TUGAS AKHIR - MO.141326

ANALISIS PENGARUH PROSES BLASTING TERHADAP KEKUATAN ADHESIVE PADA COATING SAMBUNGAN PIPA

Stefian Fernando Manurung

NRP. 4313 100 080

Dosen Pembimbing:

Herman Pratikno, S.T., MT., Ph.D.

Yoyok Setyo H, S.T, MT., Ph.D.

Departemen Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017

FINAL PROJECT - MO.141326

ANALYSIS OF BLASTING PROCESS EFFECT TOWARDS ADHESIVE STRENGTH ON FIELD JOINT COATING

Stefian Fernando Manurung

NRP. 4313 100 080

Supervisors:

Herman Pratikno, S.T., MT., Ph.D.

Yoyok Setyo H, S.T, MT., Ph.D.

Department of Ocean Engineering

Faculty of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017

Analisis Pengaruh Proses Blasting Terhadap Kekuatan Adhesive pada Coating Sambungan Pipa

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik pada Program S-1 Jurusan Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

Stefian Fernando Manurung

NRP. 4313100080

Disetujui oleh:

1. Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D. (Pembimbing 1)

   .....

2. Yoyok Setyo H, S.T., M.T., Ph.D. (Pembimbing 2)

   .....

3. Ir. Wisnu Wardhana, S.E, M.Sc., Ph.D. (Penguji 1)

   .....

4. Ir. J.J Soedjono, M.Sc. (Penguji 2)

   .....

5. Dirta Marina C, S.T., M.T. (Penguji 3)

   .....

6. Wimala Lalitya Dhanistha, S.T., M.T. (Penguji 4)

   .....

Surabaya, Juli 2017

ABSTRAK

ANALISIS PENGARUH PROSES BLASTING TERHADAP KEKUATAN ADHESIVE PADA COATING SAMBUNGAN PIPA

Nama Mahasiswa : Stefian Fernando Manurung

NRP : 4313 100 080

Departemen : Teknik Kelautan

Dosen Pembimbing : Herman Pratikno, S.T., MT., Ph.D.

Yoyok Setyo H, S.T, MT., Ph.D.

Penggunaan baja sebagai bahan baku pipa di industri minyak dan gas dikarenakan beberapa keunggulannya, yaitu sifat mekanik yang baik, fabrikasi yang mudah, dan harga lebih ekonomis. Namun, baja dapat mengalami suatu penurunan kualitas, dan salah satu faktor penurun kualitas baja adalah peristiwa korosi. Hal ini dikarenakan saat proses pengoperasiannya, pipeline kerap terekspos lingkungan yang korosif. Untuk itu semua bagian pipa harus mendapatkan proteksi korosi. *Coating* dapat menjadi salah satu cara mencegah korosi eksternal pada pipa. Untuk melindungi sambungan pada pipa dikenal teknologi *coating* sambungan pipa atau *field joint coating (FJC).* Salah satu faktor keberhasilan *field joint coating* adalah proses persiapan permukaan. Penelitian ini bertujuan mengetahui pengaruh proses *blasting* terhadap kekuatan adhesi pada tahap proses persiapan permukaan *field joint coating*. Metode pengujian adhesi ini membandingkan spesimen dengan proses persiapan *blasting (Near White Metal)*, *Power Tool Cleaning*, dan *Hand Tool Cleaning*. Dari pengujian adhesi *(peel test)* pada tiap *joint* pipa didapatkan Nilai adhesi pada spesimen proses *Near White Metal* sebesar 2,86 N/mm. Sedangkan nilai adhesi pada spesimen proses *Power Tool Cleaning* dan *Hand Tool Cleaning* berturut-turut adalah 2,14 N/mm dan 1,48 N/mm. Dari hasil pengujian dapat disimpulkan bahwa semakin tinggi tingkat kebersihan dan kekasaran maka kekuatan adhesinya semakin baik.

Kata Kunci – Coating Sambungan Pipa, Kekuatan Adhesi, Persiapan Permukaan, Proses *Blasting*

ABSTRACT

ANALYSIS OF BLASTING PROCESS EFFECT TOWARDS ADHESIVE STRENGTH ON FIELD JOINT COATING

Name : Stefian Fernando Manurung

REG : 4313 100 080

Department : *Department of Ocean Engineering*

Supervisors : Herman Pratikno, S.T., MT., Ph.D.

Yoyok Setyo H, S.T, MT., Ph.D.

The use of steel as a raw material pipe in the oil and gas industry, it is because of several advantage, namely excellent mechanical properties, easy to fabricate, and more economical. However, the steel may experience a deterioriation, and one of the factors is corrosion. This is because during the process of operation, pipeline often exposed to a corrosive environment. All of pipe's part must obtain corrosion protection. Coating can be the way of preventing external corrosion on the pipe. To protect the joint of the pipe, there is coating technology known as field joint coating (FJC). One of the success factors of the field joint coating is the surface preparation process. This study aims to determine the effect of blasting process towards the adhesion strength on field joint coating. The adhesion testing (peel test) methods compare specimens with Near White Metal, Power Tool Cleaning, and Hand Tool Cleaning surface preparation. From the experiments, the adhesion strength of Near White Metal specimen is 2.86 N/mm. Meanwhile, the adhesion strength of Power Tool Cleaning & Hand Tool Cleaning specimens was 2.14 N/mm and 1.48 N/mm respectively. From the adhesion test can be conclueded that the higher level of cleanliness and roughness of the specimen, then the adhesion strength is better.

Keywords – Adhesion Strength, Blasting Process, Field Joint Coating, Surface Preparation

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur patut penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat rahmat dan karunia yang telah diberikan oleh-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini dengan baik.

Tugas akhir ini berjudul "Analisis Pengaruh Proses Blasting terhadap Kekuatan Adhesi pada Coating Sambungan Pipa". Tugas akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Tugas akhir ini membahas tentang pengaruh proses persiapan permukaan metode blasting pada kekuatan adhesi di bagian kulit dan peristiwa air trap.

Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan dan penulisan ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun dari pihak lain. Akhir kata penulis berharap penelitian ini bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang perpipaan dan coating serta bermanfaat bagi pembaca pada umumnya dan penulis pada khususnya.

Surabaya, Juli 2017

Stefian Fernando Manurung

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu kelancaran dalam pengerjaan tugas akhir ini hingga selesai. Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Obert Manurung dan Ibu Octa Telda selaku kedua orang tua saya, dan Rainbow Manurung selaku kakak saya yang selalu mendoakan dan memberikan dukungan selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
2. Bapak Herman Pratikno, S.T., MT., Ph.D. selaku dosen pembimbing 1 saya dan Bapak Yoyok Setyo H, S.T, M.T., Ph.D. selaku dosen pembimbing 2 saya dalam tugas akhir. Terima kasih atas bimbingan, ilmu serta dukungan kepada saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Bapak Dr. Ir. Wahyudi, M.Sc. selaku dosen wali saya selama kuliah di Jurusan Teknik Kelautan FTK-ITS ini. Terima kasih atas bimbingan dan arahan bapak sehingga saya bisa menjadi mahasiswa yang lebih baik.
4. Seluruh dosen dan karyawan Jurusan Teknik Kelautan FTK-ITS yang telah memberikan ilmu, bantuan dan fasilitsa kepada saya selama menjalani perkuliahan.
5. Bapak Larasanto. Terima kasih atas ilmu, inspirasi, fasilitas dan dukungan yang telah diberikan kepada saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Bapak Dedi, Arman, dan Aris CV Cipta Agung. Terima kasih telah memberikan bantuan dan fasilitas dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Cicilia Debrita sebagai teman satu bimbingan yang selalu mendukung dan membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
8. Rekan-rekan Valtameri L-31 Teknik Kelautan 2013 yang selalu mendukung dan membantu hingga tugas akhir ini selesai.
9. Rekan-rekan Opres, Smansa13 bpp Cab. Surabaya, dan Duroh Brothers yang selalu mendukung dan membantu hingga tugas akhir ini selesai.

Serta semua pihak yang telah membantu namun tidak bisa penulis sebutkan satu-persatu. Terima kasih atas bantuan, motivasi, dan doa sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas akhir ini. Semoga Tuhan YME melimpahkan rahmat-nya kepada kita semua.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....i
LEMBAR PENGESAHAN iii
ABSTRAK.....iv
KATA PENGANTAR vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....vii
DAFTAR ISI.....viii
DAFTAR GAMBAR xi
DAFTAR TABEL.....xiii
BAB I PENDAHULUAN.....1
1.1 Latar Belakang.....1
1.2 Perumusan Masalah 2
1.3 Tujuan 3
1.4 Manfaat 3
1.5 Hipotesis 3
1.6 Batasan Masalah 3
1.7 Sistematika Penulisan 4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI
2.1 Tinjauan Pustaka.....5
2.2 Baja 6
2.3 Pipeline.....6
2.3.1 Spesifikasi dan Standar Material Pipeline 7
2.3.2 Baja API 5L Grade B.....9
2.4 Korosi.....10
2.5 Korosi Pada Pipeline.....14
2.6 Metode Perlindungan Korosi 16
2.7 Proteksi *Coating* Pada Pipa.....18
2.8 *Field Joint Coating* 22
2.9 *Heat Shrinkable Sleeves*.....24
2.10 Persiapan Permukaan.....26
2.11 Adhesi 30

BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....33
3.1 Diagram Alir Penelitian.....33
3.2 Metode Penelitian.....35
3.3 Alat Penelitian.....35
3.4 Bahan Penelitian.....41
3.5 Prosedur Penelitian.....42
3.5.1 Preparasi Spesimen.....42
3.5.2 Preparaasi Permukaan.....42
3.5.3 Pengukuran Kekasaran Permukaan.....43
3.5.4 Pengecekan Kondisi Lingkungan.....44
3.5.5 Aplikasi Epoxy Primer.....44
3.5.6 Aplikasi Heat Shrink Sleeves.....45
3.5.7 Pengujian Air Trap.....45
3.5.8 Uji Tarik Kulit (*Peel Test)*.....45
3.5.9 Uji Kekuatan Overlap Joint.....45
3.5.10 Analisa Hasil dan Data Pengujian.....46
BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN.....49
4.1 Pemeriksaan Kondisi Lingkungan.....49
4.2 Proses Preparasi Permukaan.....50
4.2.1 Preparasi Permukaan *Hand Tool Cleaning*.....51
4.2.2 Preparasi Permukaan *Power Tool Cleaning*.....52
4.2.3 Preparasi Permukaan *Near White Metal Blasting*.....53
4.3 Pengukuran Kekasaran.....56
4.4 Proses Aplikasi Epoxy.....57
4.5 Aplikasi Heat Shrink Sleeve.....59
4.6 Pengujian *Air Trap*.....62
4.7 *Peel Strength Test*.....63
4.8 *Overlap Joint Strenght Test*.....66
4.9 Inspeksi Visual Setelah Pengujian.....68
4.10 Pembahasan Hipotesa.....70
4.11 Evaluasi Penelitian.....71
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....73

