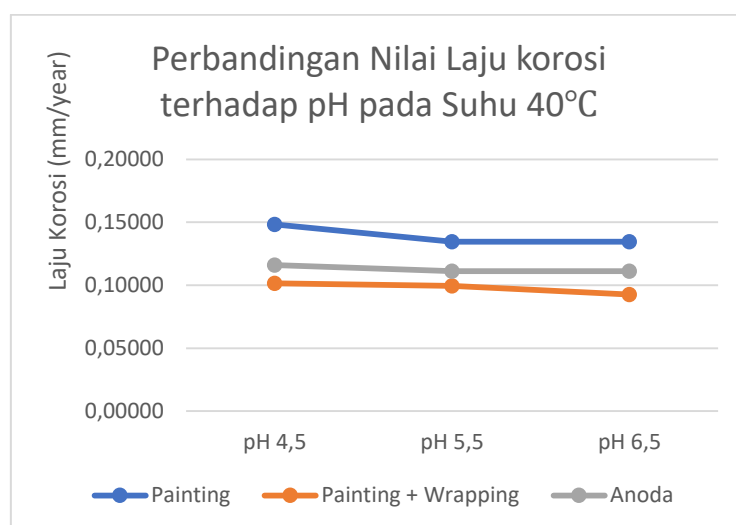
Suhu 30	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	0,13108	0,12586	0,12060
Painting + Wrapping	0,09734	0,09479	0,08904
Anoda	0,11275	0,10875	0,10521



Gambar 4.19 Grafik nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 30 °C

Tabel 4.7 nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 40 °C

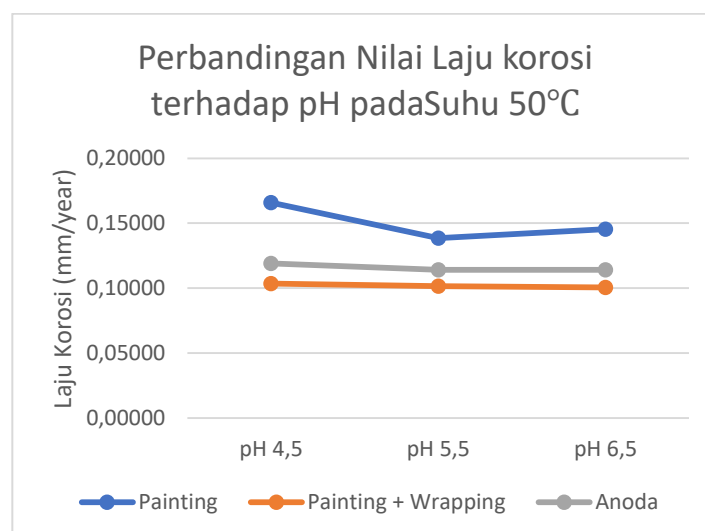
Suhu 40	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	0,14805	0,13471	0,13427
Painting + Wrapping	0,10120	0,09935	0,09237
Anoda	0,11641	0,11134	0,11115



Gambar 4.20 Grafik nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 40 °C

Tabel 4.8 nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 50 °C

Suhu 50	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	0,16563	0,13840	0,14491
Painting + Wrapping	0,10312	0,10135	0,10063
Anoda	0,11924	0,11436	0,11436

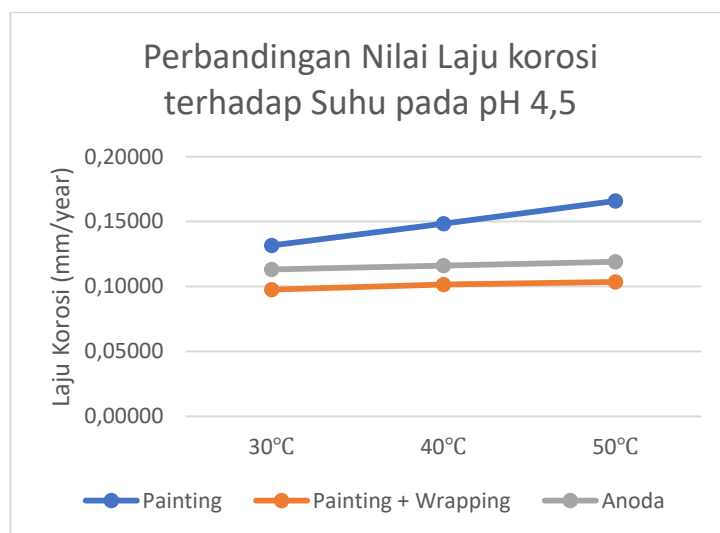


Gambar 4.21 Grafik nilai laju korosi terhadap pH pada saat suhu 30 °C

Sedangkan perbandingan nilai laju korosi terhadap suhu pada setiap pH dapat dilihat pada table 4.9 – 4.11 dan grafik pada gambar 4.22 – 4.24 berikut:

Tabel 4.9 nilai laju korosi terhadap Suhu pada saat pH 4,5

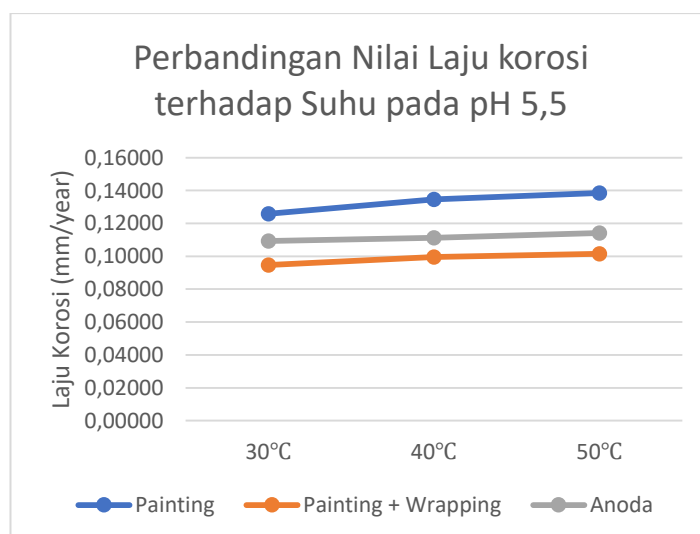
pH 4,5	30°C	40°C	50°C
Painting	0,13108	0,14805	0,16563
Painting + Wrapping	0,09734	0,10120	0,10312
Anoda	0,11275	0,11641	0,11924



Gambar 4.22 Grafik nilai laju korosi terhadap suhu pada saat pH 4,5

Tabel 4.10 Nilai laju korosi terhadap Suhu pada saat pH 5,5

Ph 5,5	30°C	40°C	50°C
Painting	0,12586	0,13471	0,13840
Painting + Wrapping	0,09479	0,09935	0,10135
Anoda	0,10875	0,11134	0,11436

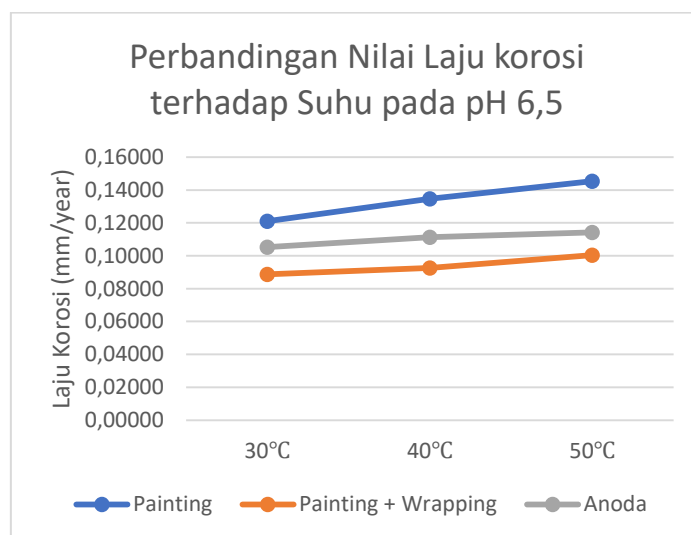


Gambar 4.23 Grafik nilai laju korosi terhadap suhu pada saat pH 5,5

Tabel 4.11 nilai laju korosi terhadap Suhu pada saat pH 6,5

Ph 6,5	30°C	40°C	50°C
Painting	0,12060	0,13427	0,14491
Painting + Wrapping	0,08904	0,09237	0,10063
Anoda	0,10521	0,11115	0,11436

Sumber: Data Perhitungan Penulis



Gambar 4.24 Grafik nilai laju korosi terhadap suhu pada saat pH 6,5

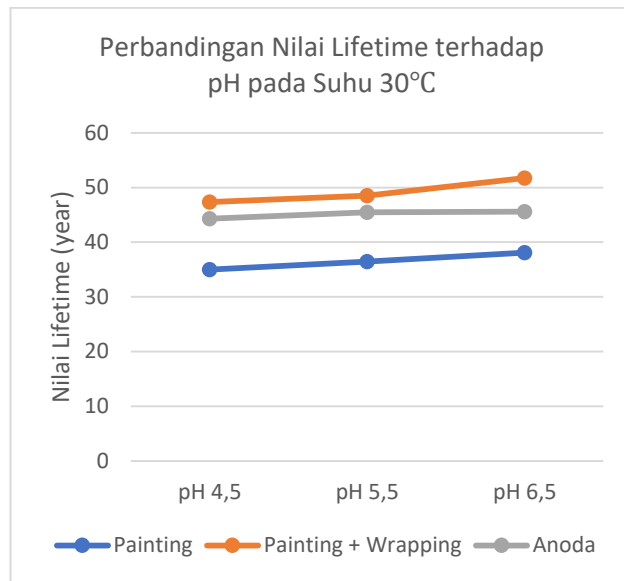
Dari table 4.6 - 4.11 diatas dapat disimpulkan hasil laju korosi paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi painting dengan hasil rata rata 0,13817 mm/year. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata laju korosi sebesar 0,11262 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan hasil rata rata 0,09769 mm/year

4.4.2 Perbandingan Nilai Lifetime

Perbandingan nilai *lifetime* terhadap pH pada setiap suhu dapat dilihat pada table 4.12 – 4.14 dan grafik pada gambar 4.25 – 4.27 berikut:

Tabel 4.12 nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 30°C

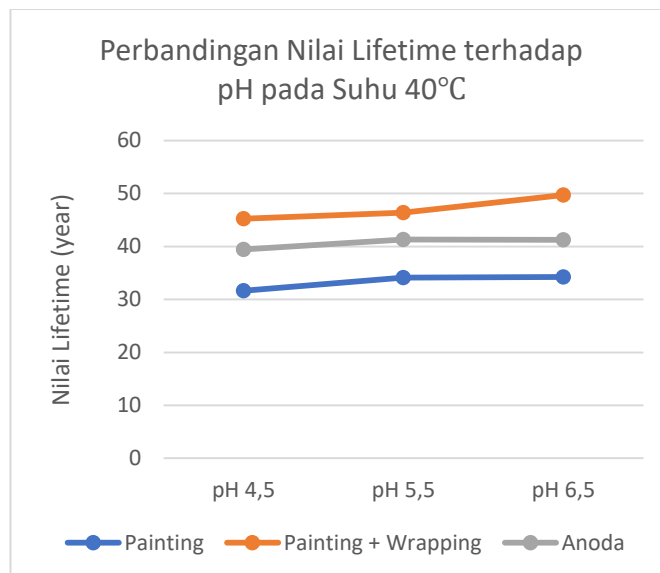
Suhu 30	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	35,134	36,438	38,194
Painting + Wrapping	47,452	48,435	51,551
Anoda	40,679	42,587	43,557



Gambar 4.25 Grafik nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 30°C

Tabel 4.13 nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 40°C

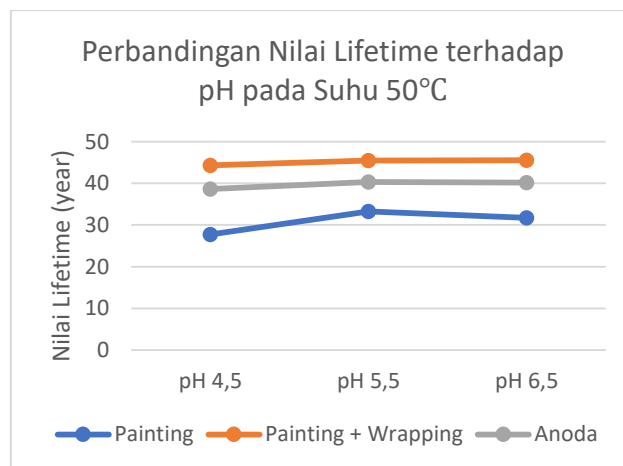
Suhu 40	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	31,730	34,117	34,299
Painting + Wrapping	45,375	46,430	49,901
Anoda	39,353	41,236	41,272



Gambar 4.26 Grafik nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 40°C

Tabel 4.14 nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 50°C

Suhu 50	pH 4,5	pH 5,5	pH 6,5
Painting	27,779	33,248	31,865
Painting + Wrapping	44,438	45,514	45,499
Anoda	38,539	40,281	40,056