5.1 Kesimpulan.....73
5.2 Saran.....74
DAFTAR PUSTAKA 75
BIODATA PENULIS 77
LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Proses terjadinya korosi 11
Gambar 2.2 Korosi Diagram pourbaix.....12
Gambar 2.3 Grafik hubungan kandungan oksigen dengan laju korosi 14
Gambar 2.4 Hubungan Konsentrasi Oksigen Terhadap Temperatur.....14
Gambar 2.5 Statistik kegagalan pada pipeline 16
Gambar 2.6 Perkembangan *Mainline Coating* 60 tahun terakhir 20
Gambar 2.7 Penggunaan *Mainline coating* berdasarkan tempat.....20
Gambar 2.8 Perkembangan FJC 60 tahunterakhir 23
Gambar 2.9 Sambungan Linepipe.....23
Gambar 2.10 Skema blasting material induk.....29
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian 34
Gambar 3.2 Skema proses blasting.....35
Gambar 3.3 Blasting Pot 35
Gambar 3.4 Gerinda poles.....37
Gambar 3.5 Test tax.....38
Gambar 3.6 Roughness Meter.....38
Gambar 3.7 Kuas Epoxy 39
Gambar 3.8 Magnetic surface thermometer.....39
Gambar 3.9 Gas Torches.....40
Gambar 3.10 Timbangan Gantung untuk Uji Tarik.....40
Gambar 3.11 Perakitan Tiang Penyangga.....41
Gambar 4.1 Pengukuran kondisi lingkungan dalam chamber 49
Gambar 4.2 Kondisi awal dari *joint* pipa 50
Gambar 4.3 Proses *hand tool cleaning* 51
Gambar 4.4 Proses *power tool cleaning* 52
Gambar 4.5 Substrat hasil proses *blasting*.....53
Gambar 4.6 Penampakan visual hasil *blasting* 54

Gambar 4.7 Penampakan visual hasil *power tool cleaning* 55
Gambar 4.8 Penampakan visual hasil *hand tool cleaning* 55
Gambar 4.9 Grafik Kekasaran Permukaan.....56
Gambar 4.10 Pencampuran epoxy base dengan curing agent.....58
Gambar 4.11 Pre-*heat* dan pengukuran temperatur 59
Gambar 4.12 Proses pengukuran dan pemotongan HSS.....60
Gambar 4.13 Proses Aplikasi *Heat Shrink Sleeve* (HSS) 62
Gambar 4.14 Proses Uji Kekuatan Tarik 64
Gambar 4.15 Grafik rata-rata Kekuatan Tarik Kulit.....65
Gambar 4.16 Grafik rata-rata Kekuatan Adhesi Overlap.....67
Gambar 4.17 Spesimen SSPC-SP10 setelah *Peel Test* 68
Gambar 4.18 Spesimen SSPC-SP3 setelah *Peel Test* 69
Gambar 4.19 Spesimen SSPC-SP2 setelah *Peel Test* 70

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 *Yield Strength* dan *Mechanical Strength* Pada Baja API 5L.....8

Tabel 2.2 Komposisi kimia baja API 5L grade B 9

Tabel 2.3 Tipe HSS berdasarkan ISO 21809-3.....25

Tabel 2.4 Indeks Surface Preparation 27

Tabel 2.5 Kondisi awal dari baja.....27

Tabel 2.6 *Pictorial Example* 28

Tabel 2.7 Ukuran Steel Grit 30

Tabel 3.1 Rancangan Rekap Data Pengujian Peel Test 46

Tabel 3.2 Rancangan Rekap Data Pengujian Air Trap Test 46

Tabel 3.3 Rancangan Rekap Data Pengujian Overlap Peel Test 47

Tabel 4.1 Dampak mekanis akibat proses *blasting*.....54

Tabel 4.2 Hasil Pengujian Kekasaran Permukaan 56

Tabel 4.3 Hasil pengujian Air Trap.....62

Tabel 4.4 Hasil Pengujian *Peel Strength Test*.....65

Tabel 4.5 Hasil Pengujian *Overlap Peel Test* 66

Tabel 4.6 Tipe Kegagalan Spesimen.....70

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Didalam dunia industri khususnya industri minyak dan gas, logam merupakan suatu material yang banyak diaplikasikan. Salah satu material berjenis logam yang umum digunakan di industri migas adalah baja. Hal tersebut dikarenakan baja mempunyai sifat mekanik yang baik, ketersediaannya 5yang melimpah, fabrikasi yang mudah, dan harga yang relatif rendah. Terlepas dari kelebihannya, baja dapat mengalami suatu penurunan kualitas *(deterioriation).* Dan faktor penurun kualitas baja yang pasti dihadapi adalah peristiwa korosi. Peristiwa korosi merupakan suatu proses degradasi material yang diakibatkan dari adanya reaksi kimia pada permukaan logam dengan komponen agresif dari lingkungan dimana baja tersebut berada. Proses korosi tidak dapat dihentikan, namun dapat dihambat atau dikendalikan lajunya. Laju korosi merupakan peristiwa merambatnya proses korosi yang terjadi pada suatu material. Penurunan kualitas baja akibat korosi sangat bergantung pada kondisi lingkungan dan perlakuan yang dialami mulai dari proses manufaktur sampai dengan proses pelapisan.

Dalam perkembangan industri migas belakangan ini, baja dapat diaplikasikan di berbagai sektor, mulai dari sektor hulu dan hilir. Jaringan perpipaan merupakan aplikasi nyata dari penggunaan baja. Jenis material baja yang dipakai untuk jaringan perpipaan sangat beragam saat ini. Setiap tipe material mempunyai karakteristik zat dan material penyusun yang berbeda antara satu dan yang lainnya. Spesifikasi baja yang digunakan tergantuk pada kekuatan material, komposisi kimia, dan proses manufakturnya. Dikarenakan perannya yang sangat vital dalam industri minyak dan gas, pipeline harus selalu dalam kondisi *fit in service* dan mampu beroperasi secara optimal. Proses pengoperasian pada *pipeline* kerap kali terekspos lingkungan, terutama lingkungan laut. Korosi merupakan salah satu penyebab utama kegagalan pada pipa bawah laut. Jenis korosi yang akan dihadapi pipa pada lingkungan laut adalah terjadinya *bio-corrosion, fatigue corrosion* dan *uniform corrosion.*

Pada saat ini sudah banyak teknologi yang ditemukan untuk mengendalikan laju korosi pada pipa bawah laut, salah satunya adalah dengan proses pelapisan *(*coating). *Coating* dapat menjadi salah satu cara untuk mencegah korosi pada bagian eksternal pipa. Pelapis tersebut akan berada di antara lingkungan yang korosif dan permukaan baja. Pelapis tersebut akan memberikan ketahanan terhadap kelebaban, abrasi, reaksi kimia dan meningkatkan ketangguhan. Efisiensi dari teknik pengendalian korosi jenis *coating* dipengaruhi oleh sifat mekanik dari sistem pelapisannya, perlakuan dan persiapan dari permukaan material, dan daya ikatan antara material *coating* dengan permukaan logam.

Permasalahan lebih lanjut mengenai perlindungan korosi pada pipa adalah pada bagian joint pipa tersebut. Pada saat *pipe-lay*, pipa yang sudah dilindungi *coating* anti-korosi akan di sambung dengan cara di las. Dan untuk memfasilitasi proses pengelasan, ujung pada pipa dibiarkan tanpa *coating*. Dan solusi untuk perlindungan korosi pada *section* ini adalah *Field Joint Coating* (FJC). *Field Joint Coating* harus mendapatkan perhatian khusus dikarenakan performanya tidak hanya bergantung pada *coating*-nya sendiri, namun juga bergantung kepada seberapa baik *Field Joint Coating* dapat diterapkan pada saat kondisi umum instalasi pipa tersebut.

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan permasalahan yang akan dikaji dalam tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating* terhadap kekuatan adhesive (*Peel Test*) ?
2. Bagaimana pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating* terhadap peristiwa air trap?
3. Bagaimana pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating* terhadap kekuatan *Overlap Joint*?

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mendapatkan analisis pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating pipeline* terhadap kekuatan tarik kulit.
2. Mendapatkan analisis pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating pipeline* terhadap peristiwa *air trap*.
3. Mendapatkan analisis pengaruh proses *blasting* pada *field joint coating pipeline* terhadap kekuatan *overlap joint*.

1.4 Manfaat

Manfaat pengerjaan tugas akhir ini adalah untuk mendapatkan referensi dalam memilih metode persiapan permukaan pada pengerjaan *field joint coating* pada *pipeline* yang tepat untuk menghasilkan kekuatan adhesive yang baik.

1.5 Hipotesis

Dalam penelitian ini, variabel yang digunakan adalah variabel jamak. Variabel pertama adalah proses blasting, sedangkan variabel kedua adalah kekuatan adhesive. Karena rumusan masalah mempertanyakan perihal hubungan antara dua variabel tersebut, maka ada dua hipotesis, yakni:

Ho: Dugaan awal adalah proses *blasting* mempengaruhi kekuatan adhesive yang dibuktikan dengan *peel test* dan *air trap test.*

H1: Dugaan alternatif adalah hasil *peel test* dan *air trap test* membuktikan proses *blasting* tidak mempengaruhi kekuatan adhesive.

1.6 Batasan Masalah

Untuk menghindari pembahasan diluar topik yang akan dikaji, maka dilakukan pembatasan masalah dengan asumsi – asumsi sebagai berikut :

1. Material yang gunakan sebagai substrat adalah baja API 5L Grade B, material dianggap bebas cacat
2. Material pelapis dianggap tercampur merata
3. Material pelapis menggunakan epoxy primer Canusa dan HSS Covalence
4. Tekanan kompresor dianggap stabil
5. Human factor diabaikan
6. Material abrasif yang digunakan jenis steel grit (grit 16 dan grit 24)
7. Evaluasi biaya tidak dilakukan
8. Evaluasi laju korosi tidak dilakukan

1.7 Sistematika Penulisan

Pada Bab Pendahuluan diterangkan berbagai hal yang dapat menyangkut penelitian yang menyangkut penelitian yang dilakukan yakni :

1. Hal-hal yang melatarbelakangi dilakukannya penelitian.
2. Permasalahan yang ingin diselesaikan dengan mengerjakan penelitian.
3. Tujuan yang digunakan untuk menjawab permasalahan yang diangkat.
4. Manfaat yang diperoleh dari dilakukannya penelitian.
5. Hal-hal yang menjadi batasan dalam pengerjaan penelitian.
6. Penjelasan dari sistematika laporan yang digunakan dalam penelitian.

Bab Tinjauan Pustaka berisi tinjauan pustaka yang dijadikan acuan dalam pengerjaan penelitian ini.

Bab Metodologi Penelitian menerangkan tentang metode yang dipergunakan dan alur pengerjaan tugas akhir dalam bentuk diagram alir.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Salah satu aplikasi baja pada industri minyak dan gas adalah jaringan pipa *(pipeline).* Jaringan pipa ini digunakan untuk alat transportasi fluida. Lingkungan tempat pipeline ditempatkan merupakan lingkungan yang sangat rentan terjadi korosi. Untuk itu, baja karbon merupakan komponen material yang paling ekonomis untuk struktur pipa, dibandingkan dengan material lainnya (Callister, 2009). Dikarenakan proses transportasi fluida harus terus dilakukan dengan optimal, maka pipeline harus dalam kondisi *fit in service* tanpa adanya permasalahan. Banyak faktor yang mempengaruhi daya tahan atau ketahanan dari *pipeline*, seperti desain material *pipeline*, sistem penyambungan material, proses perlindungan, dan proses perawatan saat operasi pipeline tersebut (Buyon Guo, 2005).