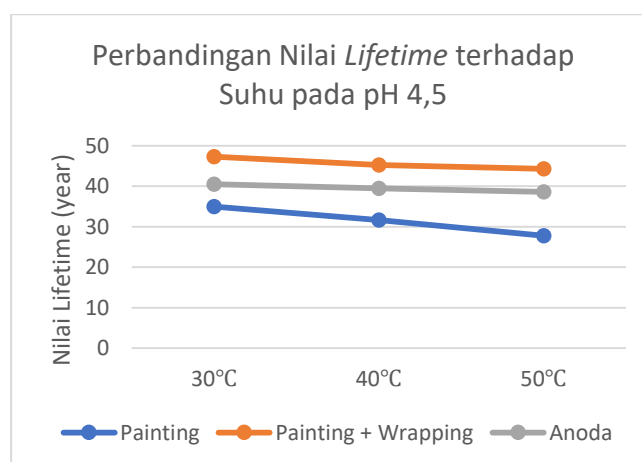


Gambar 4.27 Grafik nilai *lifetime* terhadap pH pada saat suhu 50 °C

Sedangkan perbandingan nilai *lifetime* terhadap suhu pada setiap pH dapat dilihat pada table 4.15 – 4.17 dan grafik pada gambar 4.28 – 4.30 berikut:

Tabel 4.15 nilai *lifetime* terhadap Suhu pada saat pH 4,5

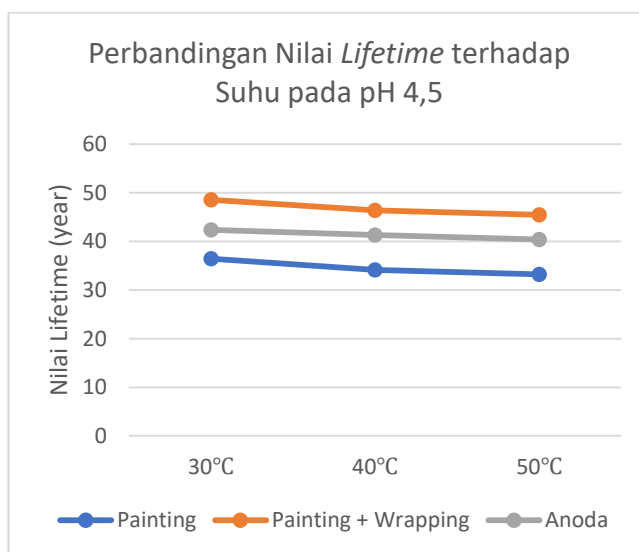
pH 4,5	30°C	40°C	50°C
Painting	35,134	31,730	27,779
Painting + Wrapping	47,452	45,375	44,438
Anoda	40,679	39,353	38,539



Gambar 4.28 Grafik nilai *lifetime* terhadap suhu pada saat pH 4,5

Tabel 4.16 nilai *lifetime* terhadap Suhu pada saat pH 5,5

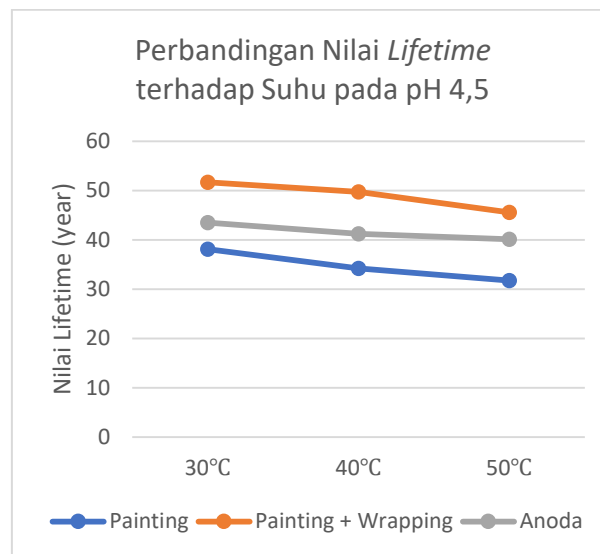
Ph 5,5	30°C	40°C	50°C
Painting	36,438	34,117	33,248
Painting + Wrapping	48,435	46,430	45,514
Anoda	42,587	41,236	40,281



Gambar 4.29 Grafik nilai *lifetime* terhadap suhu pada saat pH 5,5

Tabel 4.17 nilai *lifetime* terhadap Suhu pada saat pH 6,5

Ph 6,5	30°C	40°C	50°C
Painting	38,194	34,299	31,865
Painting + Wrapping	51,551	49,901	45,499
Anoda	43,557	41,272	40,056



Gambar 4.30 Grafik nilai *lifetime* terhadap suhu pada saat pH 6,5

Dari table 4.12- 4.17 dan gambar 4.21-4.26 diatas dapat disimpulkan nilai rata rata *lifetime* paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi *painting* + *wrapping* dengan hasil rata rata 47,1772 tahun. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata *lifetime* sebesar 40,8399 tahun. Sedangkan nilai rata rata *lifetime* paling rendah ada pada variasi proteksi *painting* dengan hasil rata rata 33,6448 tahun

4.5 Analisa Ekonomis

Analisa ekonomis dilakukan untuk mengetahui efisiensi harga dari setiap perlakuan dalam berbagai kedaan variasi, karena tidak menjamin harga yang tinggi akan mendapatkan *lifetime* yang tinggi pula. Analisa dilakukan pada setiap 6 meter atau 6000 mm. Cat yang digunakan merk Jotun Pilot ii Grey dengan tebal 100 μm , wrapping yang digunakan merk polyken 980 dengan inner dan outer wrap dan anoda yang digunakan adalah anoda magnesium

4.5.1 Perhitungan Kebutuhan Cat

Perhitungan kebutuhan material cat berdasarkan Persamaan 2.8 sebagai berikut:

Data yang diketahui:

Harga cat alkyd (Jotun Pilot ii) = Rp. 472.000/5 liter

Pipa NPS 4 sch 40

OD = 4,5 inch
= 114,3 mm
ID = 4,026 inch
= 102,26 mm

Panjang pipa = 6 m = 6000 mm

Ketebalan cat saat kering/ Dry Film Thickness

100 μm = 0,1mm

$$\begin{aligned}\text{Volume cat } 100 \mu\text{m} &= \pi \times \text{OD} \times L \times \text{Thickness Cat} \\ &= 3,14 \times 114,3 \text{ mm} \times 6000 \text{ mm} \times 0,1 \text{ mm} \\ &= 215341,2 \text{ mm}^3 \\ &= 0,215341 \text{ Liter}\end{aligned}$$

Untuk menghitung biaya pembelian cat maka menggunakan Persamaan 2.9 sebagai berikut:

$$\begin{aligned}\text{Harga cat alkyd } 100 \mu\text{m} &= \frac{\text{Volume Kebutuhan Cat}}{\text{Satuan Volume}} \times \text{Harga satuan cat} \\ &= \frac{0,215341 \text{ Liter}}{5 \text{ Liter}} \times \text{Rp. 472,000} \\ &= \text{Rp. 20,328 / 6000mm pipa}\end{aligned}$$

4.5.2 Perhitungan Kebutuhan Wrapping

Perhitungan kebutuhan material *wrapping* berdasarkan Persamaan 2.10 sebagai

berikut:

Data yang diketahui:

Harga Wrapping (Polyken 980/955) = Rp. 600,000/100 meter

Pipa NPS 4 sch 40

OD = 4,5 inch
= 114,3 mm

$$\begin{aligned}
 \text{ID} &= 4,026 \text{ inch} \\
 &= 102,26 \text{ mm} \\
 \text{Panjang pipa} &= 6 \text{ m} = 6000 \text{ mm} \\
 \text{Lebar wrap} &= 6'' \\
 &= 152,4 \text{ mm} \\
 \text{Overlap Width} &= 1'' = 25,4 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Total kebutuhan wrap} &= \frac{\text{Keliling lingkaran} \times \text{Panjang pipa}}{\text{Lebar wrap} - \text{Overlap Width}} \\
 &= \frac{(3,14 \times 114,3) \times 6}{152,4 - 25,4} \\
 &= 16,956 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Untuk menghitung biaya pembelian cat maka menggunakan Persamaan 2.11 sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Harga cat alkyd } 100 \mu\text{m} &= \frac{\text{Panjang Kebutuhan Wrapping}}{\text{Satuan Panjang}} \times \text{Harga satuan} \\
 &= \frac{16,956 \text{ m}}{100 \text{ m}} \times \text{Rp. } 600,000 \\
 &= \text{Rp. } 101,736 / 6 \text{ m pipa}
 \end{aligned}$$

4.5.3 Perhitungan Kebutuhan Anode

Pada tahap ini dilakukan perhitungan untuk menghitung kebutuhan anoda yang dibutuhkan berdasarkan DNV RP-B401 CATHODIC PROTECTION DESIGN. Perhitungan kebutuhan arus anoda berdasarkan Persamaan 2.12, kebutuhan area anoda berdasarkan Persamaan 2.13, Perhitungan berat anoda berdasarkan Persamaan 2.14 dan kebutuhan harga anoda berdasarkan Persamaan 2.15 sebagai berikut:

Data yang diketahui:

Harga High potensial Anode = Rp. 1,700,000/15kg

Pipa NPS 4 sch 40

$$\begin{aligned}\text{OD} &= 4,5 \text{ inch} \\ &= 114,3 \text{ mm} \\ \text{ID} &= 4,026 \text{ inch} \\ &= 102,26 \text{ mm}\end{aligned}$$

Panjang pipa = 6 m = 6000 mm

$$\begin{aligned}\text{Coating breakdown (fc)} &= (a + b) \cdot tf \\ &= (0,1 + 0,1) \times 1 = 0,2\end{aligned}$$

$$\text{Utilization factor } (\mu) = 0,8$$

$$\text{Current Density (ic)} = 0,02 \text{ A/m}^2$$

$$\text{Design life (tf)} = 1 \text{ years}$$

$$\text{Berat Anoda } (\mathcal{E}) = 15\text{kg}$$

- *Area surface cathodic (Ac)*

$$\begin{aligned}A_c &= \Pi \times D \times L \\ &= 3,14 \times 0,1143 \times 6 \\ &= 2,153\text{m}^2\end{aligned}$$

- Perhitungan arus anoda (current demand)

$$\begin{aligned}I_c &= A_c \cdot i_c \cdot fc \\ &= 2,153 \times 0,02 \times 0,2 \\ &= 0,008612 \text{ A}\end{aligned}$$

- Perhitungan berat anoda

$$\begin{aligned}M_a &= \frac{i_c \times tf \times 8760}{\mu \times \mathcal{E}} \\ &= \frac{0,008612 \times 1 \times 8760}{0,8 \times 15} \\ &= 6,286\text{kg}\end{aligned}$$

Harga Kebutuhan anoda per 6m pipa bisa dihitung dengan Persamaan 2.15 sebagai berikut :

$$\text{Harga anoda} = \frac{\text{Berat Kebutuhan Anoda}}{\text{Satuan Anoda}} \times \text{Harga}$$

$$= \frac{6,286\text{kg}}{15\text{kg}} \times 1,700,000$$

$$= \text{Rp. } 712,413$$

Rangkuman Harga Proteksi per 6m pipa sebagai berikut

- *Painting* = Rp. 20.328/6m
- *Painting + wrapping* = Rp. 20.238 + Rp. 101.736
= Rp. 122.064
- *Painting + Anoda* =Rp. 20,238 + Rp. 712,413
= Rp. 732.651

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil pengolahan data dan analisa data yang dilakukan pada bab sebelumnya maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari perhitungan laju korosi dengan metode weight loss dapat disimpulkan hasil laju korosi paling tinggi ada pada spesimen dengan variasi painting dengan nomor spesimen 3R, pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 0,16563 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan nomor spesimen 16R, pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 0,08627 mm/year. Rata-rata laju korosi paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi painting dengan hasil rata rata 0,13817 mm/year. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata laju korosi sebesar 0,11262 mm/year. Sedangkan hasil laju korosi paling rendah ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan hasil rata rata 0,09769 mm/year. Dari perhitungan *lifetime* dapat disimpulkan hasil *lifetime* paling rendah ada pada spesimen dengan nomer spesimen 3R, variasi painting dengan pH 4,5 dan suhu 50°C dengan hasil 26,437 tahun. Sedangkan hasil *lifetime* paling tinggi ada pada variasi proteksi painting+wrapping dengan nomer spesimen 16R pH 6,5 dan suhu 30°C dengan hasil 53,265 tahun. Nilai rata rata *lifetime* paling tinggi ada pada keadaan pipa dengan variasi *painting + wrapping* dengan hasil rata rata 47,1772 tahun. Kemudian disusul dengan pipa pada keadaan proteksi katodik dengan rata rata *lifetime* sebesar 40,8399 tahun. Sedangkan nilai rata rata *lifetime* paling rendah ada pada variasi proteksi *painting* dengan hasil rata rata 33,6448 tahun.
2. Dari perhitungan analisa ekonomis didapatkan hasil perhitungan biaya kebutuhan proteksi proteksi painting sebesar Rp. 20.328 , proteksi *painting + wrapping* sebesar Rp. 122.064 dan proteksi katodik dengan besar Rp. 738.744 per 6m pipa.

5.2 Saran

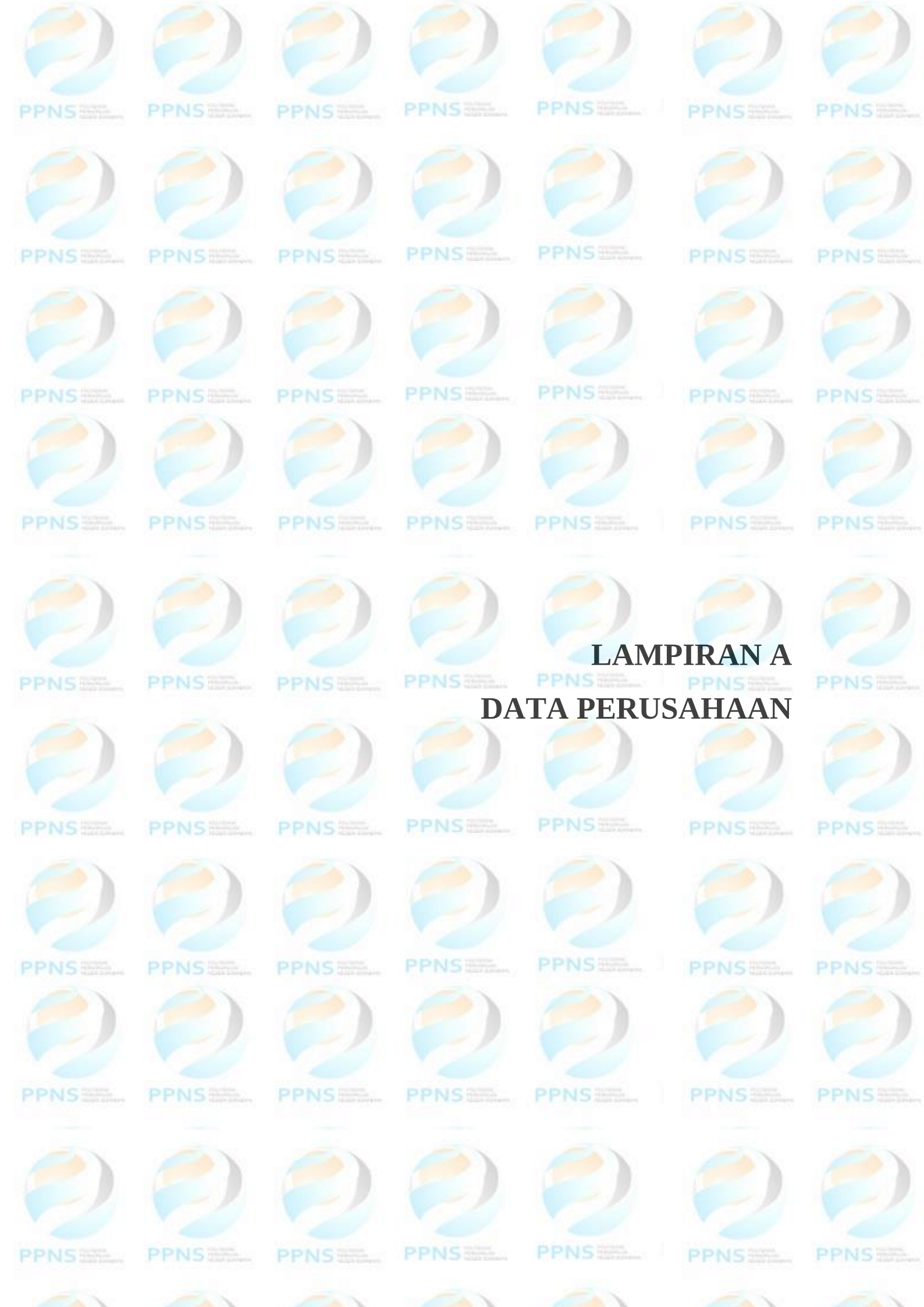
Penelitian tugas akhir ini terdapat beberapa saran untuk pengembangan dan penelitian selanjutnya antara lain sebagai berikut:

1. Pada metode ini dapat dilakukan perbandingan jenis anoda, untuk mengetahui hasil optimal proteksi katodik pada pipa *underground*. Di penelitian ini hanya menggunakan satu macam jenis anoda yaitu magnesium.
2. Penambahan proteksi *wrapping* pada proteksi katodik
3. Pada penelitian selanjutnya bisa menggunakan variasi cat jenis lain yang belum diteliti pada penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah. (2019) Analisa Teknis Dan Ekonomis Pada Pipa Non Proteksi Korosi, Pipa Dengan *Painting*, Pipa Dengan *Painting* Dan *Wrapping* Pada Trunkline SP F4 Menuju SPU F PT Pertamina EP Field Asset 5 Sanga-Sanga
- Ahmad, F., Prasajo, B., & Indartono, A. (n.d.). Pengaruh Resistivitas Tanah terhadap Metode Proteksi Katodik SACP dan ICCP untuk *Underground Pipeline*.
- ASTM G1 (1999). *Standart Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Spesimens*. American Society for Testing and Material, U.S.A
- ASTM G31 – 72 (2004). *Standart Practice for Labolatory Immersion Corrosion Testing of Metals*. American Society for Testing and Material, U.S.A
- Damayanti, E. A. (2018). Analisis Laju Korosi dan *Lifetime* Pipa *Underground* Baja Karbon A53 dengan *Wrapping Protection*. *Proceeding 3rd Conference of Piping Engineering and Its Applicationrd, (Corrosion)*, 193–198.
- Darowicki K, Bohdanowicz W. 2001. “*Pro-Ecological Aspects of Application of Cathodic Protection*” dalam *Journal of Environment* Vol.10 No.5, 2001
- DNV-RP-B401 (2010) *Reccomended Practice for Cathodic Protection Design*.
- Fontana, Mars G., 1987, *Corrosion Engineering*, Singapore: McGraw-Hill Book Company Gas.
- Maryanta.,Shochib, M (2013). Analisis Sistem Proteksi Korosi Untuk Pipa Petroleum Gas API 5L-X52
- Yulianto, W. E., Soim, S., & Sidi, P. (n.d.). Analisis Perbandingan Ekonomis Pengendalian Korosi Dengan Menggunakan Metode ICCP (*Impressed Current Cathodic Protection*) dan SACP (*Sacrificial Anode Cathodic Protection*) Pada Proyek Pipeline Gas Transmisi Gresik-Semarang, 217–222.

The background of the entire page is a repeating pattern of the PPNS logo. Each logo consists of a stylized circular emblem with blue and orange wavy lines, and the text 'PPNS' followed by 'Pusat Penelitian dan Pengembangan Nelayan' in smaller text below it.

LAMPIRAN A

DATA PERUSAHAAN

LAMPIRAN A

DATA PERUSAHAAN

LAPORAN TEKNIS HASIL PEMERIKSAAN NO. 00/FL/INSP- SSA /X/2019		 Asset 5 Sangasanga Field
Peralatan diperiksa	Flowline	
Lokasi Pemeriksaan	Sumur NKL-1061	
Tanggal Pemeriksaan	15 Oktober 2019	
Referensi	Voluntary Inspection	
I. PENDAHULUAN Pemeriksaan bertujuan untuk mengetahui kondisi jalur flowline Sumur NKL-1061, apakah masih layak & aman dioperasikan atau tidak sesuai dengan ketentuan keselamatan kerja HSSE PT.Pertamina EP		
II. METODA PEMERIKSAAN Pelaksanaan pemeriksaan teknis dilakukan dengan metode sebagai berikut : • Visual Inspection Pemeriksaan hanya terbatas pada kondisi flowline yang dapat diakses. • Ultrasonic thickness (Pengukuran ketebalan) Pengukuran ketebalan dilakukan secara random pada area / lokasi yang hanya dapat diakses. Alat yang digunakan: UTM DM5E		
III. HASIL PEMERIKSAAN Data teknis Flowline dari perusahaan :		
Design Pressure	500 psi	
Opr. Pressure	50 psi	
Design Temperature	54,4 °C	
Opr. Temperature	50 °C	
Nom. Thickness	6.02 mm	
Material	API 5L Gr. B PSL.1	
Design Code / Standart	ASME B31.4	
Panjang	± 1627 m	
Certificate of Inspection	Belum ada	

Soil Condition

Ph	4 - 6,5
Resistivity	3000 ohm-cm
Condition of Soil	Kering
Environment Survey	Hutan

Analisa Perhitungan :

Hasil perhitungan mengacu pada standard ANSI/ASME B31.4 diperoleh :

Minimum Thickness Actual	MAOP Pipe	Corrothion Rate	Remaining life	MAOP Jalur pipa
3.80 mm	2364.09 Psi	-	-	-

Perhitungan MAOP dilakukan hanya pada bagian pipa yang dapat diukur nilai thickness nya, sedangkan pada bagian pipa yang sulit dijangkau i.e di lereng bukit, tertutup semak dan terpendam tanah Pengukuran thickness tidak dapat dilakukan dan tidak dapat dilakukan perhitungan MAOP.

Dari pemeriksaan visual, pada jalur pipa yang terpendam, diperkirakan integritas pipa akan sangat berkurang meskipun nilai thickness masih baik. Akibatnya pipa akan menjadi rapuh dan rentan terjadi kebocoran hingga pecah.

MAOP jalur pipa dihitung berdasarkan kemampuan terendah dari jalur tersebut yaitu flange rating #150 dengan MAOP 260 Psi @200 F

IV. KESIMPULAN

1. Berdasarkan hasil pemeriksaan tersebut diatas dan ditinjau dari aspek keselamatan kerja maka kondisi jalur pipa ini secara teknis **aman / layak** untuk dioperasikan.
2. Posisi jalur pipa yang terpendam tanah akan membuat pipa menjadi rapuh, hardness akan berkurang signifikan. Sehingga pipa rentan mengalami kebocoran hingga pecah.

V. REKOMENDASI DAN SARAN

1. Angkat jalur pipa yang terpendam dan laydown di atas tanah dengan memasang Pipe Support

2. Penggantian sistem proteksi pipa underground sesuai kebutuhan i.e Pipe support, painting, wrapping, katodic protection.
3. Untuk keseluruhan pipa agar dilakukan pengecatan dengan warna sesuai STK PEP A-002 Pedoman Spesifikasi Warna Identikasi Untuk Pipa Salur.
4. Agar ditambahkan sign board peringatan bahaya di sepanjang jalur pipa per jarak 500 m dan tambahkan marka jarak per 100 m untuk mencegah kerusakan akibat 3rd party damage.
5. Lakukan clearing jalur pipa secara berkala, Agar memudahkan saat melakukan inspeksi

Inspeksi / HSSE Sangasanga



M Imaduddin



DOKUMENTASI PEMERIKSAAN



Pengambilan Thickness pada pipa flowline



Wrapping terkelupas pada jarak 15 m



Pipa tertimbun rumput dan ilalang, saat clearing tidak di singkirkan.



Sumur NKL 1061



Pada jarak 105 m tidak ada pipe support.

ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT

Nama Object : Flowline NKL-1061 Tekanan Operas : - Psi Tahun Dibangun : -
 Tekanan Desain : Suhu Operasi : - Spec Material : API 5L 4" OD SCH 40
 Suhu Desain : 50 C MOP after inspe : - Nom. Thickness : 6,02 mm
 MOP awal : Tanggal pemeriksaan : 15 Oktober 2019
 Panjang : ± 1627 m

Wall Thickness Reading (mm)

Line	Jarak (m)	Ketebalan (mm)				Elbow	Valve	Min. Thk	MOP (Psi)	RML	Ph	Soil Resis	Kondisi lingkungan	Rekomendasi
		12	3	6	9									
P1	2	4,94	4,17	4,92	4,98	-	-	4,17	2364,094	-	-	-	Pipe 2" Good Condition	Repainting
P2	13	6,51	6,72	6,43	6,44	1	-	6,43	3645,354	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
Proteksi Wrapping Rusak Pada Jarak 15 m														Replace Underground Protection
P3	85	6,67	6,68	6,72	6,81	2	-	6,67	3781,417	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P4	185	6,15	6,01	6,09	6,04	-	-	6,01	3407,244	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
Road Crossing Pada Jarak 260 m														-
P5	327	6,51	6,10	6,16	-	-	-	6,10	3458,268	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
Road Crossing Pada Jarak 353 m														-
P6	427	6,13	6,05	-	-	-	-	6,05	3429,921	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	-
P7	527	6,26	6,10	6,13	-	-	-	6,10	3458,268	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P8	627	5,95	6,26	-	-	-	-	5,95	3373,228	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P9	727	6,18	6,20	-	6,30	-	-	6,18	3503,622	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P10	827	6,51	6,14	6,67	6,29	-	-	6,14	3480,945	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P11	927	6,05	6,1	6,69	-	-	-	6,05	3429,921	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P12	1027	6,05	6,26	6,15	-	-	-	6,05	3429,921	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P13	1127	6,10	6,13	-	-	-	-	6,1	3458,268	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P14	1227	6,09	6,02	-	6,02	-	-	6,02	3412,913	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P15	1327	6,25	-	-	-	-	-	6,25	3543,307	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P16	1427	6,57	6,22	-	-	-	-	6,22	3526,299	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
P17	1527	6,08	-	-	-	-	-	6,08	3446,929	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Install Pipe Support & Repainting
Road Crossing Pada jarak 1567 m														-
P18	1627	6,16	6,08	6,14	6,18	-	-	6,08	3446,929	-	-	-	Pipe 4" Good Condition	Repainting
Completed to Manifold SPNKL														-