Lingkungan laut yang korosif akan mampu merusak material baja. Peristiwa korosi merupakan suatu proses degradasi kualitas material yang diakibatkan oleh adanya reaksi kimia pada permukaan logam dengan komponen agresif dari lingkungan dimana baja tersebut ditempatkan. (Kaesche, 2003). Metode-metode sudah banyak dikembangkan untuk penanganan masalah korosi pada baja, yaitu dengan membuat suatu barrier antara baja dengan lingkungannya, antara lain dengan proses pelapisan (*coating*). Aplikasi dari pelapisan cenderung mudah dan tanpa batas ukuran permukaan yang dilapisi oleh cat (Hudson, 1982).

Seluruh bagian pipa harus terlindungi dari korosi. Salah satu permasalahan yang dihadapi pada teknologi perpipaan di industri minyak dan gas adalah korosi dibagian ujung dari *linepipe*. Saat proses *offshore pipe-lay*, pipa yang sudah melalui proses *coating* di darat akan disambung dengan teknik pengelasan. Pada ujung pipa dibiarkan tanpa *coating* untuk proses pengelasan. (Smith, 2016). Dan proses perlindungan di area ujung *linepipe* dikenal dengan istilah *Field Joint Coating* (FJC). Kualitas dari *Field Joint Coating* tidak boleh lebih rendah atau bahkan harus lebih tinggi dari kualitas coating di bagian *mainline*. (Tailor, 2003).

Pada umumnya, salah satu proses yang paling berpengaruh dalam pelapisan baja adalah proses persiapan permukaan. Proses ini dilakukan untuk memastikan permukaan spesimen yang akan di*coating* bebas dari kontaminasi material yang akan menurunkan performa dari *coating* tersebut. Kehadiran kontaminan pada permukaan spesimen akan mengurangi kekuatan adhesi lapisan coating tersebut (Hudson, 1982). Dan apabila kekuatan adhesi dari *coating* menurun, maka *life time* dari *coating* pun tidak optimal.

2.2 Baja

Baja merupakan material paduan dari logam sebagai unsur dasar dan karbon sebagai unsur paduan. Kandungan karbon dalam baja yang ada di pasaran adalah antara 0.2% sampai dengan 2.1% dari total berat tergantung dari gradenya. Jumlah karbon dalam paduan baja akan berpengaruh pada tingkat kekerasan (*hardness*), kekuatan tariknya (*tensile strength*), membuat material menjadi getas (*brittle*), dan keuletannya (*ductility*). Kandungan karbon pada baja akan bergantung pada kegunaannya di dunia industri.

Pengaruh utama dari kandungan karbon adalah pada kekuatan dan sifat mudah dibentuknya.Jenis-jenis dari baja yang ada di pasaran dapat dilihat sebagai berikut:

1. Baja Karbon Rendah (*low carbon steel*)
2. Baja Karbon Menengah (*medium carbon steel*)
3. Baja Karbon Tinggi (*high carbon steel*)

2.3 Pipeline

Salah satu sistem yang berperan vital pada industri minyak dan gas adalah jaringan pipa (*pipeline*). Proses distribusi minyak dan gas dari sumur minyak ke fasilitas produksi dan ke fasilitas pengolahan sudah pasti akan menggunakan pipa untuk mentransfer fluida. Keunggulan dari penggunaan *pipeline* sebagai media transpor fluida adalah biaya yang lebih rendah, kapasitas transpor yang besar, aman untuk lingkungan, dan kerugian product *loss* sedikit. (Singh, 2015). Jaringan perpipaan merupakan salah satu transportasi fluida yang cukup aman namun

eknomis dan dapat diandalkan. Pipeline digunakan untuk berbagai tujuan dalam pengembangan industri minyak dan gas di lepas pantai (Soegiono, 2006), antara lain:

1. Pipa transportasi untuk ekspor
2. Pipa penyalur untuk mengangkut produksi dari suatu platform ke pipa ekspor
3. Pipa pengalir untuk injeksi air atau injeksi bahan kimia
4. Pipa pengalir untuk mengangkut produksi antar platform, subsea manifold, dan satellite wells
5. Pipeline bundles.

Pipeline dapat menjadi solusi untuk menyalurkan produk antar regional dengan jarak hingga ribuan mil. *Pipeline* dapat difungsikan pada *onshore* ataupun *offshore*. Jaringan perpipaan merupakan salah satu sarana transportasi fluida yang aman, ekonomis, dan dapat diandalkan. Namun pada kondisi tertentu konten fluida yang diangkut dan kondisi lingkungan sekitar jaringan perpipaan dapat berpengaruh pada kegagalan pipeline. Pada industri minyak dan gas penggunaan jaringan perpipaan untuk mengangkut konten fluida seperti gas dan crude oil juga menimbulkan resiko kegagalan yang cukup tinggi.

2.3.1 Spesifikasi dan Standar Material Pipeline

Penggunaan material pipa pada industri minyak dan gas antara lain baja karbon, *stainless steel*, dan *incoloy*. Dewasa ini spesifikasi dan standar material untuk pipa sudah dibuat oleh beberapa badan standar internasional seperti *American Society for Testing Materials* (ASTM) dan *American Petroleum Institute* (API). ASTM menyediakan standar material serta metode pengujian untuk aplikasi di bidang industri secara luas. Sedangkan API mengeluarkan rekomendasi atau standar yang terbatas di bidang perminyakan saja. API mengeluarkan standar material tertentu dengan spesifikasi beragam karena badan tersebut juga menyediakan material tersebut di pasaran (dijual dipasaran). Selain kedua badan standar tersebut, terdapat pula lembaga *American Society of Mechanical Engineers*

(ASME). ASME mengeluarkan standar dari desain, konstruksi, dan sistem jaringan perpipaan itu sendiri.

Pemilihan material dengan menggunakan logam sudah dilakukan secara umum sekitar setengah abad yang lalu. Pemilihan material ini berdasarkan standar API (*American Petroleum Institute*) dengan kode 5L. Pada akhir tahun 1980-an API juga mengeluarkan beberapa material pipa, yaitu material pipa dengan jenis A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X64, X70, dan X80. Masing-masing tipe material mempunyai material penyusun dan karakteristik zat yang berbeda antara satu dengan yang lain tergantung pada fungsi dari pipa tersebut. Spesifikasi baja yang digunakan tergantung pada komposisi kimia, kekuatan material, dan toleransi pipa dalam industri dan manufaktur. Berdasarkan pembuatannya terdapat beberapa jenis pipa yaitu:

- *Seamless* (S)

- *High Frequency Welded Pipes* (HFW)

- *Submerged-Arc Welded Longitudinal Seam* (SAWL)

- *Submerged-Arc Welded Helical Seam* (SAWH) atau *spiral welded*

Tabel 2.1 *Yield Strength* dan *Mechanical Strength* Pada Baja API 5L

Grade	*Yield Strength (MPa)*	*Mechanica Strength (MPa)*
A25	172	310
A	207	331
B	241	414
X42	290	414
X46	317	434
X52	359	455
X56	386	490
X60	414	517
X65	448	531
X70	483	565

(Sumber: API 5L – Spesification for Line Pipe)

2.3.2 Baja API 5L Grade B

Dalam penelitian ini, material baja yang digunakan adalah baja karbon rendah, yaitu Pipa API 5L grade B Sch 80 dengan spesifikasi komposisi kimia seperti yang dapat dilihat pada Tabel 2.2. Material yang akan diuji hanya akan pada section sambungan lasnya saja karena penelitian ini ber fokus pada *field joint coating*.

Tabel 2.2 Komposisi kimia baja API 5L grade B

Elemen	Kadar (%)
Carbon	0.22
Mangan	1.2
Phospor	0.025
Sulfur	0.015
Titanium	0.04

(Sumber: API 5L – Spesification for Line Pipe)

Baja API 5L relatif mudah didapatkan dipasaran karena umumnya baja dengan spesifikasi ini yang sering digunakan pada industri minyak dan gas. *Linepipe* biasanya diproduksi sepanjang 40 feet (12,2 meter). Penerapannya pun dapat dilakukan di *onshore* maupun *offshore*. Arti dari API 5 L grade B adalah sebagai berikut:

- API : *American Petroleum Institute*

- 5 : Seri yang digunakan untuk Tubular Goods (ex: *Casing, Tubing, Pipeline*)

- L : *Line Pipe*

- B : *Grade* yang berhubungan dengan sifat mekanik material dan komposisi kimianya.

2.4 Korosi

Korosi merupakan suatu proses kerusakan atau keausan material akibat terjadinya reaksi dengan lingkungan. Korosi terjadi karena logam beraksi secara elektro kimia dengan larutan garam (elektrolit). Korosi tidak akan pernah dihentikan secara penuh, namun korosi dapat diperlambat kecepatannya tergantung pada material bahan, temperatur lingkungan, dan kondisi lingkungan. Korosi yang terjadi berdasarkan proses elektrokimia (*electrochemical process*) terdiri dari 4 komponen utama yaitu:

a. *Anode* (anoda)

   Anoda akan terkorosi dengan melepaskan elektron-elektron dari atom-atom logam netral. Setelah itu akan terbentuk ion-ion, ion ini mungkin bereaksi membentuk hasil korosi yang tidak larut. Reaksi pada anoda dapat dituliskan dengan persamaan:

   $$M \rightarrow Mz+ + ze^- \quad \text{..... (2.1)}$$

   Dengan z adalah valensi logam dan umumnya z = 1, 2, atau 3

b. *Chatode* (katoda)

   Katoda pada umumnya tidak akan mengalami korosi, walaupun ada peluang kemungkinan untuk terjadi kerusakan pada kondisi-kondisi tertentu. Reaksi pada katoda tergantung pada pH larutan yang bersangkutan.

c. Elektrolit

   Elektrolit merupakan larutan yang mempunyai sifat penghantar listrik. Elektrolit pada umumnya berupa larutan asam, basa, dan larutan garam. Larutan elektrolit memiliki peranan penting dalam korosi logam, karena larutan ini dapat menjadi media kontak listrik antara katoda dan anoda.

d. Kontak Metalik (*Metalic Pathway*)

   Anoda dan katoda harus terhubung dengan listrik agar arus dalam sel korosi dapat mengalir. Hubungan secara fisik tidak diperlukan jika anoda dan katoda adalah bagian dari satu logam yang sama.

Empat elemen di atas memiki peran yang sangat penting pada peristiwa korosi. Mekanisme baja yang terkorosi di dalam suatu larutan berawal dari

teroksidasinya suatu logam. Logam yang teroksidasi ini akan melepaskan elektronnya ke elektrolit. Untuk menyetimbangkan muatan pada logam itu sendiri, logam akan melepaskan ion muatan positif dan akan berikatan dengan ion muatan negatif dari elektrolit sehingga membentuk suatu endapan yang melekat pada permukaan logam itu sendiri, peristiwa ini biasa disebut dengan karat. Larutan akan bertindak sebagai katoda dengan reaksi yang umum terjadi adalah pelepasan H2, dan reduksi O2, akibat ion H+ dan H2O yang tereduksi. Reaksi yang terjadi di permukaan logam ini akan menyebabkan pengelupasan akibat pelarutan logam kedalam larutan secara berulang-ulang hingga akhrinya logam akan kehilangan massanya.