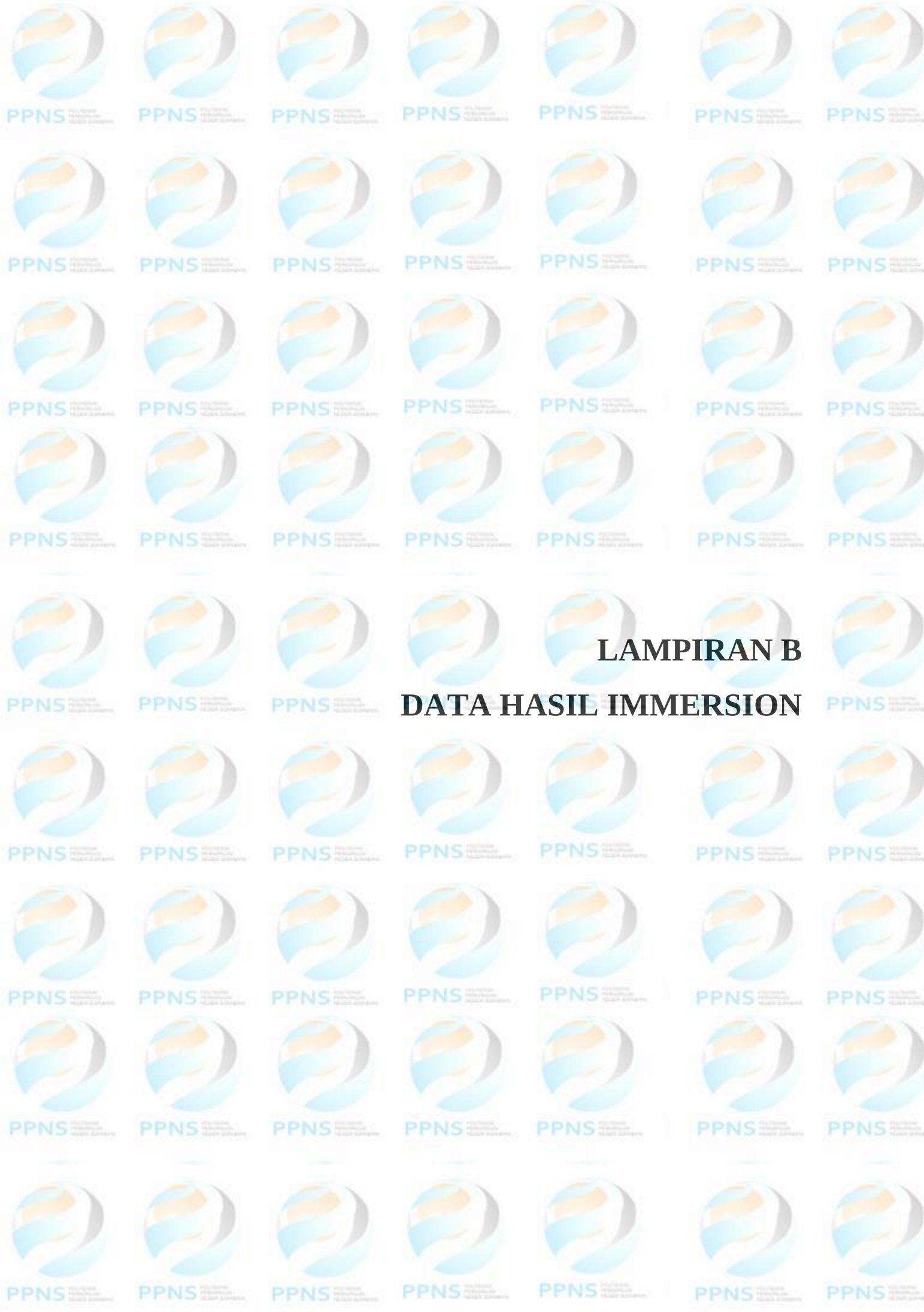
Note : GV Gate valve BV Ball Valve Klasifikasi temuan : ■ Resiko tinggi
 CV Check valve OV Global Valve ■ Resiko sedang
 F Flange RF Reduce Flange ■ Resiko rendah
 L Elbow BF Blind Flange
 T Tee CL Clamp
 EXP Expander
 RDC Reducer

Disiapkan Oleh,
 PT. RADIANT UTAMA INTERINSCO.Tbk

Direview oleh,
 PERTAMINA EP

A Maulana

M Imaduddin



LAMPIRAN B
DATA HASIL IMMERSION

LAMPIRAN B

DATA HASIL IMMERSION TEST

Nama : Arizal Agung Prabowo

NRP : 0816040041

Data hasil pengujian immersion yang dilakukan di lab D3 Teknik Kimia ITS

NO	Nomer Spesimen	Variasi	pH	Suhu	Berat Sebelum (gr)	Berat Sesudah (gr)	Thickness (mm)
1	1	Painting	4,5	30	52,760	52,697	5,99
2	1R		4,5	30	53,493	53,421	6,01
3	2		4,5	40	55,650	55,563	6,00
4	2R		4,5	40	58,942	58,877	6,02
5	3		4,5	50	52,433	52,352	6,01
6	3R		4,5	50	50,686	50,597	6,00
7	4		5,5	30	50,041	49,976	6,00
8	4R		5,5	30	50,666	50,602	6,00
9	5		5,5	40	60,380	60,315	5,99
10	5R		5,5	40	56,985	56,912	6,00
11	6		5,5	50	55,912	55,838	6,01
12	6R		5,5	50	53,127	53,059	6,01
13	7		6,5	30	48,670	48,609	6,03
14	7R		6,5	30	51,523	51,46	6,01
15	8		6,5	40	53,986	53,912	6,01
16	8R		6,5	40	54,319	54,255	5,99
17	9		6,5	50	54,095	54,015	6,01
18	9R		6,5	50	53,216	53,147	6,00
19	10	Painting + Wrapping	4,5	30	57,947	57,894	6,02
20	10R		4,5	30	56,953	56,906	6,01
21	11		4,5	40	51,208	51,154	6,00
22	11R		4,5	40	57,224	57,174	6,00
23	12		4,5	50	52,784	52,73	6,00
24	12R		4,5	50	52,686	52,634	5,99
25	13		5,5	30	50,790	50,742	6,00
26	13R		5,5	30	58,004	57,955	6,01
27	14		5,5	40	61,286	61,233	6,01
28	14R		5,5	40	60,241	60,192	6,03
29	15		5,5	50	61,227	61,172	6,01
30	15R		5,5	50	58,160	58,111	6,01
31	16		6,5	30	53,084	53,037	5,99
32	16R		6,5	30	56,788	56,744	6,01
33	17		6,5	40	51,393	51,343	6,00
34	17R		6,5	40	60,424	60,379	6,02
35	18		6,5	50	52,520	52,47	5,98
36	18R		6,5	50	63,326	63,273	6,00
37	19		4,5	30	50,159	50,1	6,00

38	19R	Anoda	4,5	30	56,377	56,32	6,00
39	20		4,5	40	49,139	49,079	5,99
40	20R		4,5	40	52,134	52,075	6,00
41	21		4,5	50	51,628	51,567	6,01
42	21R		4,5	50	54,690	54,629	6,01
43	22		5,5	30	51,461	51,409	6,03
44	22R		5,5	30	49,500	49,44	6,01
45	23		5,5	40	54,390	54,335	6,01
46	23R		5,5	40	61,499	61,44	5,99
47	24		5,5	50	54,997	54,935	6,01
48	24R		5,5	50	54,218	54,163	6,00
49	25		6,5	30	52,512	52,457	5,98
50	25R		6,5	30	51,104	51,051	6,01
51	26		6,5	40	52,347	52,291	6,00
52	26R		6,5	40	51,911	51,853	6,00
53	27		6,5	50	52,910	52,851	6,00
54	27R		6,5	50	49,709	49,651	5,99

NOTE : Larutan HNO_3 tidak bisa dipanaskan diatas suhu ruangan karena akan bereaksi menjadi gas beracun.

Surabaya, 24 Juli 2020

Kepala Labratorium,



Muhammad Efendi

NIP. 196605132007011001



LAMPIRAN C

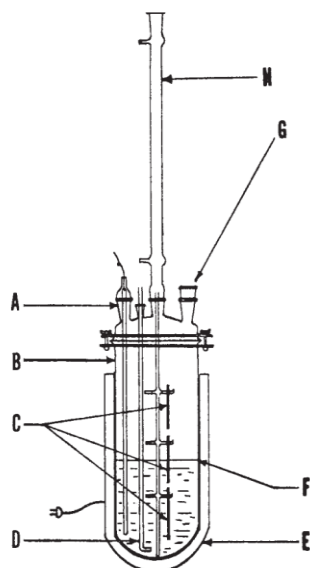
DATA PENDUKUNG



LAMPIRAN C

DATA PENDUKUNG

G 31 – 72 (2004)



NOTE 1—The flask can be used as a versatile and convenient apparatus to conduct simple immersion tests. Configuration of top to flask is such that more sophisticated apparatus can be added as required by the specific test being conducted. A = thermowell, B = resin flask, C = specimens hung on supporting device, D = air inlet, E = heating mantle, F = liquid interface, G = opening in flask for additional apparatus that may be required, and H = reflux condenser.

FIG. 1 Typical Resin Flask

5.2.4 In more complex tests, provisions might be needed for continuous flow or replenishment of the corrosive liquid, while simultaneously maintaining a controlled atmosphere.

6. Sampling

6.1 The bulk sampling of products is outside the scope of this practice.

7. Test Specimen

7.1 In laboratory tests, uniform corrosion rates of duplicate specimens are usually within $\pm 10\%$ under the same test conditions. Occasional exceptions, in which a large difference is observed, can occur under conditions of borderline passivity of metals or alloys that depend on a passive film for their resistance to corrosion. Therefore, at least duplicate specimens should normally be exposed in each test.

7.2 If the effects of corrosion are to be determined by changes in mechanical properties, untested duplicate specimens should be preserved in a noncorrosive environment at the same temperature as the test environment for comparison with the corroded specimens. The mechanical property commonly used for comparison is the tensile strength. Measurement of percent elongation is a useful index of embrittlement. The procedures for determining these values are shown in detail in Test Methods E 8.

7.3 The size and shape of specimens will vary with the purpose of the test, nature of the materials, and apparatus used. A large surface-to-mass ratio and a small ratio of edge area to total area are desirable. These ratios can be achieved through the use of square or circular specimens of minimum thickness. Masking may also be used to achieve the desired area ratios but may cause crevice corrosion problems. Circular specimens should preferably be cut from sheet and not bar stock, to minimize the exposed end grain. Special coupons (for example, sections of welded tubing) may be employed for specific purposes.

7.3.1 A circular specimen of about 38-mm (1.5-in.) diameter is a convenient shape for laboratory corrosion tests. With a thickness of approximately 3 mm (0.125-in.) and an 8-mm ($\frac{5}{16}$ -in.) or 11-mm ($\frac{7}{16}$ -in.) diameter hole for mounting, these specimens will readily pass through a 45/50 ground-glass joint of a distillation kettle. The total surface area of a circular specimen is given by the following equation:

$$A = \pi/2(D^2 - d^2) + \pi D + \pi d \quad (1)$$

where:

t = thickness,

D = diameter of the specimen, and

d = diameter of the mounting hole.

7.3.1.1 If the hole is completely covered by the mounting support, the last term (πd) in the equation is omitted.

7.3.2 Strip coupons 50 by 25 by 1.6 or 3 mm (2 by 1 by $\frac{1}{16}$ or $\frac{1}{8}$ in.) may be preferred as corrosion specimens, particularly if interface or liquid line effects are to be studied by the laboratory tests (see Fig. 1), but the evaluation of such specific effects are beyond the scope of this practice.

7.3.3 All specimens should be measured carefully to permit accurate calculation of the exposed areas. A geometric area calculation accurate to $\pm 1\%$ is usually adequate.

7.4 More uniform results may be expected if a substantial layer of metal is removed from the specimens to eliminate variations in condition of the original metallic surface. This can be done by chemical treatment (pickling), electrolytic removal, or by grinding with a coarse abrasive paper or cloth such as No. 50, using care not to work harden the surface (see section 5.7). At least 0.0025 mm (0.0001 in.) or 0.0155 to 0.0233 mg/mm² (10 to 15 mg/in.²) should be removed. (If clad alloy specimens are to be used, special attention must be given to ensure that excessive metal is not removed.) After final preparation of the specimen surface, the specimens should be stored in a desiccator until exposure, if they are not used immediately. In special cases (for example, for aluminum and certain copper alloys), a minimum of 24 h storage in a desiccator is recommended. The choice of a specific treatment must be considered on the basis of the alloy to be tested and the reasons for testing. A commercial surface may sometimes yield the most significant results. Too much surface preparation may remove segregated elements, surface contamination, and so forth, and therefore not be representative.

7.5 Exposure of sheared edges should be avoided unless the purpose of the test is to study effects of the shearing operation. It may be desirable to test a surface representative of the material and metallurgical conditions used in practice.