Gambar 2.1 Proses Terjadinya Korosi (Jones, 1992)

Peristiwa korosi terjadi akibat beberapa faktor yang dipengaruhi oleh sifat dari kedua logam atau paduan dan lingkungannya. Faktor-faktor yang menjadi pengaruh terbesar dalam laju korosi adalah:

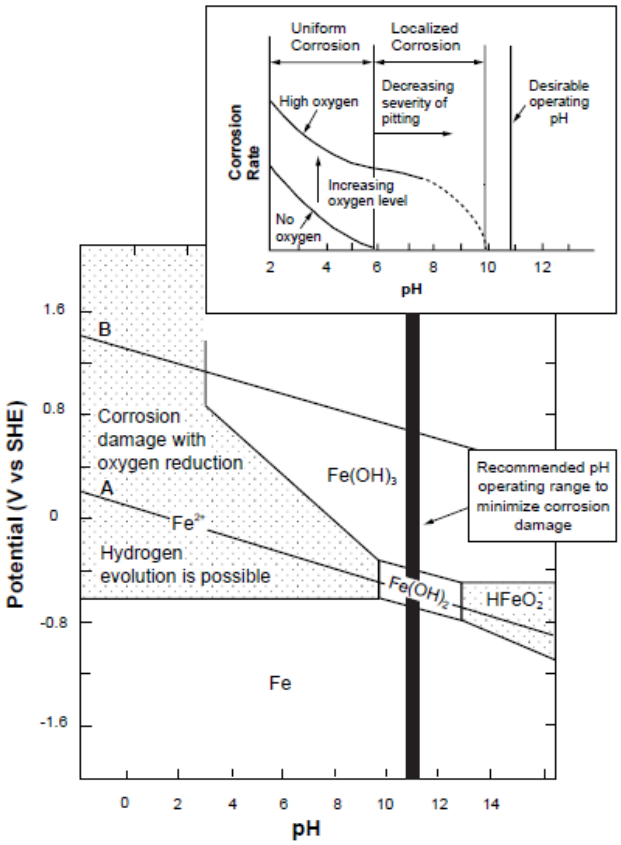
a. Temperatur

   Temperatur menjadi salah satu faktor penting dalam peristiwa korosi. Pengaruhnya pun bervariasi terhadap peristiwa korosi. Pada temperatur kamar laju korosi relatif rendah. Peningkatan temperatur dapat menjadi salah satu faktor yang dapat meningkatkan laju reaksi kimia. Pengaruh peningkatan temperatur akan bervariasi pada logam logam tertentu. Kombinasi antara temperatur tinggi dan proses pengeringan pada permukaan akan menurunkan laju korosi. Namun jika temperatur tinggi

dikombinasikan dengan nilai kelembaban dan hadirnya zat polutan, maka laju korosi akan meningkat.

b. Faktor pH

Faktor lain yang punya pengaruh besar terhadap laju korosi pada media larutan adalah pH bergantung jenis logam. Diagram Pourbaix kemudian menjelaskan mengenai pengaruh pH pada laju korosi baja. Pada diagram Pourbaix, semakin rengah pH (pH<4) maka peluang baja untuk terkorosi semakin besar karena baja terurai menjadi ion saat berada di lingkungan asam. Sedangkan pada pH 4 – 10, laju korosi tidak tergantung dari pH, namun bergantung pada kecepatan difusi oksigen ke permukaan logam. (ASM Handbook Volume 13, 2003).



Gambar 2.2 Korosi Diagram Pourbaix (Siahaan, 2016)

Dapat dilihat pada pH < 4 laju korosi meningkat dengan adanya konsentrasi ion hidrogen dan terjadi penurunan pH. Tetapi, mekanisme korosi ini tidak hanya bergantung pada konsentrasi ion hidrogen, namun juga kehadiran ion-ion lain yang ada pada larutan. Peningkatan laju korosi akan terjadi

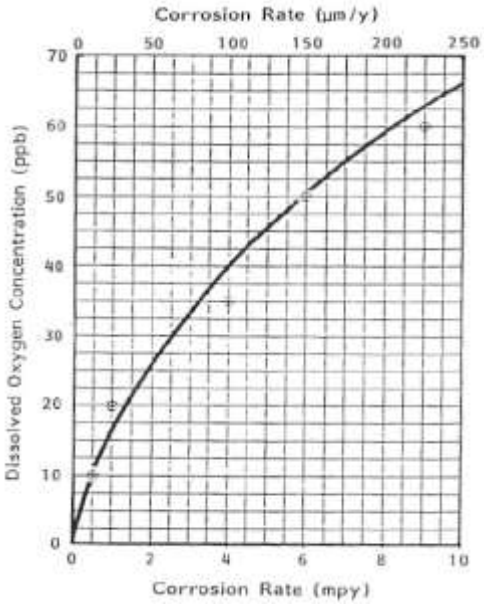
pada pH yang sangat rendah, laju korosi tidak tergantung pH pada range pH netral, laju korosi akan menurun dengan peningkatan pH, dan akhirnya laju korosi akan meningkat kembali pada pH yang sangat rendah. (ASM Handbook Volume 13, 2003).

c. Kecepatan fluida

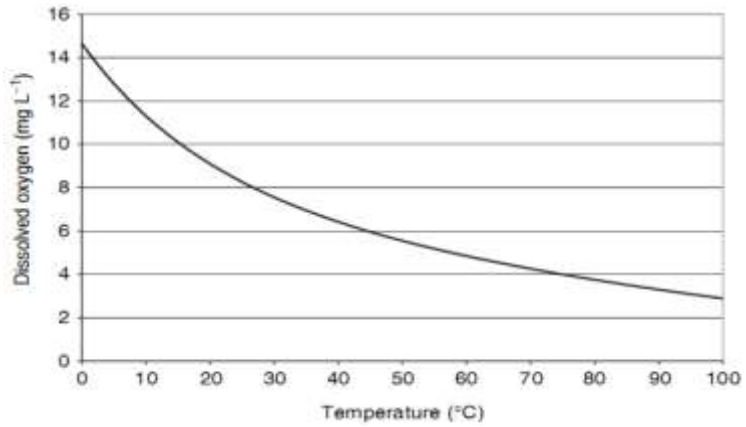
Faktor berikutnya yang mempengaruhi laju korosi adalah kecepatan aliran fluida. Kecepatan fluida dapat menjadi faktor karena interaksinya terhadap lapisan protektif yang umumnya di pasang pada logam. Pada kecepatan aliran fluida tertentu, dapat merusak lapisan pelindung dari logam. Pada kecepatan lain, aliran fluida dapat menurunkan laju korosi dengan menyingkirkan ion-ion agresif dari permukaan logam. Tiap logam biasanya memiliki batas kecepatan yang mempengaruhi laju korosi pada logam tersebut, hal ini biasa disebut dengan *breakaway velocity*. Di bawah batas kecepatan tersebut, laju korosi tidak akan berpengaruh signifikan, dan sebaliknya, pada kecepatan diatas batas *breakaway velocity*, peningkatan laju korosi akan signifikan terjadi.

d. Gas terlarut

Oksigen adalah oksidator dengan kekuatan tinggi sehingga hadirnya oksigen dalam jumlah yang besar akan meningkatkan potensi terjadinya korosi di lingkungan air yang mengandung oksigen terlarut. Kelarutan oksigen sendiri dipengaruhi oleh tempratur dari air atau pelarut. Semakin tinggi temperatur air atau pelarut, maka semakin rendah oksigen terlarut pada air tersebut. Selain itu, pada air yang mengandung garam, kandungan oksigen terlarut juga dinpengaruhi oleh garam-garam yang terlarut (Jones, 1992). Pada air yang mengandung garam NaCl misalnya, kadar oksigen terlarut paling tinggi terdapat pada kadar NaCl 3.5%. Air laut mempunyai rentang larutan garam di kisaran angka di atas, oleh sebab itu air laut sifatnya sangat korosif.



Gambar 2.3 Grafik hubungan kandungan oksigen dengan laju korosi (Jones, 1992)



Gambar 2.4 Hubungan Konsentrasi Oksigen Terhadap Temperatur (Jones, 1992)

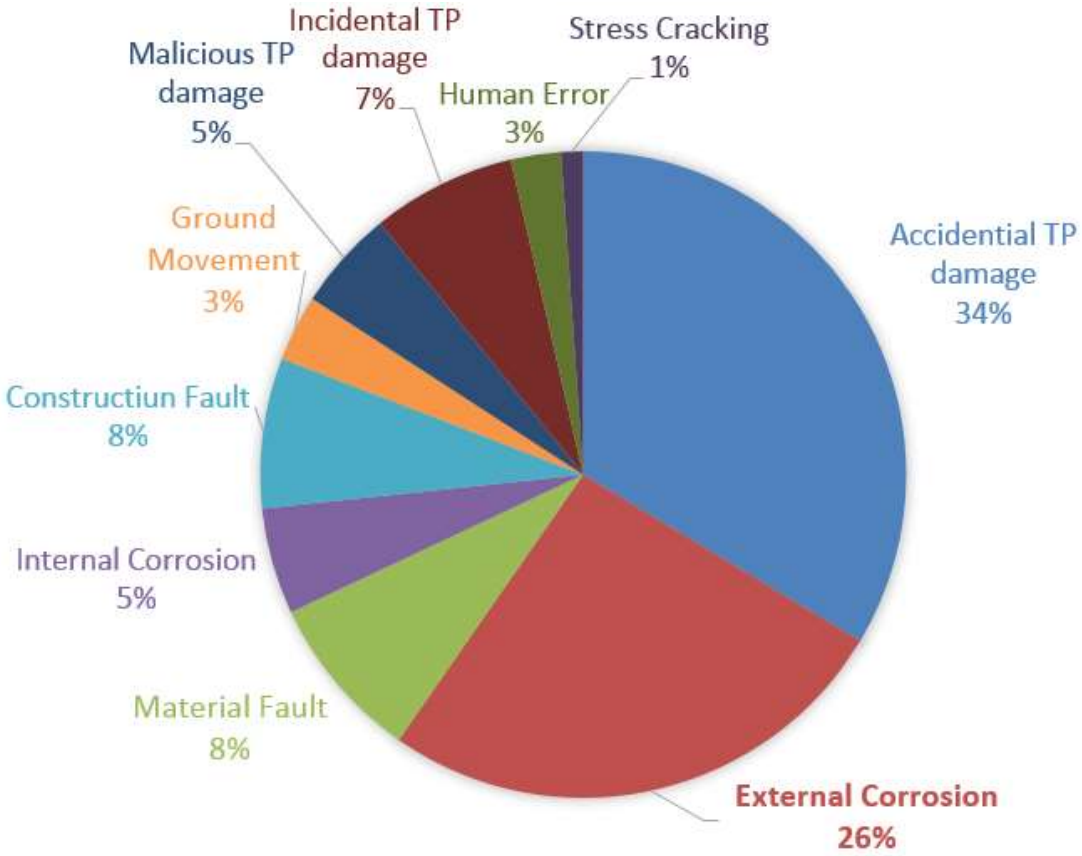
2.5 Korosi Pada Pipeline

Penggunaan baja sebagai bahan baku *pipeline* di industri minyak dan gas dikarenakan sifat baja yang mendukung sebagai alat transfer fluida (minyak dan gas). Namun permasalahan yang dihadapi pada penggunaan baja sebagai bahan baku pipeline adalah korosi. Pengoperasian pipa pada pipeline di industri minyak dan gas membutuhkan proteksi pada permukaan eksternal pipa, dikarenakan pipa yang digunakan akan secara terus-menerus terekspos oleh lingkungan dan cenderung berinteraksi dengan lingkungan. Peristiwa ini akan menyebabkan

terjadinya korosi pada *pipeline*. Korosi adalah salah satu penyebab utama dalam setiap analisa kegagalan pipa pada *pipeline*. Korosi eksternal khususnya berperan sebesar 26% dalam kegagalan pipa.