10.2 After the specimens have been reweighed, they should be examined carefully for the presence of any pits. If there are any pits, the average and maximum depths of pits are determined with a pit gage or a calibrated microscope which can be focused first on the edges and then on the bottoms of the pits. The degree of lateral spreading of pits may also be noted.

10.2.1 Pit depths should be reported in millimetres or thousandths of an inch for the test period and not interpolated or extrapolated to millimetres per year, thousandths of an inch per year, or any other arbitrary period because rarely, if ever, is the rate of initiation or propagation of pits uniform.

10.2.2 The size, shape, and distribution of pits should be noted. A distinction should be made between those occurring underneath the supporting devices (concentration cells) and those on the surfaces that were freely exposed to the test solution (see Guide G 46).

10.3 If the material being tested is suspected of being subject to dealloying forms of corrosion such as dezincification or to intergranular attack, a cross section of the specimen should be microscopically examined for evidence of such attack.

10.4 The specimen may be subjected to simple bending tests to determine whether any embrittlement attack has occurred.

10.5 It may be desirable to make quantitative mechanical tests, comparing the exposed specimens with uncorroded specimens reserved for the purpose, as described in 7.2.

11. Calculating Corrosion Rates

11.1 Calculating corrosion rates requires several pieces of information and several assumptions:

11.1.1 The use of corrosion rates implies that all mass loss has been due to general corrosion and not to localized corrosion, such as pitting or intergranular corrosion of sensitized areas on welded coupons. Localized corrosion is reported separately.

11.1.2 The use of corrosion rates also implies that the material has not been internally attacked as by dezincification or intergranular corrosion.

11.1.3 Internal attack can be expressed as a corrosion rate if desired. However, the calculations must not be based on mass loss (except in qualification tests such as Practices A 262), which is usually small but on microsections which show depth of attack.

11.2 Assuming that localized or internal corrosion is not present or is recorded separately in the report, the average corrosion rate can be calculated by the following equation:

$$\text{Corrosion rate} = (K \times W)/(A \times T \times D) \quad (3)$$

where:

K = a constant (see below)

T = time of exposure in hours to the nearest 0.01 h,

A = area in cm^2 to the nearest 0.01 cm^2 ,

W = mass loss in g, to nearest 1 mg (corrected for any loss during cleaning (see 9.4)), and

D = density in g/cm^3 , (see Appendix X1 of Practice G 1).

11.2.1 Many different units are used to express corrosion rates. Using the above units for T , A , W , and D , the corrosion rate can be calculated in a variety of units with the following appropriate value of K :

Corrosion Rate Units Desired	Constant (K) in Corrosion Rate Equation
mils per year (mpy)	3.45×10^6
inches per year (ipy)	3.45×10^3
inches per month (ipm)	2.87×10^2
millimetres per year (mm/y)	8.76×10^4
micrometres per year ($\mu\text{m}/\text{y}$)	8.76×10^7
picometres per second (pm/s)	2.78×10^9
grams per square metre per hour ($\text{g}/\text{m}^2\text{-h}$)	$1.00 \times 10^4 \times D^A$
milligrams per square decimetre per day (mdd)	$2.40 \times 10^6 \times D^A$
micrograms per square metre per second ($\mu\text{g}/\text{m}^2\text{-s}$)	$2.78 \times 10^9 \times D^A$

^A Density is not needed to calculate the corrosion rate in these units. The density in the constant K cancels out the density in the corrosion rate equation.

NOTE 1—If desired, these constants may also be used to convert corrosion rates from one set of units to another. To convert a corrosion rate in units X to a rate of units Y , multiply by K_Y/K_X for example:

$$\begin{aligned} 15 \text{ mpy} &= 15 \times [(2.78 \times 10^6)/(3.45 \times 10^6)] \text{ pm/s} \\ &= 12.1 \text{ pm/s} \end{aligned} \quad (4)$$

12. Report

12.1 The importance of reporting all data as completely as possible cannot be overemphasized.

12.2 Expansion of the testing program in the future or correlating the results with tests of other investigators will be possible only if all pertinent information is properly recorded.

12.3 The following checklist is a recommended guide for reporting all important information and data.

12.3.1 Corrosive media and concentration (any changes during test).

12.3.2 Volume of test solution.

12.3.3 Temperature (maximum, minimum, average).

12.3.4 Aeration (describe conditions or technique).

12.3.5 Agitation (describe conditions or technique).

12.3.6 Type of apparatus used for test.

12.3.7 Duration of each test.

12.3.8 Chemical composition or trade name of metals tested.

12.3.9 Form and metallurgical conditions of specimens.

12.3.10 Exact size, shape, and area of specimens.

12.3.11 Treatment used to prepare specimens for test.

12.3.12 Number of specimens of each material tested, and whether specimens were tested separately or which specimens tested in the same container.

12.3.13 Method used to clean specimens after exposure and the extent of any error expected by this treatment.

12.3.14 Initial and final masses and actual mass losses for each specimen.

12.3.15 Evaluation of attack if other than general, such as crevice corrosion under support rod, pit depth and distribution, and results of microscopical examination or bend tests.

12.3.16 Corrosion rates for each specimen.

APPENDIX

(Nonmandatory Information)

X1. DENSITIES FOR A VARIETY OF METALS AND ALLOYS

TABLE X1.1 DENSITIES FOR A VARIETY OF METALS AND ALLOYS

NOTE 1—All UNS numbers that include the letter X indicate a series of numbers under one category.

NOTE 2—An asterisk indicates that a UNS number not available.

Aluminum Alloys		
UNS Number	Alloy	Density g/cm ³
A91100	1100	2.71
A91199	1199	2.70
A92024	2024	2.78
A92219	2219	2.84
A93003	3003	2.73
A93004	3004	2.72
A95005	5005	2.70
A95050	5050	2.69
A95052	5052	2.68
A95083	5083	2.66
A95086	5086	2.66
A95154	5154	2.66
A95357	5357	2.69
A95454	5454	2.69
A95456	5456	2.66
A96061	6061	2.70
*	6062	2.70
A96070	6070	2.71
A96101	6101	2.70
A97075	7075	2.81
A97079	7079	2.75
A97178	7178	2.83
Stainless Steels		
S20100	Type 201	7.94
S20200	Type 202	7.94
S30200	Type 302	7.94
S30400	Type 304	7.94
S30403	Type 304L	7.94
S30900	Type 309	7.98
S31000	Type 310	7.98
S31100	Type 311	7.98
S31600	Type 316	7.98
S31603	Type 316L	7.98
S31700	Type 317	7.98
S32100	Type 321	7.94
S32900	Type 329	7.98
N08330	Type 330	7.98
S34700	Type 347	8.03
S41000	Type 410	7.70
S43000	Type 430	7.72
S44600	Type 446	7.65
S50200	Type 502	7.82
Other Ferrous Metals		
F1XXXX	Gray cast iron	7.20
GXXXXX-KXXXXX	Carbon steel	7.86

TABLE X1.1 Continued

Aluminum Alloys		
UNS Number	Alloy	Density g/cm ³
KXXXXX	Silicon iron	7.00
*	Low alloy steels	7.85
Copper Alloys		
C38600	Copper	8.94
C23000	Red brass 230	8.75
C26000	Cartridge brass 260	8.52
C28000	Muntz metal 280	8.39
*	Admiralty 442	8.52
C44300	Admiralty 443	8.52
C44400	Admiralty 444	8.52
C44500	Admiralty 445	8.52
C68700	Aluminum brass 687	8.33
C22000	Commercial bronze 220	8.80
C60800	Aluminum bronze, 5 % 608	8.16
*	Aluminum bronze, 8 % 612	7.78
*	Composition M	8.45
*	Composition G	8.77
C51000	Phosphor bronze, 5 % 510	8.86
C52400	Phosphor bronze, 10 % 524	8.77
*	85-5-5-5	8.80
C65500	Silicon bronze 655	8.52
C70600	Copper nickel 706	8.94
C71000	Copper nickel 710	8.94
C71500	Copper nickel 715	8.94
C75200	Nickel silver 752	8.75
Lead		
L53305-53405	Antimonial	10.80
L5XXXX	Chemical	11.33
Nickel Alloys		
N02200	Nickel 200	8.89
N04400	Nickel copper 400	8.84
N06600	Nickel chromium iron alloy 600	8.51
N06625	Nickel chromium molybdenum alloy 625	8.14
N08825	Iron nickel chromium alloy 825	8.14
N08020	Iron nickel chromium alloy 20 Cb-3	8.08
*	Iron nickel chromium cast alloy 20	8.02
N10665	Nickel molybdenum alloy B2	9.2
N10276	Nickel chromium molybdenum alloy	8.8
C-276		
N06985	Nickel chromium molybdenum alloy G-3	8.3
Other Metals		
M1XXXX	Magnesium	1.74
R03600	Molybdenum	10.22
P04980	Platinum	21.45
P07016	Silver	10.49
R05200	Tantalum	16.60
L13002	Tin	7.30
R50250	Titanium	4.54
Z13001	Zinc	7.13
R60001	Zirconium	6.53

The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.

This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.

Refer to API 576 for additional information on PRD pop test results and investigations.

7 Inspection Data Evaluation, Analysis, and Recording

7.1 Corrosion Rate Determination

7.1.1 General

The owner/user may use either the Point-to-Point analysis method or a statistical analysis method, or a combination of both, to determine the long term or short time corrosion rates.

7.1.2 Point-to-Point Method

The Long Term (LT) corrosion rate of an individual CML shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time (years) between } t_{\text{initial}} \text{ and } t_{\text{actual}}} \quad (1)$$

The Short Term (ST) corrosion rate of an individual CML shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (ST)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time (years) between } t_{\text{previous}} \text{ and } t_{\text{actual}}}$$

where

t_{initial} is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as t_{actual} measured at initial installation or at the commencement of a new corrosion rate environment;

t_{previous} is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as t_{actual} measured during one or more previous inspections.

LT and ST corrosion rates should be compared to see which results in the shortest remaining life as part of the data assessment. The authorized inspector, in consultation with a corrosion specialist, shall select the corrosion rate that best reflects the current process (see 6.3.3 for inspection interval determination).

7.1.3 Statistical Analysis Method

The Owner–User may elect to use a statistical analysis method (e.g. probability plots or related tools) to establish a representative corrosion, remaining life estimate and/or re-inspection date. Any statistical approach shall be documented. Care shall be taken to ensure that the statistical treatment of data results reflects a reasonably conservative representation of the various pipe components within the circuit. Statistical analysis employing point measurements is not applicable to piping circuits with significant localized unpredictable corrosion mechanisms (See additional notes and statistical analysis in 6.5). There are many statistical tools that can be employed once Piping Circuits have been properly established. While such calculations offer a convenient means to numerically summarize Circuit data, it is often the combination of descriptive statistics plus data visualization through statistical plots that provide the most useful results.

See API 574 for additional discussion on statistical analysis methods.

7.2 Remaining Life Calculations

The remaining life shall be calculated from the following formula:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate [inches (mm) per year]}} \quad (2)$$


B31.3 - Pipe Design

Retirement Thickness

The Formula

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)} \quad 304.1.2$$

P = design pressure (psig)
D = outside diameter (inch) see API 574 Table
S = allowable stress (psi)
E = quality factor
Y = coefficient from Table 304.1.1



Thickness Terms

Thickness terms have not been standardized throughout different codes. As a result, the terms used can be very confusing.

1. **Retirement Thickness** (this term is not used in code). The minimum thickness allowed. If the component is below this thickness, the component should be repaired or replaced.
 - In B31.3 this is called “pressure design thickness”
 - In API 570 this is called “required thickness”
 - Many call it “minimum thickness” or “t-min”
2. **Retirement Thickness plus Corrosion Allowance** When ordering new pipe, you always need to add the appropriate corrosion allowance
 - In B31.3 this is called “minimum required thickness”



Coefficient Y

This factor is given in B31.3 Table 304.1.1. This factor produces a very minor affect on the calculated thickness. Generally it reduces the retirement thickness by about 1%. **The Coefficient Y for all our calculations will be 0.4.**

Table 1—Nominal Pipe Sizes (NPSs), Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Steel Pipe

Pipe Size (NPS)	Pipe Size DN	Actual OD in.	Actual OD mm	Schedule	Weight Class	Approximate ID in.	Approximate ID mm	Nominal Thickness in.	Nominal Thickness mm
1/8	6	0.405	10.3	40	STD	0.269	6.84	0.068	1.73
				80	XS	0.215	5.48	0.095	2.41
1/4	8	0.540	13.7	40	STD	0.364	9.22	0.088	2.24
				80	XS	0.302	7.66	0.119	3.02
3/8	10	0.675	17.1	40	STD	0.493	12.48	0.091	2.31
				80	XS	0.423	10.7	0.126	3.20
1/2	15	0.840	21.3	40	STD	0.622	15.76	0.109	2.77
				80	XS	0.546	13.84	0.147	3.73
				160		0.464	11.74	0.188	4.78
				—	XXS	0.252	6.36	0.294	7.47
3/4	20	1.050	26.7	40	STD	0.824	20.96	0.113	2.87
				80	XS	0.742	18.88	0.154	3.91
				160		0.612	15.58	0.219	5.56
				—	XXS	0.434	11.06	0.308	7.82
1	25	1.315	33.4	40	STD	1.049	26.64	0.133	3.38
				80	XS	0.957	24.3	0.179	4.55
				160		0.815	20.7	0.250	6.35
				—	XXS	0.599	15.22	0.358	9.09
1 1/4	32	1.660	42.2	40	STD	1.380	35.08	0.140	3.56
				80	XS	1.278	32.5	0.191	4.85
				160		1.160	29.5	0.250	6.35
				—	XXS	0.896	22.8	0.382	9.70
1 1/2	40	1.900	48.3	40	STD	1.610	40.94	0.145	3.68
				80	XS	1.500	38.14	0.200	5.08
				160		1.338	34.02	0.281	7.14
				—	XXS	1.100	28	0.400	10.15
2	50	2.375	60.3	40	STD	2.067	52.48	0.154	3.91
				80	XS	1.939	49.22	0.218	5.54
				160		1.687	42.82	0.344	8.74
				—	XXS	1.503	38.16	0.436	11.07
2 1/2	65	2.875	73.0	40	STD	2.469	62.68	0.203	5.16
				80	XS	2.323	58.98	0.276	7.01
				160		2.125	53.94	0.375	9.53
				—	XXS	1.771	44.96	0.552	14.02
3	80	3.500	88.9	40	STD	3.068	77.92	0.216	5.49
				80	XS	2.900	73.66	0.300	7.62
				160		2.624	66.64	0.438	11.13
				—	XXS	2.300	58.42	0.600	15.24
3 1/2	90	4.000	101.6	40	STD	3.548	90.12	0.226	5.74
				80	XS	3.364	85.44	0.318	8.08
4	100	4.500	114.3	40	STD	4.026	102.26	0.237	6.02
				80	XS	3.826	97.18	0.337	8.56
				120		3.624	92.04	0.438	11.13
				160		3.438	87.32	0.531	13.49
				—	XXS	3.152	80.06	0.674	17.12

Copyright American Petroleum Institute
 Provided by IHS under license with API
 No reproduction or networking permitted without license from IHS

(14) **Table A-1 Basic Allowable Stresses in Tension for Metals (Cont'd)**
 Numbers in Parentheses Refer to Notes for Appendix A Tables; Specifications Are ASTM Unless Otherwise Indicated

Material	Spec. No.	Type/ Grade	UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size, in.	P-No. (5)	Notes	Min. Temp., °F (6)	Specified Min. Strength, ksi		Min. Temp.			
									Tensile	Yield	to 100	200	300	
Carbon Steel														
Pipes and Tubes (2)														
A285 Gr. A	A134	...	...	...	...	1	(8b)(57)	B	45	24	15.0	14.7	14.2	
A285 Gr. A	A672	A45	K01700	...	...	1	(57)(59)(67)	B	45	24	15.0	14.7	14.2	
Butt weld	API 5L	A25	...	...	...	1	(8a)(77)	-20	B	45	25	15.0	15.0	14.7
Smls & ERW	API 5L	A25	...	...	...	1	(57)(59)(77)	B	45	25	15.0	15.0	14.7	
...	A179	...	K01200	...	...	1	(57)(59)	-20	47	26	15.7	15.7	15.3	
Type F	A53	A	K02504	...	...	1	(8a)	20	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A139	A	...	...	...	1	(8b)	A	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A587	...	K11500	...	...	1	(57)(59)	-20	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A53	A	K02504	...	...	1	(57)(59)	B	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A106	A	K02501	...	...	1	(57)	B	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A135	A	...	...	...	1	(57)(59)	B	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	A369	FPA	K02501	...	...	1	(57)	B	48	30	16.0	16.0	16.0	
...	API 5L	A	...	...	...	1	(57)(59)(77)	B	48	30	16.0	16.0	16.0	
A285 Gr. B	A134	...	...	...	...	1	(8b)(57)	B	50	27	16.7	16.5	15.9	
A285 Gr. B	A672	A50	K02200	...	...	1	(57)(59)(67)	B	50	27	16.7	16.5	15.9	
A285 Gr. C	A134	...	...	...	...	1	(8b)(57)	A	55	30	18.3	18.3	17.7	
...	A524	II	K02104	...	...	1	(57)	-20	55	30	18.3	18.3	17.7	
...	A333	1	K03008	...	...	1	(57)(59)	-50	55	30	18.3	18.3	17.7	
...	A334	1	K03008	...	...	1	(57)(59)	-50	55	30	18.3	18.3	17.7	
A285 Gr. C	A671	CA55	K02801	...	...	1	(59)(67)	A	55	30	18.3	18.3	17.7	
A285 Gr. C	A672	A55	K02801	...	...	1	(57)(59)(67)	A	55	30	18.3	18.3	17.7	
A516 Gr. 55	A672	C55	K01800	...	...	1	(57)(67)	C	55	30	18.3	18.3	17.7	
A516 Gr. 60	A671	CC60	K02100	...	...	1	(57)(67)	C	60	32	20.0	19.5	18.9	
A515 Gr. 60	A671	CB60	K02401	...	...	1	(57)(67)	B	60	32	20.0	19.5	18.9	
A515 Gr. 60	A672	B60	K02401	...	...	1	(57)(67)	B	60	32	20.0	19.5	18.9	
A516 Gr. 60	A672	C60	K02100	...	...	1	(57)(67)	C	60	32	20.0	19.5	18.9	
...	A139	B	K03003	...	...	1	(8b)	A	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A135	B	K03018	...	...	1	(57)(59)	B	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A524	I	K02104	...	...	1	(57)	-20	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A53	B	K03005	...	...	1	(57)(59)	B	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A106	B	K03006	...	...	1	(57)	B	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A333	6	K03006	...	...	1	(57)	-50	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A334	6	K03006	...	...	1	(57)	-50	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A369	FPB	K03006	...	...	1	(57)	-20	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	A381	Y35	...	...	...	1	...	A	60	35	20.0	20.0	20.0	
...	API 5L	B	...	...	...	1	(57)(59)(77)	B	60	35	20.0	20.0	20.0	

(14) Table 302.3.3C Increased Casting Quality Factors, E_c

Supplementary Examination in Accordance With Note(s)	Factor, E_c
(1)	0.85
(2)(a) or (2)(b)	0.85
(3)(a) or (3)(b)	0.95
(1) and (2)(a) or (2)(b)	0.90
(1) and (3)(a) or (3)(b)	1.00
(2)(a) or (2)(b) and (3)(a) or (3)(b)	1.00

GENERAL NOTE: Titles of standards referenced in this Table's Notes are as follows:

ASME B46.1	Surface Texture (Surface Roughness, Waviness and Lay)
ASTM E94	Guide for Radiographic Examination
ASTM E114	Practice for Ultrasonic Pulse-Echo Straight-Beam Contact Testing
ASTM E125	Reference Photographs for Magnetic Particle Indications on Ferrous Castings
ASTM E165	Practice for Liquid Penetrant Examination for General Industry
ASTM E709	Guide for Magnetic Particle Testing
MSS SP-53	Quality Standard for Steel Castings and Forgings for Valves, Flanges and Fittings and Other Piping Components — Magnetic Particle Examination Method
MSS SP-93	Quality Standard for Steel Castings and Forgings for Valves, Flanges, Fittings, and Other Piping Components — Liquid Penetrant Examination Method

NOTES:

- (1) Machine all surfaces to a finish of $6.3 \mu\text{m } R_a$ (250 $\mu\text{in. } R_a$) in accordance with ASME B46.1, thus increasing the effectiveness of surface examination.
- (2) (a) Examine all surfaces of each casting (ferromagnetic material only) by the magnetic particle method in accordance with ASTM E709. Judge acceptability in accordance with MSS SP-53, Table 1.
(b) Examine all surfaces of each casting by the liquid penetrant method, in accordance with ASTM E165. Judge acceptability in accordance with SP-93, Table 1.
- (3) (a) Fully examine each casting ultrasonically in accordance with ASTM E114, accepting a casting only if there is no evidence of depth of defects in excess of 5% of wall thickness.
(b) Fully radiograph each casting in accordance with ASTM E94. Judge in accordance with the stated acceptance levels in Table 302.3.3D.

302.3.4 Weld Joint Quality Factor, E_j

(a) *Basic Quality Factors.* The weld joint quality factors, E_j , tabulated in Table A-1B are basic factors for straight or spiral (helical seam) welded joints for pressure-containing components as shown in Table 302.3.4.

(b) *Increased Quality Factors.* Table 302.3.4 also indicates higher joint quality factors that may be substituted for those in Table A-1B for certain kinds of welds if additional examination is performed beyond that required by the product specification.

Table 302.3.3D Acceptance Levels for Castings

Material Examined Thickness, T	Applicable Standard	Acceptance Level (or Class)	Acceptable Discontinuities
Steel $T \leq 25 \text{ mm}$ (1 in.)	ASTM E446	1	Types A, B, C
Steel $T > 25 \text{ mm}$, $\leq 51 \text{ mm}$ (2 in.)	ASTM E446	2	Types A, B, C
Steel $T > 51 \text{ mm}$, $\leq 114 \text{ mm}$ (4½ in.)	ASTM E186	2	Categories A, B, C
Steel $T > 114 \text{ mm}$, $\leq 305 \text{ mm}$ (12 in.)	ASTM E280	2	Categories A, B, C
Aluminum & magnesium	ASTM E155	...	Shown in reference radiographs
Copper, Ni-Cu	ASTM E272	2	Codes A, Ba, Bb
Bronze	ASTM E310	2	Codes A and B

GENERAL NOTE: Titles of ASTM standards referenced in this Table are as follows:

E155	Reference Radiographs for Inspection of Aluminum and Magnesium Castings
E186	Reference Radiographs for Heavy-Walled (2 to 4½-in. [51 to 114-mm]) Steel Castings
E272	Reference Radiographs for High-Strength Copper-Base and Nickel-Copper Castings
E280	Reference Radiographs for Heavy-Walled (4½ to 12-in. [114 to 305-mm]) Steel Castings
E310	Reference Radiographs for Tin Bronze Castings
E446	Reference Radiographs for Steel Castings Up to 2 in. (51 mm) in Thickness

302.3.5 Limits of Calculated Stresses Due to Sustained Loads and Displacement Strains (14)

(a) *Internal Pressure Stresses.* Stresses due to internal pressure shall be considered safe when the wall thickness of the piping component, including any reinforcement, meets the requirements of para. 304.

(b) *External Pressure Stresses.* Stresses due to external pressure shall be considered safe when the wall thickness of the piping component, and its means of stiffening, meet the requirements of para. 304.

(c) *Stresses Due to Sustained Loads, S_L .* The sum of the longitudinal stresses due to sustained loads, S_L , e.g., the pressure and weight in any component in a piping system (see para. 320), shall not exceed S_b , where S_b is taken from Table A-1 at the metal temperature of the operating condition being considered.

(d) *Allowable Displacement Stress Range, S_A .* The computed displacement stress range, S_E , in a piping system

6.3.8 For bare steel surfaces buried in sediments, a design current density (initial/final and average) of 0.020 A/m² is recommended irrespective of geographical location and depth.

Guidance note:

In the uppermost layer of seabed sediments, bacterial activity may be the primary factor determining the CP current demand. Further down into sediments, the current will be related to hydrogen evolution.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

6.3.9 For piping and other components heated by an internal fluid, the design current densities as specified in Tables 10-1 and 10-2 shall be increased by 0.001 A/m² for each °C that the metal/environment interface is assumed to exceed 25°C. For single wall conduits this temperature shall be assumed to be equal to the temperature of the internal fluid.

Guidance note:

The additional CP current density is to account for increased convective and diffusive mass transfer of oxygen induced by heat transfer.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

6.3.10 The design current densities in Tables 10-1 and 10-2 shall also apply for surfaces of any stainless steel or non-ferrous components of a CP-system which includes components in C-steel or low-alloy steel. For calculation of anode current output according to 7.8.2, a protective potential of -0.80 V shall then also apply for these materials.

6.3.11 For aluminium components, or those coated with either aluminium or zinc, a design current density of 0.010 A/m² is recommended for initial/final as well as mean values. For internally heated components, the design current density shall be increased by 0.0002 A/m² for each °C that the metal /seawater is assumed to exceed 25°C.

6.3.12 For cathodic protection of concrete reinforcing steel and other concrete embedded steel components associated with offshore structures, the design current densities in Table 10-3 of Annex A are recommended. For seawater filled concrete shafts, cathodic protection should be provided from both sides. For external protection of shafts that are normally empty, the design current densities in Table 10-3 shall be multiplied with a factor of 1.5.

Guidance note:

The cathodic current density of steel embedded in concrete is mainly controlled by reduction of oxygen. In the splash zone and in internal dry compartments, oxygen is transported by capillary action of pore water, driven by evaporation at the atmospheric surface. Hence, the cathodic current density will be dependent on the exposure conditions (i.e. distance to atmospheric exposure of concrete) and ambient temperature.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

6.3.13 When the actual reinforcing steel surface area (in m²) to reinforced concrete volume (in m³) ratio B exceeds 5, an adjustment factor 5/B may be applied to the design current densities in Table 10-3

6.4 Coating Breakdown Factors for CP Design

6.4.1 The coating breakdown factor, f_c , describes the anticipated reduction in cathodic current density due to the application of an electrically insulating coating. When $f_c = 0$, the coating is 100% electrically insulating, thus decreasing the cathodic current density to zero. $f_c = 1$ means that the coating has no current reducing properties.