Korosi yang terjadi pada pipeline di industri minyak dan gas antara lain adalah korosi atmosferik untuk pipa diatas tanah, korosi tanah pada pipa yang dikubur didalam tanah, dan korosi pada lingkungan laut. Korosi atmosferik adalah peristiwa korosi akibat dari interaksi pipa dengan lingkungannya, yaitu interaksi pipa dengan temperatur, kecepatan angin, dan kelembaban. Interaksi pipa dengan lingkungan ini akan menyebabkan oksidasi pada pipa. Korosi tanah terjadi pada pipa yang dikubur didalam tanah. Peristiwa korosi ini terjadi karena tanah merupakan salah satu media elektrolit. Tanah yang bersifat korosif biasanya mengandung beberapa material seperti air dan mineral yang dapat menginisiasi terjadinya peristiwa korosi. Selain air dan mineral, keberadaan mikroorganisme didalam tanah juga dapat meningkatkan potensi terjadinya resiko *(microbiological induced corrosion).* Faktor lain peristiwa korosi tanah pada pipa adalah kelembaban dan keberadaan oksigen didalam tanah. Korosi laut terjadi karena memang air laut merupakan salah satu tempat paling korosif. Bahkan tingkat korosifitas pada lingkungan laut merupakan yang tertinggi jika dibandingkan dengan korosi atmosferik dan korosi tanah. Hal ini dikarenakan pada air laut terdapat banyak sekali garam yang berperan sebagai elektrolit (Muhlbauer, 2004). Laju korosi pada pipeline bergantung pada beberapa parameter berikut (Singh. 2015):

- Temperatur operasi *pipeline*
- Lingkungan, contoh kualitas air
- Kualitas tanah
- Gangguan dari fasilitas lain



Gambar 2.5 Statistik kegagalan pada pipeline

(Singh, 2015)

Pada Gambar 2.5 dijelaskan statistik kegagalan pada pipeline pada penelitian Singh, 2015. Korosi eksternal pada urutan kedua sebagai penyebab kegagalan pada jaringan pipeline. Korosi eksternal memiliki statistik 26% dan menjadi salah satu penyebab terbesar diantara penyebab yang lain.

2.6 Metode Perlindungan Korosi

Keberadaan peristiwa korosi tidak akan bisa dihentikan secara total. Namun peristiwa korosi ini dapat di hambat laju nya.. Pemilihan metode perlindungan korosi dalam dunia industri adalah dari segi efektifitas biaya dan kualitas dari perlindungan korosi tersebut. Berikut merupakan metode dalam pencegahan korosi.

1. Pemilihan Bahan (*Material Selection*)

   Prinsip dari metode pemilihan material adalah memilih material yang sesuai dengan kondisi lingkungan tersebut digunakan. Contohnya adalah memilih material dengan kualitas yang lebih baik dari yang biasanya

digunakan. Dalam penggunaan baja misalnya, penggantian baja karbon sebagai bahan baku utama dengan baja tahan karat (*stainless steel*) akan mampu meningkatkan proteksi korosi. Namun dari segi biaya, pemilihan material merupakan metode yang kurang efektif.

2. Proteksi Katodik

   Prinsip dari metode proteksi katodik adalah dengan mengubah benda kerja menjadi katoda. Proses proteksi katodik adalah dengan mengalirkan elektron tambahan ke dalam material kerja. Contohnya adalah pemberian arus searah (DC) dari sumber eksternal. Arus yang dialirkan akan memberikan elektron untuk mencegah ionisasi logam menjadi elektron bebas yang menyebabkan logam tersebut mudah bereaksi (Roberge, 2000).

3. Inhibitor

   Metode lain yang digunakan untuk memperlambat laju korosi adalah dengan menambahkan bahan kimia yang disebut *corrosion inhibitor*. *Corrosion inhibitor* adalah zat yang ditambahkan dalam jumlah relatif kecil, berkisar di angka 10-80 ppm ke dalam lingkungan korosif. Hal ini berakibat pada terubahnya mekanisme reaksi lingkungan dan menurunkan laju korosinya. *Corrosion inhibitor* umumnya berbentuk fluid atau cairan yang diinjeksikan pada production line. Mekasinme kerja inhibitor secara umum yaitu (Roberge, 2000)

   - Inhibitor teradsorpsi pada permukaan logam dan membentuk suatu lapisan tipis dengan ketebalan beberapa molekul inhibitor
   - Inhibitor mengendap pada lingkungan dan pada tahap selanjutnya akan teradsorpsi pada permukaan logam dan akan melindungi logam tersebut dari peristiwa korosi
   - Inhibitor kemudian akan membentuk lapisan pasif pada permukaan
   - Inhibitor selanjutnya akan menghilangkan konstituen yang agresif dari lingkungan.

4. Proses Pelapisan (*Coating*)

   Proses pelapisan logam yang rentan terhadap korosi dengan material yang tahan terhadap korosi disebut dengan *coating*. Prinsip kerja dari *coating* adalah dengan menambahkan material anti korosi pada logam kerja

yang akan melekat secara kontinu pada permukaan logam tersebut. Proses *coating* akan mengurangi intensitas kontak antara logam dengan lingkungan yang korosif.

2.7 Proteksi *Coating* Pada Pipa

Penggunaan *coating* pada pipa *pipeline* merupakan proses proteksi korosi yang paling banyak digunakan di industri minyak dan gas karena kemudahan dalam pengaplikasiannya di lapangan. Pengembangan teknologi *coating* terbaru merupakan salah satu metode paling efektif untuk melindungi pipa dalam industri. Pemilihan *coating* pipa untuk aplikasi pipeline di industri minyak dan gas bergantung pada faktor tipe tanah, temperatur, air laut dan jalur pipeline itu sendiri. Dengan demikian pengembangan teknologi dan aplikasi coating yang inovatif dapat menjadi solusi untuk membuat pipa selalu dalam level operasi yang diinginkan. Pemilihan *coating* yang tepat juga akan berimbas pada efektifitas biaya dan umur dari konstruksi pipa. Umumnya bahan kimia dijadikan bahan baku utama dalam resin, pigmen, solven dan aplikasi *curing*. Untuk batas tertentu, pemilihan resin, pigmen, dan curing menentukan seberapa baik lapisan *coating* tersebut dapat bertahan di lingkungan korosif.

Pada praktik di industri, perawatan *coating* pada *pipeline* merupakan hal yang tidak mungkin. Maka dari itu pemilihan material dan metode aplikasi merupakan hal yang harus diperhatikan. Berikut merupakan teknologi coating yang pernah dan sedang digunakan di industri perpipaan. (Niu et al, 2008)

1. *Coal tar*

   Coal tar berfungsi sebagai *filler* dalam *crosslinked epoxy matrix*, dan *film* yang dihasilkan memiliki beberapa keunggulan, diantaranya *toughnes*s (ketangguhan), kekuatan adhesi, resistensi terhadap *ultra violet* (UV) dan stabilitas termal terhadap epoxy. Selain itu *coal tar* juga memberikan resistensi kelembaban yang sangat tinggi. Maka dari itu *coal tar* sering digunakan sebagai bahan coating di industri lepas pantai. Namun selain karena kandungan karsinogennya yang tinggi, penelitian sebelumnya

melaporkan bahwa *coal tar* memiliki dampak yang sangat buruk bagi kesehatan.

2. *Asphalt enamels*

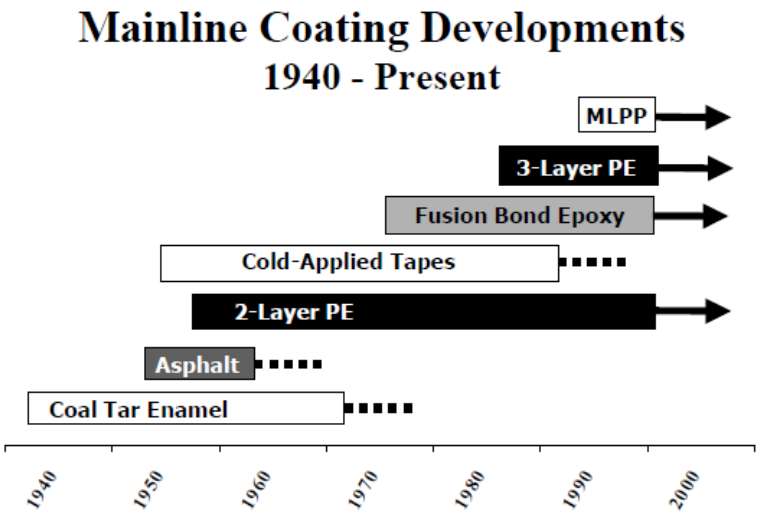
   Aspal enamel dikembangkan untuk menggantikan peran coal tar dengan kandungan karsinogen yang lebih rendah. Namun ekstraksi asap dari aplikasi aspal enamel menjadi salah satu kekurangan metode ini. Selain itu aspal enamel memiliki keterbatasan fleksibilitas dalam temperatur rendah.

3. *Polymer tapes*

   Polymer tape digunakan dengan tujuan melindungi pipa dan bentuk struktural tubural dari korosi bawah tanah. *Tape* ini memberikan efek penghalang (*barrier*) dengan lingkungan bawah tanah. Pada kasus *offshore pipeline*, penginstallan pipa bawah laut (*pipe laying*) , lapisan terluar sambungan joint pipa tersebut umumnya di lindungi oleh aplikasi *tape wrapping system* (*Field Joint Coating*). Tape yang digunakan merupakan material komposit yang terdiri dari sekurang-kurangnya dua lapisan. Lapisan pertama biasanya menggunakan material yang bersifat lembut. Lapisan ini akan menjadi substrat dasar pada permukaan pipa. Lapisan luar adalah bahan polimer yang dirancang dengan kekuatan tarik yang baik,kekuatan mekanik, suhu, dan menjadi hambatan listrik.

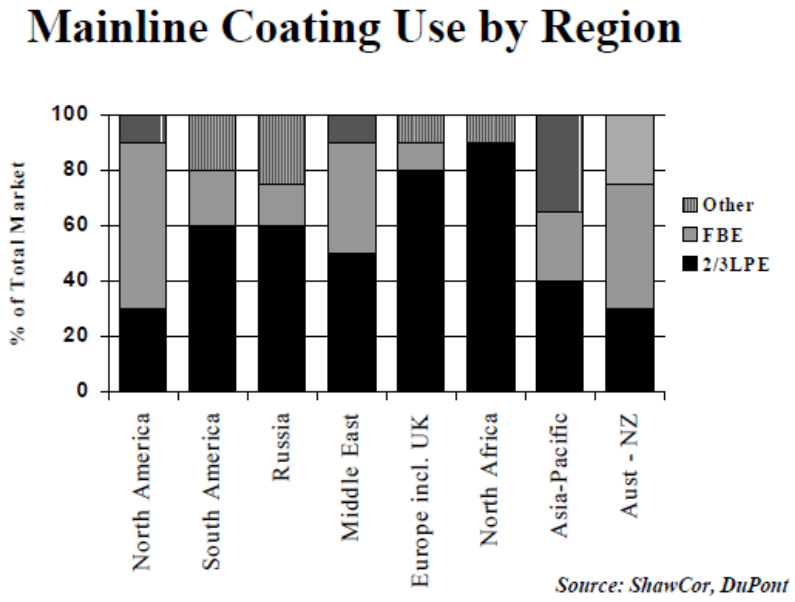
4. *Fusion bonded epoxy*

   Sejak pengaplikasian pertama *fusion bonded epoxy* (FBE) pada awal 1980, FBE telah mengalami perkembangan dan perbaikan yang signifikan. Saat ini di industri sudah tersedia FBE dengan berbagai macam sifat kimia, sifat fisik, dan sifat mekanik untuk memenuhi kebutuhan aplikasi main line pada pipa. Saat ini industri yang hampir pasti menggunakan FBE adalah industri pipa minyak dan gas. Perusahaan pipa di seluruh dunia memilih FBE untuk bahan utama *coating* primer atau bahan dasar pada pelapisan multi-layer. Karena memiliki sifat adhesi yang baik, FBE dapat memberikan perlawanan yang signifikan terhadap korosi untuk jangka waktu yang lama.



Gambar 2.6 Perkembangan *Mainline Coating* 60 tahun terakhir (Tailor et al, 2003)

Pada Gambar 2.6 dijelaskan perkembangan penggunaan teknologi *mainline coating* pada rentang waktu 60 tahun terakhir. Diawali dengan penggunaan *Coal Tar Enamel* pada tahun 1940an, kemudian pada saat ini tersisa teknologi Multilayer Polypropylene (MLPP), 3-Layer Polyethylene, Fusion Bonded Epoxy, dan 2-Layer Polyethylene.



Gambar 2.7 Penggunaan *mainline coating* berdasarkan tempat (Tailor et al, 2003)

Pada Gambar 2.7 dijelaskan penggunaan teknologi *mainline coating* berdasarkan letak geografis *pipeline*-nya. Di daerah asia-pasifik penggunaan teknologi *mainline coating* yang paling sering digunakan adalah Fusion Bonded Epoxy dan 2/3 Layer Polyethylene.

Performa dari *coating* bergantung pada proses pengaplikasiannya. Dan yang menentukan usia dari *coating* adalah tahap pengerjannya yaitu; proses manufaktur, aplikasi, transportasi, instalasi, dan operasi di lapangan. Selain faktor dari tahap pengerjaannya, beberapa faktor yang berefek pada performa *coating* antara lain adalah *bending* dan fleksibilitas, ketahanan terhadap *moisture penetration*, ketahanan terhadap benturan, adaptasi dengan cuaca sekitar, abrasi dan tekanan tanah (Niu et al, 2008).

Coating akan mengalami penurunan performa karena berbagai alasan. Diantaranya sebagai berikut:

- Pergerakan pipa
- Tekanan Tanah
- Temperatur yang tinggi
- Radiasi ultra violet
- Serangan bakteri
- Marine growth
- Kelembaban tanah

Kerusakan coating juga dapat terjadi sebelum pipa di instal di jaringannya, yaitu saat pipa di transfer dari fabrikasi ke site. Dan salah satu faktor penurunan performa coating yang lain adalah aplikasi coating yang buruk. Pemilihan metode dan jenis coating yang digunakan akan mempertimbangkan hal berikut:

- Umur desain
- Biaya
- Kondisi iklim
- Ketersediaan aplikator
- Coating pada sambungan pipa
- Resistivitas tanah

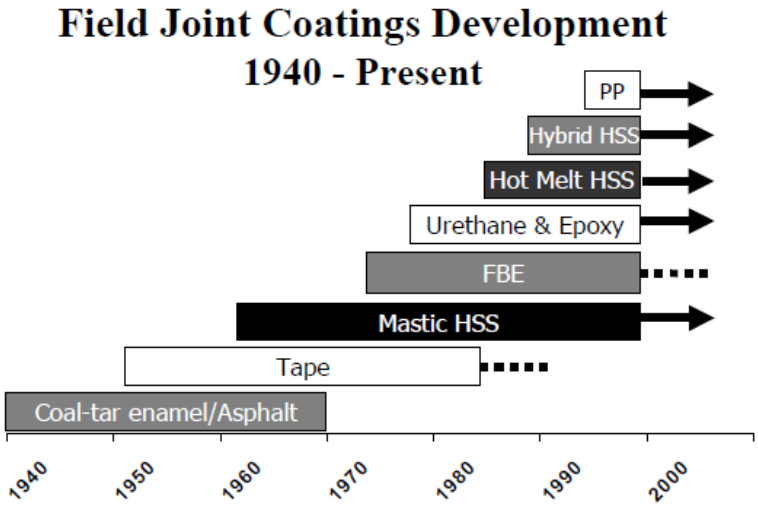
- Kemudahan dalam aplikasi dan perbaikan coating
- Peralatan yang dibutuhkan
- Rekam jejak
- Regulasi HSE (Health, Safety & Environmental) pemerintah setempat

Untuk jaringan perpipaan di tanah yang resistivitasnya tinggi, maka sangat memungkinkan untuk mengubur pipa tanpa lapisan coating apapun *(buried pipeline)*, terutama jika jaringan perpipaan tersebut dilindungi secara katodik, maka permukaan pipa akan sangat mungkin tanpa perlindungan *coating (bare).* Namun untuk jaringan perpipaan di tanah yang resistivitasnya rendah, maka tingkat korosivitas yang tinggi akan terjadi. Hal ini menyebabkan pipa harus diberikan lapisan kedap air yang baik, tidak cukup hanya perlindungan katodik saja.

2.8 *Field Joint Coating*

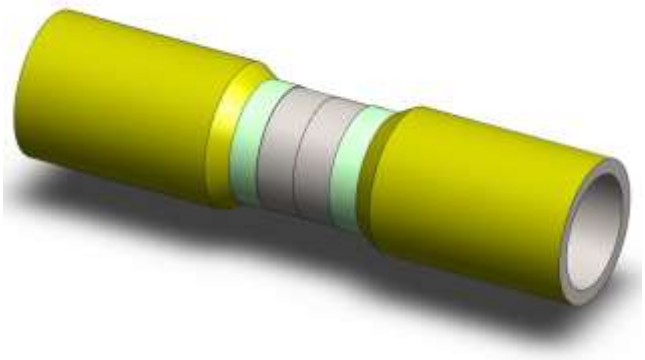
Pipa bawah laut pada umumnya menggunakan proteksi korosi seperti *fusion bonded epoxy* atau *multilayer polyethylene*. Proteksi katodik biasanya juga dipasang untuk membantu pengendalian laju korosi. *Linepipe* akan di sambung dengan teknik pengelasan. Pengelasan sambungan *linepipe* akan dilakukan di atas kapal tempat proses *pipe-laying* dilakukan. Sambungan las pada *linepipe* dibiarkan tidak di *coating*. Proses proteksi korosi pada sambungan las pipa disebut *Field Joint Coating.* (Surkein et al, 2013). Satu *linepipe* pada umumnya memiliki panjang 12.2 meter (40 feet), jadi untuk 100km pipa bawah laut akan membutuhkan sekurang-kurangnya 8000 *Field Joint Coating* (Smith, 2016).

Field joint coating harus mendapatkan perhatian khusus karena performanya tidak hanya dari performa coating ini sendiri, namun juga seberapa baik aplikasi *coating* dapat di terapkan pada saat kondisi instalasi. (Mordarski, 1998). Sambungan pipa yang disambung menggunakan teknik pengelasan merupakan bagian struktur yang terlemah pada jaringan perpipaan. Pada sambungan las ini akan terjadi konsentrasi tegangan yang jauh lebih tinggi dibandingkan bagian pipa yang lain. Untuk alasan ini, kualitas dari coating sambungan pipa harus memiliki performa yang lebih baik dibandingkan coating pada bagian mainline.



Gambar 2.8 Perkembangan FJC 60 tahun terakhir
(Tailor et al, 2003)

Pada Gambar 2.8 dijelaskan perkembangan aplikasi *Field Joint Coating* pada rentang 60 tahun terakhir. Diawali dengan penggunaan coal-tar enamel/asphalt pada tahun 1940-1970. Kemudian pada saat ini ada banyak sekali jenis aplikasi *field joint coating.*



Gambar 2.9 Sambungan Linepipe
(Bahuis.com)

Pada Gambar 2.9 dijelaskan bentuk sambungan pipa. Pada bagian pipa yang berwarna kuning merupakan pipa yang di-aplikasikan *mainline coating.* Sedangkan pada bagian yang tidak berwarna kuning merupakan sambungan pipa yang akan di-

aplikasikan *Field Joint Coating.* Aplikasi *Field Joint Coating* juga akan melapisi bagian *mainline coating*. Pada bagian tumpukan antara *Field Joint Coating* dan *mainline coating* disebut sebagai *overlap.*

Saat ini sudah ada beberapa tipe dari field joint coating yang tersedia untuk pipeline di industri minyak dan gas. Selain itu sudah standar yang memberikan referensi mengenai aplikasi *field joint coating*, antara lain DNV RP-F102 dan ISO 21809-3. DNV RP-F102 terbitan terbarunya pada tahun 2011, sedangkan ISO 21809-3 dipublikasikan pada tahun 1998. ISO 21809-3 kemudian menjelaskan mengenai beberapa tipe material untuk *field joint coating*, diantaranya:

- *Polimer tape*
- *Heat-shrinkable coating*
- *Fusion bonded epoxy* (FBE)
- *Liquid coating*
- *Thermal spray aluminium* (TSA)
- *Elastomeric coating*

ISO 21809-3 memberikan referensi material *field joint coating* untuk pipa bawah laut dan jalur pipa yang ada didarat. Semua aplikasi *field joint coating* sangat berpacu dengan waktu. Hal ini dikarenakan proses aplikasi field joint coating berbeda dengan *coating* pada *mainline* pipa. Jika coating pada mainline pipa bisa dilakukan di fabrikasi atau di darat, proses *field joint coating* pada pipa bawah laut dilakukan tepat sebelum pipa di jatuhkan ke dalam laut. Untuk itu diperlukan teknik aplikasi yang dapat menghasilkan kombinasi performa *coating* yang baik dan efektifitas waktu serta penghematan ruang.

Beberapa faktor yang dapat mencapai tujuan di atas adalah:

- Persiapan permukaan
- Aplikasi *coating,* otomatis atau masih manual
- Perlakuan panas
- Keadaan dan kondisi lingkungan
- Inspeksi setelah aplikasi FJC selesai

2.9 *Heat Shrinkable Sleeves*

Pada tahun 2001,teknologi *Heat-Shrink Sleeves* (HSS) pertama kali dikenalkan. HSS pada awalnya menggunakan bahan baku polypropylene. Sistem polypropylne HSS memanfaatkan epoxy cair atau epoxy powder untuk menutupi logam induk dan mengisi gap pada sambungan las pipa. HSS memerlukan *blast cleaning* untuk mencapai performa puncak sebagai proteksi korosi pada sambungan *linepipe*. Pemasangan *sleeve* bergantung pada perlakuan panas yang akan diterima *sleeve* dan logam induk. (Mallozzi et al, 2010).