Guidance note:

The coating breakdown factor should not be confused with coating degradation as apparent by visual examination. A coating showing extensive blistering may still retain good electrically insulating properties. Conversely, an apparently perfect coated surface may allow a significant passage of current.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

6.4.2 The coating breakdown factor is a function of coating properties, operational parameters and time. As a simple engineering approach, f_c can be expressed as:

$$f_c = a + b \cdot t$$

where t (years) is the coating age and a and b are constants that are dependent on coating properties and the environment.

Guidance note:

The effect of marine growth is highest in the upper 30 meters where wave forces may further contribute to coating degradation. Another factor is periodic cleaning of marine growth in this zone.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

7.2 Subdivision of CP Object

7.2.1 In the design of CP systems for large and/or complex objects, it is always convenient to divide the protection object into units to be protected.

7.2.2 The division into units may be based on e.g. depth zones or physical interfaces of the protection object such as retrievable units within a subsea production system.

7.3 Surface Area Calculations

7.3.1 For each CP unit (7.2), surface areas to receive CP shall be calculated separately for surfaces with and without a coating system (see Coating Categories in 6.4.6) and for surfaces affected by other parameters (e.g. surface temperature) which influence the CP current demand.

7.3.2 It is practical to apply some simplification when calculating surface areas for objects with complex geometries. However, it shall be ensured that the overall result of any such simplification is conservative.

Guidance note:

For major surface areas, an accuracy of -5/+10 % is adequate. For smaller components, the required accuracy may be lower depending on whether or not a coating will be applied to such items and to the major surfaces.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

7.3.3 Surface area calculations for each unit shall be documented in the CP design report. Reference shall be made to drawings, including revision numbers.

7.3.4 Contractor shall make sure that all items affecting CP current demand are included in the surface area calculations. This may include various types of outfitting to be installed by different contractors.

Guidance note:

For subsea production systems, production control equipment is typically manufactured from uncoated stainless steel (piping components, couplings, connectors, cable trays, etc.) which constitutes a significant current demand. ROV override components are also often manufactured from stainless steel without a coating. Moreover, some components like valve blocks and hydraulic cylinders may have coating applied directly to machined surfaces, increasing the coating breakdown factor to be used for design (6.4.6).

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

7.4 Current Demand Calculations

7.4.1 To calculate the current demand, I_c (A), to provide adequate polarizing capacity (6.3.1-6.3.4) and to maintain cathodic protection during the design life (6.3.5), the individual surface areas, A_c (m²), of each CP unit shall be calculated according to (7.2) and multiplied by the relevant design current density, i_c (A/m²), and the coating breakdown factor, f_c , if applicable:

$$I_c = A_c \cdot i_c \cdot f_c \quad (1)$$

i_c and f_c are then to be selected according to (6.3) and (6.4), respectively.

7.4.2 For items with major surfaces of uncoated metal, the CP current demands for both initial polarization and for polarization at the end of the design life, I_{ci} (A) and I_{cf} (A), respectively, shall be calculated, together with the mean current demand required to maintain cathodic protection throughout the design period, I_{cm} (A). For protection objects with current demand primarily associated with coated surfaces, the initial current demand can be deleted in the design calculations. For future reference, all calculated data shall be documented in the design report.

7.5 Current Drain Calculations

7.5.1 All items which are expected to (or may) become electrically connected to a CP system shall be considered in current drain calculations.

Guidance note:

Complex offshore structures often include temporary or permanent components which are not considered to require CP but will drain current from the CP system (e.g. mooring systems for floating installations) or secondary structural components (e.g. piles and skirts) which can readily tolerate some corrosive wear. Also, metallic materials with intrinsic resistance to corrosion in seawater will still drain current from a CP system.

---e-n-d---of---G-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

7.5.2 Calculations of current drain shall use the design current densities (6.3) and coating breakdown factors (6.4) for items requiring CP. Calculations of surface areas and current demands shall be carried out according to (7.3) and (7.4), respectively.

10. Annex A – Tables and Figures

10.1 Tables and Figures

Table 10-1 Recommended initial and final design current densities (A/m ²) for seawater exposed bare metal surfaces, as a function of depth and 'climatic region' based on surface water temperature (ref. 6.3).								
Depth (m)	'Tropical' (> 20 °C)		'Sub-Tropical' (12- 20 °C)		'Temperate' (7-11 °C)		'Arctic' (< 7 °C)	
	initial	final	initial	final	initial	final	initial	final
0-30	0.150	0.100	0.170	0.110	0.200	0.130	0.250	0.170
>30-100	0.120	0.080	0.140	0.090	0.170	0.110	0.200	0.130
>100-300	0.140	0.090	0.160	0.110	0.190	0.140	0.220	0.170
>300	0.180	0.130	0.200	0.150	0.220	0.170	0.220	0.170

Table 10-2 Recommended mean design current densities (A/m ²) for seawater exposed bare metal surfaces, as a function of depth and 'climatic region' based on surface water temperature (ref. 6.3).				
Depth (m)	'Tropical' (> 20 °C)	'Sub-Tropical' (12- 20 °C)	'Temperate' (7-12 °C)	'Arctic' (< 7 °C)
0-30	0.070	0.080	0.100	0.120
>30-100	0.060	0.070	0.080	0.100
>100-300	0.070	0.080	0.090	0.110
>300	0.090	0.100	0.110	0.110

Table 10-3 Recommended mean design current densities for protection of reinforcing steel (i.e. in concrete structures) as a function of depth and 'climatic region' based on surface water temperature (ref. 6.3.12). The current densities in A/m ² refer to the steel reinforcement surface area, not surface area of concrete.				
Depth (m)	'Tropical' (> 20 °C)	'Sub-Tropical' (12- 20 °C)	'Temperate' (7-12 °C)	'Arctic' (< 7 °C)
0-30	0.0025	0.0015	0.0010	0.0008
>30-100	0.0020	0.0010	0.0008	0.0006
>100	0.0010	0.0008	0.0006	0.0006

Table 10-4 Recommended constants a and b for calculation of paint coating breakdown factors. (Coating Categories are defined in 6.4.6).			
Depth (m)	Recommended a and b values for Coating Categories I, II and III (see 6.4.7)		
	I (a = 0.10) b = 0.10	II (a = 0.05) b = 0.025	III (a = 0.02) b = 0.012
0-30			
>30	b = 0.05	b = 0.015	b = 0.008

Table 10-5 Recommended compositional limits for Al-based and Zn-based anode materials (ref. 6.5).		
Alloying/Impurity Element	Zn-base	Al-base
Zn	rem.	2.5-5.75
Al	0.10-0.50	rem.
In	na	0.015-0.040
Cd	≤ 0.07	≤ 0.002
Si	na	≤ 0.12
Fe	≤ 0.005	≤ 0.09
Cu	≤ 0.005	≤ 0.003
Pb	≤ 0.006	na

Table 10-6 Recommended design electrochemical capacity and design closed circuit potential for anode materials at seawater ambient temperatures (ref. 6.5).			
<i>Anode Material Type</i>	<i>Environment</i>	<i>Electrochemical Capacity (Ah/kg)</i>	<i>Closed Circuit Potential (V)</i>
Al-based	seawater	2,000	-1.05
	sediments	1,500	-0.95
Zn-based	seawater	780	-1.00
	sediments	700	-0.95

Table 10-7 Recommended Anode Resistance Formulae for CP Design Calculations.	
<i>Anode Type</i>	<i>Resistance Formula</i>
Long slender stand-off ^{1) 2)} $L \geq 4r$	$R_a = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \left(\ln \frac{4 \cdot L}{r} - 1 \right)$
Short slender stand-off ^{1) 2)} $L < 4r$	$R_a = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \left[\ln \left(\frac{2L}{r} \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{r}{2L} \right)^2} \right) \right) + \frac{r}{2L} - \sqrt{1 + \left(\frac{r}{2L} \right)^2} \right]$
Long flush mounted ²⁾ $L \geq 4 \cdot \text{width}$ and $L \geq 4 \cdot \text{thickness}$	$R_a = \frac{\rho}{2 \cdot S}$
Short flush-mounted, bracelet and other types	$R_a = \frac{0.315 \cdot \rho}{\sqrt{A}}$
1) The equation is valid for anodes with minimum distance 0.30 m from protection object. For anode-to-object distance less than 0.30 m but minimum 0.15 m the same equation may be applied with a correction factor of 1.3	
2) For non-cylindrical anodes: $r = c / 2 \pi$ where c (m) is the anode cross sectional periphery	

Table 10-8 Recommended Anode Utilisation Factors for CP Design Calculations.	
<i>Anode Type</i>	<i>Anode Utilisation Factor</i>
Long slender stand-off $L \geq 4r$	0.90
Short slender stand-off $L < 4r$	0.85
Long flush mounted $L \geq 4 \text{ width}$ and $L \geq 4 \text{ thickness}$	0.85
Short flush-mounted, bracelet and other types	0.80



LAMPIRAN D
TECHNICAL DATA SHEET

LAMPIRAN D

TECHNICAL DATA SHEET JOTUN PILOT II



Pilot II

Product description

This is a one component oxidatively drying alkyd coating. It has a glossy finish with good gloss retention. To be used as topcoat in atmospheric environments.

Typical use

Recommended as topcoat, and for touch-up purposes.

Marine:

Recommended for engines, topside, deck and superstructure.

Protective:

Suitable for a wide range of industrial structures.

Approvals and certificates

Grain, Newcastle Occupational Health

Food, Compliant with USA, FDA Title 21, Part 175.300 for dry solids

When used as part of an approved scheme, this material has the following certification:

- Low Flame Spread in accordance with EU Directive for Marine Equipment. Approved in accordance with parts 5 and 2 of Annex 1 of IMO 2010 FTP Code, or Parts 5 and 2 of Annex 1 of IMO FTPC when in compliance with IMO 2010 FTP Code Ch. 8

Consult your Jotun representative for details.

Additional certificates and approvals may be available on request.

Other variants available

Pilot II MIO

Refer to separate TDS for each variant.

Colours

according to colour card and Multicolor Industry tinting system (MCI)

Product data

Property	Test/Standard	Description
Solids by volume	ISO 3233	48 ± 2 %
Gloss level (GU 60 °)	ISO 2813	gloss (70-85)
Flash point	ISO 3679 Method 1	36 °C
Density	calculated	1.1 kg/l
VOC-US/Hong Kong	US EPA method 24 (tested) (CARB(SCM)2007, SCAQMD rule 1113, Hong Kong)	420 g/l
VOC-EU	IED (2010/75/EU) (theoretical)	421 g/l
VOC-China	GB/T 23985-2009 (tested)	419 g/l
VOC-Korea	Korea Clean Air Conservation Act (tested) (Max. thinning ratio included)	432 g/l

Date of issue: 26 May 2020

Page: 1/5

This Technical Data Sheet supersedes those previously issued.

The Technical Data Sheet (TDS) is recommended to be read in conjunction with the Safety Data Sheet (SDS) and the Application Guide (AG) for this product. For your nearest local Jotun office, please visit our website at www.jotun.com

Technical Data Sheet

Pilot II



The provided data is typical for factory produced products, subject to slight variation depending on colour.
Gloss description: According to Jotun Performance Coatings' definition.

Film thickness per coat

Typical recommended specification range

Dry film thickness	30	-	50	µm
Wet film thickness	60	-	105	µm
Theoretical spreading rate	16	-	9.6	m ² /l

Surface preparation

To secure lasting adhesion to the subsequent product all surfaces shall be clean, dry and free from any contamination.

Surface preparation summary table

Substrate	Surface preparation	
	Minimum	Recommended
Coated surfaces	Clean, dry and undamaged compatible coating	Clean, dry and undamaged compatible coating

Application

Application methods

The product can be applied by

Spray:	Use air spray or airless spray.
Brush:	Recommended for stripe coating and small areas. Care must be taken to achieve the specified dry film thickness.
Roller:	May be used. Care must be taken to achieve the specified dry film thickness.

Product mixing

Single pack

Date of issue: 26 May 2020

Page: 2/5

This Technical Data Sheet supersedes those previously issued.

The Technical Data Sheet (TDS) is recommended to be read in conjunction with the Safety Data Sheet (SDS) and the Application Guide (AG) for this product. For your nearest local Jotun office, please visit our website at www.jotun.com

Technical Data Sheet

Pilot II



Thinner/Cleaning solvent

Thinner: Jotun Thinner No. 2

Guiding data for airless spray

Nozzle tip (inch/1000): 15-19
Pressure at nozzle (minimum): 150 bar/2100 psi

Drying and Curing time

Substrate temperature	5 °C	10 °C	23 °C	40 °C
Surface (touch) dry	5 h	4 h	3 h	1 h
Walk-on-dry	25 h	14 h	7 h	3 h
Dry to over coat, minimum	36 h	24 h	16 h	12 h

For maximum overcoating intervals, refer to the Application Guide (AG) for this product.

Drying and curing times are determined under controlled temperatures and relative humidity below 85 %, and at average of the DFT range for the product.

Surface (touch) dry: The state of drying when slight pressure with a finger does not leave an imprint or reveal tackiness.

Walk-on-dry: Minimum time before the coating can tolerate normal foot traffic without permanent marks, imprints or other physical damage.

Dry to over coat, minimum: The recommended shortest time before the next coat can be applied.

Heat resistance

	Temperature	
	Continuous	Peak
Dry, atmospheric	120 °C	140 °C

Peak temperature duration max. 1 hour.

The temperatures listed relate to retention of protective properties. Aesthetic properties may suffer at these temperatures.

Product compatibility

Depending on the actual exposure of the coating system, various primers and topcoats can be used in combination with this product. Some examples are shown below. Contact Jotun for specific system recommendation.

Previous coat: alkyd, epoxy, vinyl
Subsequent coat: alkyd

Date of issue: 26 May 2020

Page: 3/5

This Technical Data Sheet supersedes those previously issued.

The Technical Data Sheet (TDS) is recommended to be read in conjunction with the Safety Data Sheet (SDS) and the Application Guide (AG) for this product. For your nearest local Jotun office, please visit our website at www.jotun.com

Packaging (typical)

	Volume (litres)	Size of containers (litres)
Pilot II	5/20	5/20

The volume stated is for factory made colours. Note that local variants in pack size and filled volumes can vary due to local regulations.

Storage

The product must be stored in accordance with national regulations. Keep the containers in a dry, cool, well ventilated space and away from sources of heat and ignition. Containers must be kept tightly closed. Handle with care.

Shelf life at 23 °C

Pilot II	48 month(s)
----------	-------------

In some markets commercial shelf life can be dictated shorter by local legislation. The above is minimum shelf life, thereafter the paint quality is subject to re-inspection.

Caution

This product is for professional use only. The applicators and operators shall be trained, experienced and have the capability and equipment to mix/stir and apply the coatings correctly and according to Jotun's technical documentation. Applicators and operators shall use appropriate personal protection equipment when using this product. This guideline is given based on the current knowledge of the product. Any suggested deviation to suit the site conditions shall be forwarded to the responsible Jotun representative for approval before commencing the work.

Health and safety

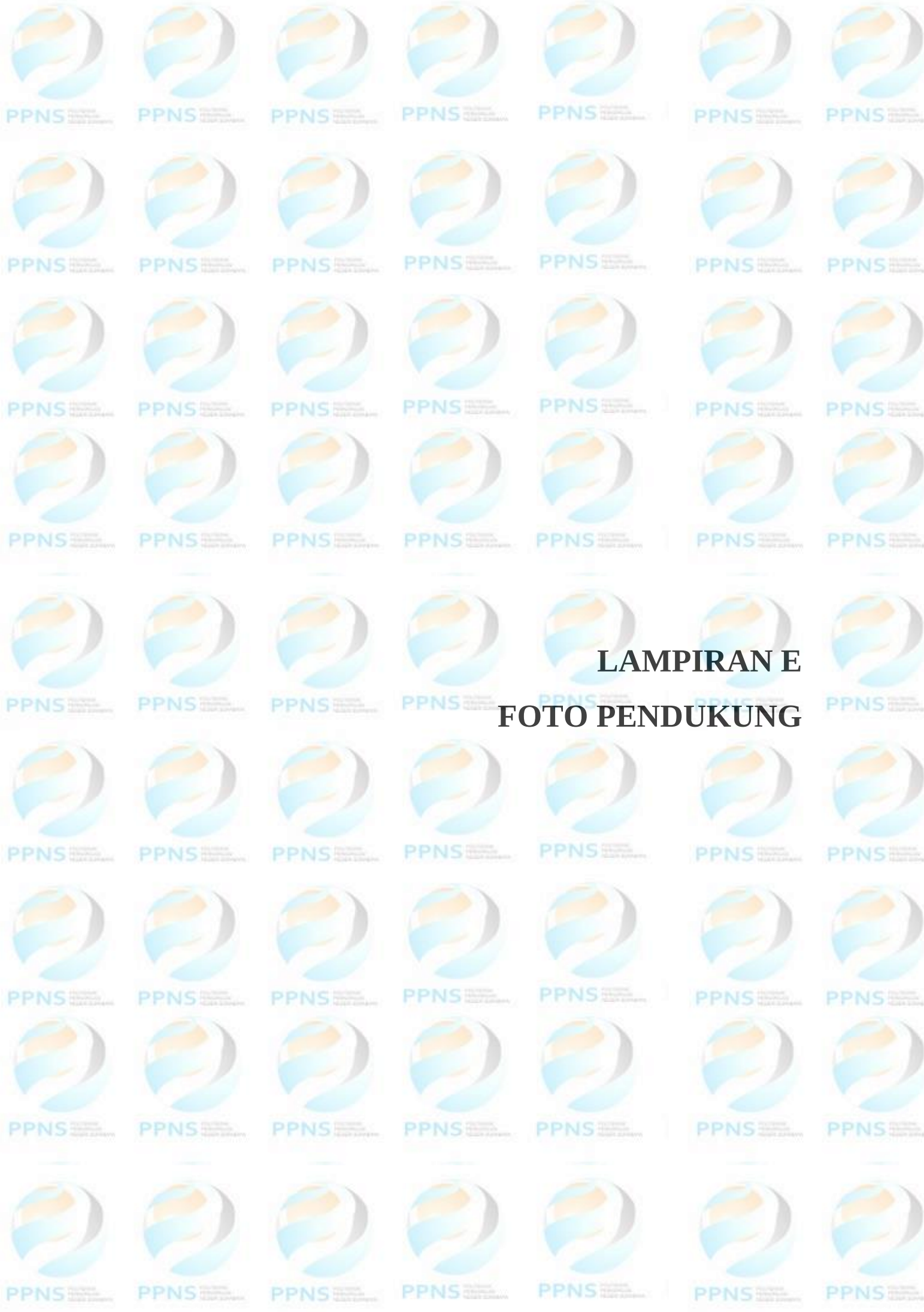
Please observe the precautionary notices displayed on the container. Use under well ventilated conditions. Do not inhale spray mist. Avoid skin contact. Spillage on the skin should immediately be removed with suitable cleanser, soap and water. Eyes should be well flushed with water and medical attention sought immediately.

Colour variation

When applicable, products primarily meant for use as primers or antifouling may have slight colour variations from batch to batch. Such products may fade and chalk when exposed to sunlight and weathering.

Colour and gloss retention on topcoats/finish coats may vary depending on type of colour, exposure environment such as temperature, UV intensity etc., and application quality. Contact your local Jotun office for further information.

Disclaimer

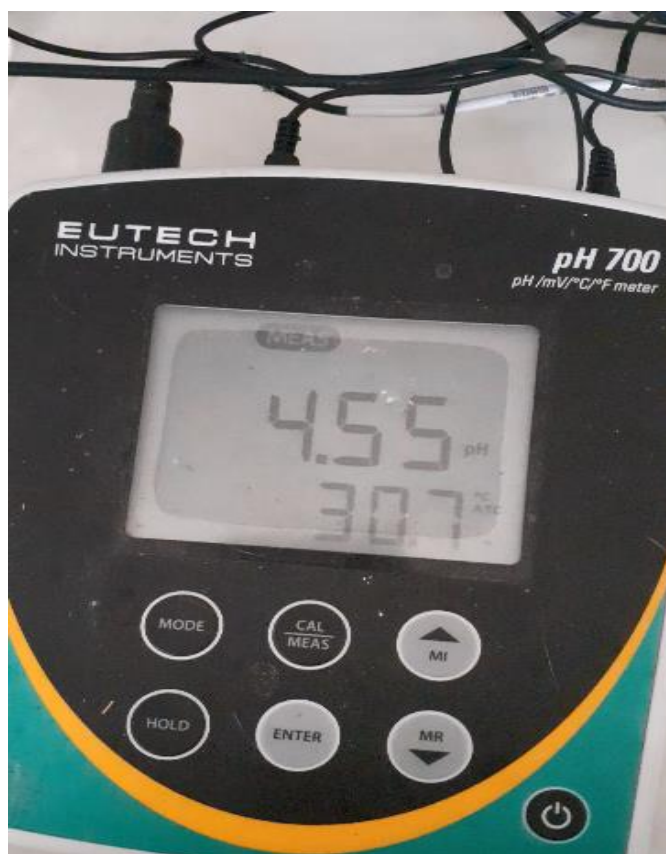


LAMPIRAN E
FOTO PENDUKUNG

LAMPIRAN E
FOTO PENDUKUNG

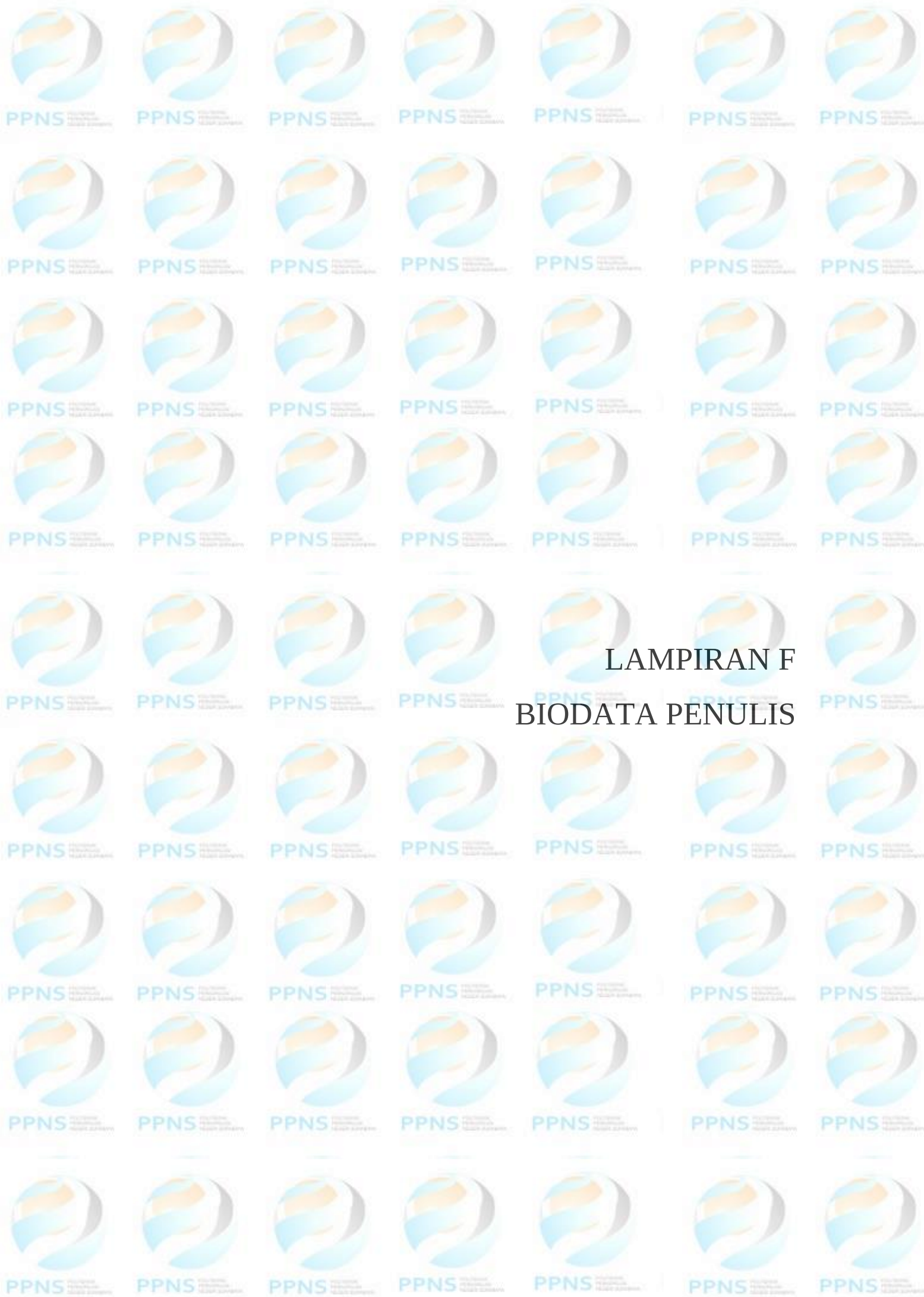








A



LAMPIRAN F BIODATA PENULIS

LAMPIRAN F

BIOGRAFI PENULIS



Nama	: Arizal Agung Prabowo
NRP	: 08160 40041
Jurusan	: Teknik Permesinan Kapal
Program Studi	: D4 Teknik Perpipaan
Agama	: Islam
Jenis Kelamin	: Laki-laki
Alamat Rumah	: Jl. Pisang no. 65 Kota Mojokerto
Telepon	: 081334357629
Email	: arizala484@gmail.com
Tempat, Tanggal Lahir	: Mojokerto, 7 Agustus 1997
Nama Ayah	: Mashudi
Nama Ibu	: Muasri Suwardani
Telepon Orang Tua	: 081230415534
Riwayat Pendidikan	
SD	: SDN Gedongan 1 Kota Mojokerto
SMP	: SMPN 1 Kota Mojokerto
SMA	: SMAN 1 Sooko Mojokerto
Perguruan Tinggi	: Politeknik Perkapalan Negeri Surabaya