ISO 21809-3 mendeskripsikan HSS sebagai material yang terdiri dari beking eksternal atau *crosslinked* polyolefin dan material adeshive internal yang terbuat dari bahan thermoplastik. Penyusutan dari tape HSS akan menentukan seberapa kuat HSS dan logam induk berikatan. ISO 21809-3 kemudian membagi jenis dari *Field Joint Coating*. Untuk Heat Shrink Sleeves, tabel berikut akan menjelaskan klasifikasi HSS.

Tabel 2.3 Tipe HSS berdasarkan ISO 21809-3

Code	Temperatur Desain	Tipe FJC
2A	50 – 120 °C	HSS material, polyethylene-based
2B	120 °C	HSS material, polyethylene-based, dengan aplikasi epoksi liquid atau FBE layer
2C	130 °C	HSS material, polypropylene-based, dengan aplikasi epoksi liquid atau FBE layer

Sumber: ISO 21809-3

Pada Tabel 2.3 dijelaskan klasifikasi *field joint coating* yang menggunakan *Heat Shrink Sleeve* (HSS) sebagai *Coating* lapisan terluar. ISO 21809-3 mengklasifikasikan tipe HSS menurut rentang temperatur desain dan temperatur operasi serta kombinasi layer HSS dengan jenis *coating* yang lain.

2.10 Persiapan Permukaan

Persiapan permukaan merupakan tahap paling penting dalam sistem pelapisan (*coating*). Lebih dari 60% keberhasilan sistem pelapis untuk proteksi korosi ditentukan oleh persiapan permukaan yang dilakukan di substrat atau logam induk (Yosafat, 2016). Penggunaan bahan *coating* dengan spesifikasi paling tinggi sekalipun, apabila persiapan permukaannya tidak optimal maka proteksi korosi untuk logam baja nya pun tidak akan maksimal. Hal ini akan menyebabkan kerugian yang besar.

Dalam memilih metode persiapan permukaan, faktor yang mempengaruhi adalah permukaan baja yang akan dilapisi dan sistem pelapisannya. Pada spesifikasi bahan pelapis, pada umumnya telah tercantum persiapan permukaan yang harus dilakukan sebelum aplikasi pelapisan. Persiapan permukaan ini sangat penting, karena jika dilakukan tidak sesuai prosedur dan standar yang sesuai akan menyebabkan kegagalan fungsi coating sebelum masa waktu yang direncanakan. Pada umumnya persiapan permukaan dengan taraf yang lebih rendah akan menghasilkan tingkat proteksi yang lebih rendah pula. Adapun tujuan dari persiapan permukaan adalah sebagai berikut:

- Membersihkan segala jenis kontaminan dan kotoran pada permukaan baja, seperti karat, kulit besi, produk korosi, debu, kontaminan berupa garam, minyak dan berbagai kontaminan lainnya.
- Membentuk profil mekanik pada permukaan, dimana permukaan yang kasar akan berperan sebagai celah yang dapat dimanfaatkan pelapis untuk melakukan penetrasi dan mengikat substrat
- Meningkatkan kekuatan adhesi antara substrat dengan bahan pelapis.

Menurut SIS, ISO, dan SSPC ada enam tingkat hasil dari surface preparation. Semakin tinggi nilai dari surface preparation, maka akan lebih tinggi pula kinerja proteksi korosi yang didapatkan.

Tabel 2.4 menjelaskan kesetaraan tingkat kebersihan dari 3 standard yaitu Swedish SIS 05 5900, American SSPC-SP, dan International ISO-8501-1.

Tabel 2.4 Indeks Surface Preparation

Deskripsi	Swedish SIS 05 5900	American SSPC-SP	International ISO-8501-1
White metal	Sa 3	SSPC-SP 5	Sa 3
Near white metal	Sa 2.5	SSPC-SP 10	Sa 2.5
Commercial blast	Sa 2	SSPC-SP 6	Sa 2
Brush-off blast	Sa 1	SSPC-SP 7	Sa 1
Power tool cleaning	St 3	SSPC-SP 3	St 3
Hand tool cleaning	St 2	SSPC-SP 2	St 2

Pada penelitian ini akan membandingkan persiapan permukaan SSPC-SP 3 (Power tool cleaning) dengan SSPC-SP10 (*Near white metal*) terhadap performa HSS field joint coating. Pada umumnya untuk dapat mengetahui tingkat kebersihan yang dikehendaki telah tercapai, akan digunakan acuan warna sebagai perbandingan berupa referensi warna permukaan atau juga disebut pictorial surface standard.

Tabel 2.5 Kondisi awal dari baja

Rust grade	Pictorial example	Description
A		Steel covered completely with adherent mill scale and with, if any, little rust.
B		Steel surface which has begun to rust and from which the mill scale has begun to flake.
C		Steel surface on which the mill scale has rusted away or from which it can be scrapped, but with little pitting visible to the naked eye.
D		Steel surface on which the mill scale has rusted away and on which considerable pitting is visible to the naked eye.

sumber: ISO 8501-1

Rust grade merupakan cara mengklasifikasikan kondisi awal dari permukaan spesimen atau material. Sedangkan tabel pictorial example memberikan contoh penampakan visual dari kondisi awal permukaan spesimen atau material. Pada rust grade A, kondisi awal permukaan baja tertutup penuh dengan *mill scale* yang menempel secara rekat. Pada rust grade B, kondisi awal permukaan baja tertutup dengan banyak sekali karat dan kontaminan lain. Sedangkan untuk rust grade C, permukaan baja terdapat beberapa karat dan *mill scale*

Tabel 2.6 *Pictorial Example*

Cleaning standard	Initial steel condition (see also table 1).			
	A	B	C	D
St2 – Hand tool cleaning	Not applicable			
St3 - Power tool cleaning	Not applicable			
Sa1 -Brush-off blast	Not applicable			
Sa2 - Commercial blast	Not applicable			
Sa2.5 -Near white metal				
Sa3 - White metal				

Sumber: ISO 8501-1

Pada penelitian kali ini, akan membandingkan metode persiapan permukaan terhadap performa sistem proteksi korosi *field joint coating*. Dan berikut metode persiapan permukaan yang akan dijadikan bahan komparasi:

1. *Hand Tool Cleaning*

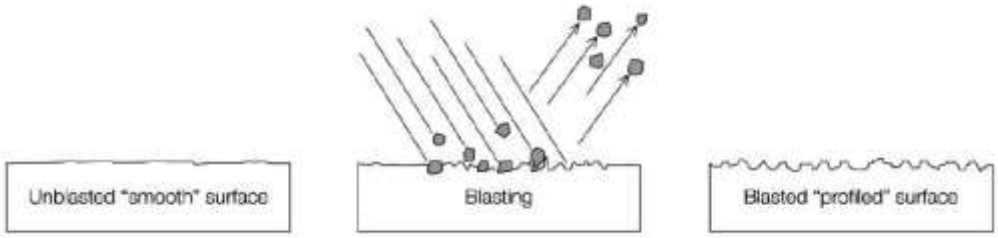
   Metode ini merupakan metode sederhana persiapan permukaan substrat. Aplikasi metode ini ialah dengan membersihkan permukaan menggunakan sikat kawat dan membersihkannya dengan solvent untuk menghilangkan karat. Metode ini akan menghasilkan perbedaan kekasaran yang signifikan.

2. *Power Tool Cleaning*

   Metode ini merupakan proses persiapan permukaan yang menggunakan peralatan paling sedikit di antara metode surface preparation yang lain. Saat ini di praktik industri, metode ini paling banyak digunakan pada *field joint coating pipeline*. Hal tersebut dikarenakan proses persiapan permukaan dengan metode *power tool cleaning* tidak memerlukan peralatan yang kompleks dan waktu yang banyak. Alat-alat yang digunakan antara lain gerinda, *needle/chisel scalers, scabblers, scarifiers, descalers*. Metode ini tidak efektif untuk menghilangkan karat dan kontaminan lainnya.

3. *Near White Metal*

   Metode *Near white metal* menggunakan material abrasif dengan cara disemprotkan dengan tekanan tinggi ke permukaan logam induk. Proses *near white metal* dinilai sangat efektif untuk industri maritim, fabrikasi, dan lain-lain. Gambar berikut menjelaskan skema blasting.



Gambar 2.10 Skema blasting material induk

(Carolus, 2016)

Gambar 2.10 menjelaskan Skema blasting dalam membentuk profil material induk. Pada penelitian kali ini, proses blasting near white metal akan menggunakan dua jenis ukuran steel grit, yaitu grit 16.

Tabel 2.7 Ukuran Steel Grit

ASTM Mesh No.	mm.	In.
10	2.00	0.0787
12	1.68	0.0661
14	1.41	0.0555
16	1.19	0.0469
18	1.00	0.0394
20	0.84	0.0331
25	0.71	0.0280
30	0.60	0.0232
35	0.50	0.0197
40	0.42	0.0165
45	0.35	0.0138
50	0.30	0.0117
80	0.18	0.0070
120	0.12	0.0049
200	0.07	0.0029

2.2.11 Adhesi

Adhesi adalah gaya tarik-menarik antar molekul yang tidak sama jenisnya, dalam hal ini adalah gaya tarik-menarik antara molekul cat dengan molekul material logam induk dan molekul cat dengan molekul material *sleeves*. Sistem proteksi korosi dengan pelapisan yang baik akan mempunyai nilai adhesi yang baik pula. Untuk mencapainya, parameter yang berpengaruh antara lain *surface preparation.* (Carolus, 2016).

Peel test dilakukan antara dua substrat yang terikat bersama dengan lapisan adhesive. Substrat yang terikat terdiri dari substrat fleksibel dan substrat kaku

(*rigid*). Lapisan adhesive itu sendiri umumnya akan melapisi substrat logam induk dan kemudian terletak tepat dibawah *sleeves* yang digunakan sebagai proteksi korosi terluar. Umumnya tujuan *peel test* adalah untuk menentukan kekuatan adhesive. Kekuatan adhesive dapat disebut juga kelengketan antar *sleeves*, epoxy, dan logam induk. Nilai yang terukur ini kemudian dapat digunakan untuk menentukan apakah ikatan perekat cukup kuat atau terlalu kuat untuk aplikasi coating. Kriteria *peel test* diberikan pada ISO 21809-3. Jika nilai keduanya belum memenuhi dari standar minimum yang ditentukan, dapat di artikan metode aplikasi dan surface preparation belum tepat dilakukan.

Permasalahan selanjutnya yang sedang di hadapi di praktik industri saat ini adalah timbulnya gelembung udara (*air trap*). Timbulnya gelembung udara otomatis akan mengurangi kekuatan adhesive dari sistem coating. Air trap test dilakukan untuk mengetahui berapa laju timbulnya gelembung udara di dalam *field joint coating*.

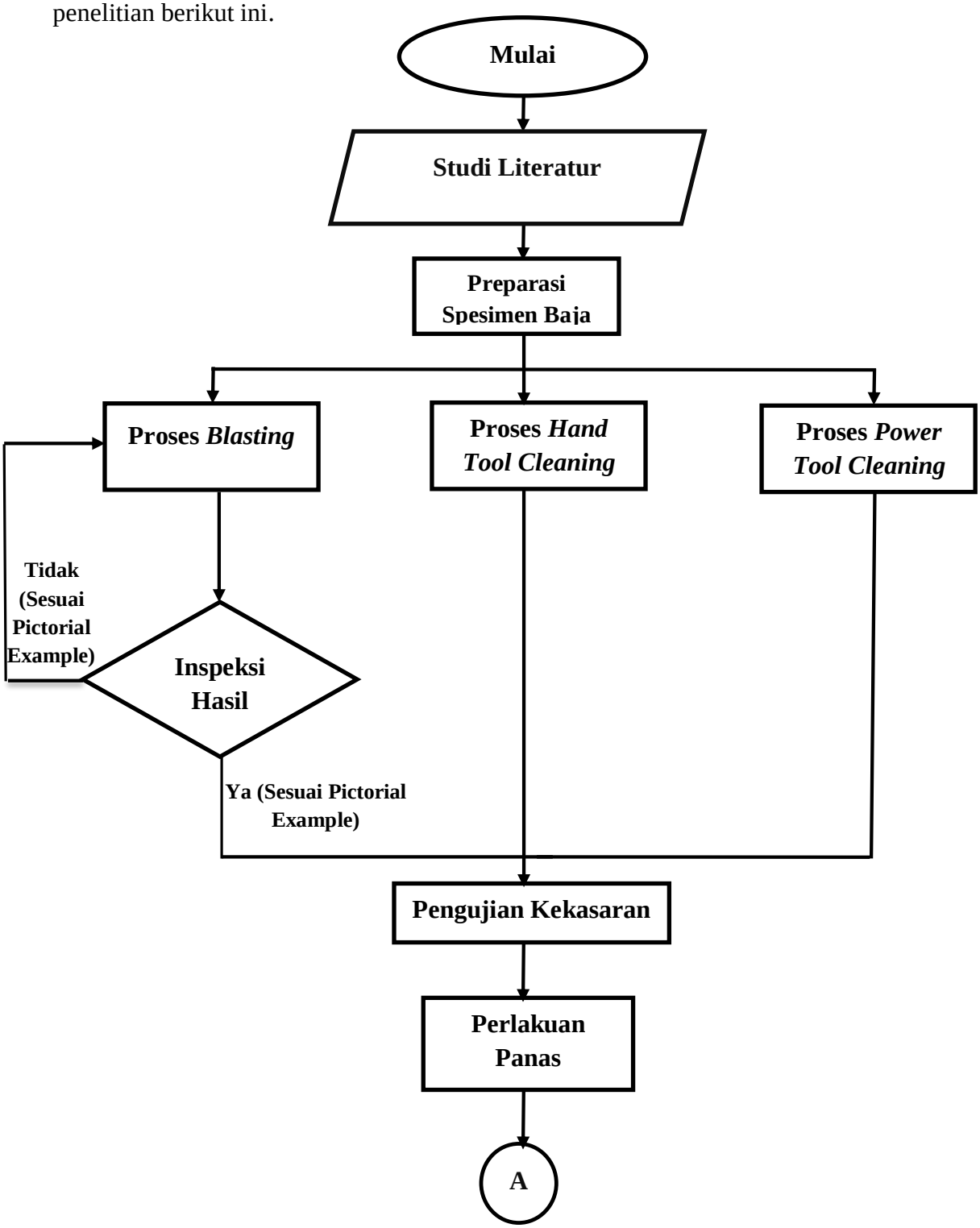
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

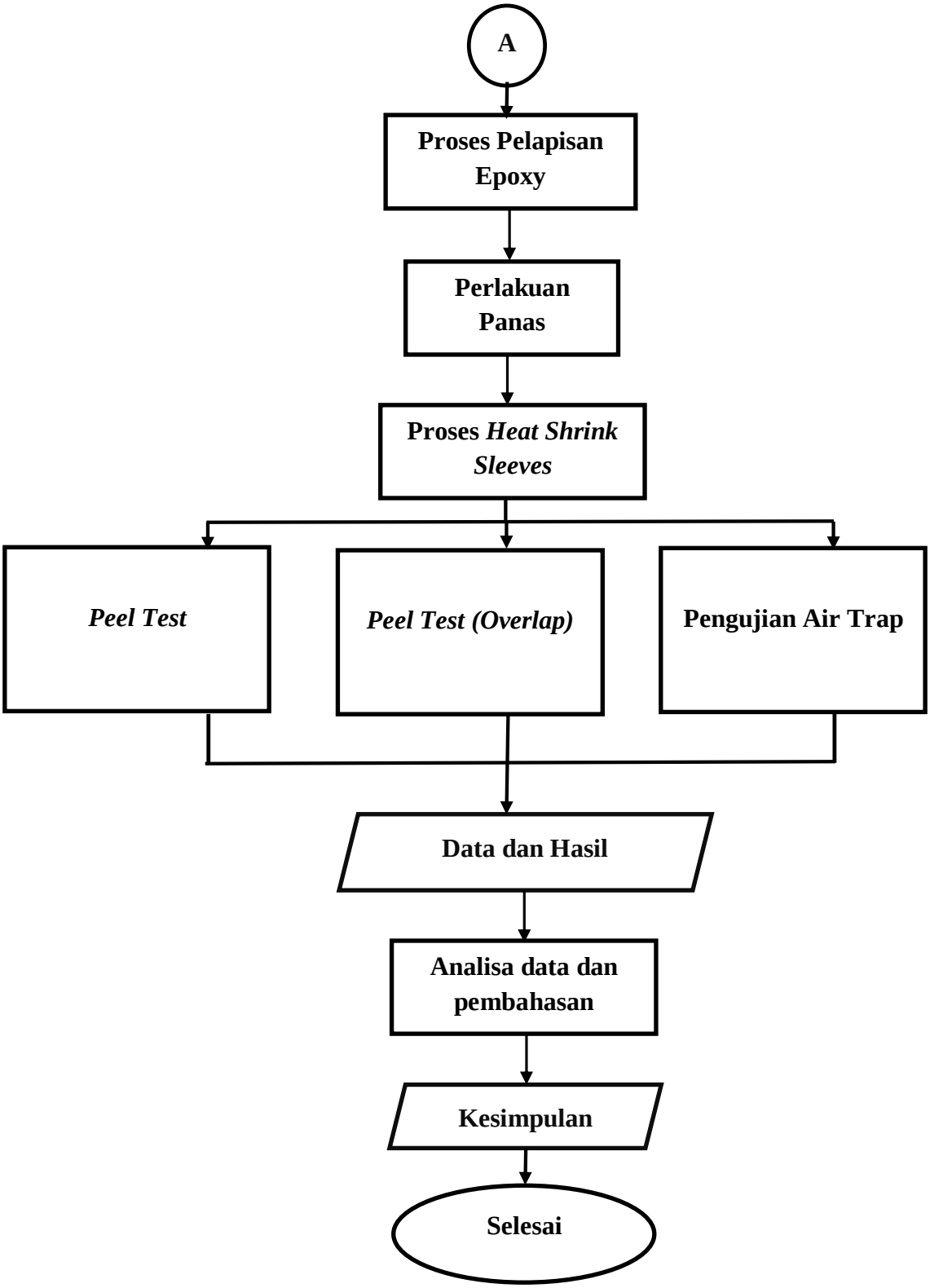
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Penjelasan mengenai pengerjaan tugas akhir ini dapat di lihat di diagram alir penelitian berikut ini.





Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Metode Penelitian

Metode penelitian sebagai acuan dalam melakukan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

   Buku, jurnal serta informasi dari berbagai situs dan sumber penelitian merupakan acuan dari studi literatur pada penelitian kali ini. Berbagai sumber referensi ini membahas dan memberikan informasi secara umum terutama mengenai *field joint coating*. Beberapa buku dan jurnal secara khusus juga membahas mengenai salah satu metode *field joint coating* menggunakan epoxy primer dan *Heat Shrink Sleeves.* Pada penelitian kali ini SSPC-SP dan ISO merupakan standard pengujian yang akan digunakan sebagai acuan.

2. Eksperimental

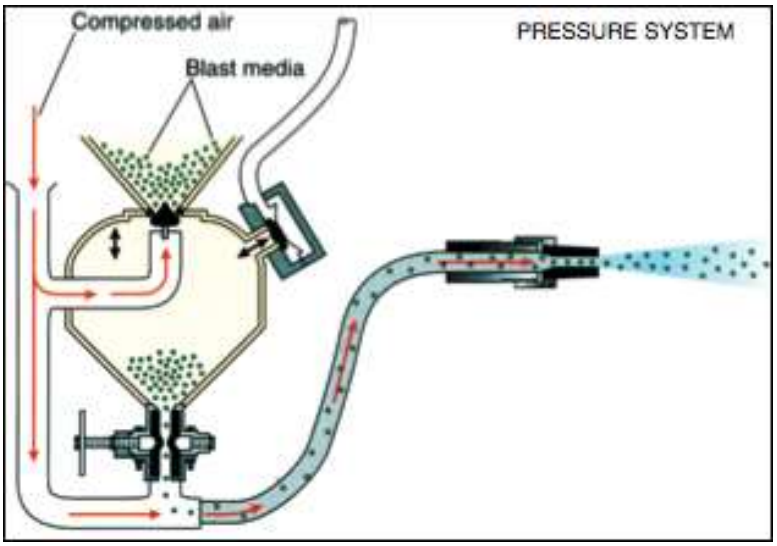
   Terdapat beberapa eksperimen atau uji coba yang dilakukan untuk mendukung dan menjawab tujuan dari penelitian kali ini. Adapun eksperimen yang akan dilakukan meliputi pengujian kekasaran pada 3 spesimen sambungan pipa. Tujuan pengujian ini untuk mengetahui profil dari permukaan tiap spesimen yang telah melewati proses persiapan permukaan yang berbeda. Pengujian selanjutnya adalah pengujian *Air trap.* Pengujian *air trap* untuk mengetahui jumlah titik yang terdapat gelembung *(air trap)* setelah aplikasi *field joint coating* dilakukan. Pengujian peel test untuk mengetahui kekuatan adhesive antara cat epoxy, *sleeve,* dan baja spesimen. Dan yang terakhir pengujian *overlap joint strength* dilakukan untuk mengetahui kekuatan tarik pada batas sectional cat *epoxy field joint coating* dengan *mainline coating* dari spesimen baja. Setelah semua pengujian dilakukan, maka spesimen sambungan pipa akan diamati secara visual lapisan coatingnya. Tahap ini dilakukan untuk memperoleh informasi mengenai ikatan yang terjadi antar lapisan setelah semua proses merusak dilakukan.

3.3 Alat Penelitian

Peralatan-peralatan yang digunakan pada penelitian ini adalah:

1. Alat untuk *Blasting* (SSPC – SP10)

   Alat ini digunakan untuk membersihksn permukaan substrat dari semua kontaminan yang ada di atas permukaan. Alat ini terdiri dari Blast Machine, Blasting cabinet, blasting pot, Blast helmet untuk melindungi operator dari percikan material abrasif, dan breathing filter. Gambar 3.2 menjelaskan skema pada proses blasting menembakkan material abrasif. Gambar 3.3 menjelaskan bentuk dari *blasting pot.*



Gambar 3.2 Skema Proses Blasting

Gambar 3.3 Blasting Pot

2. Alat untuk *Power Tool Cleaning* (SSPC – SP3)

   Alat yang digunakan adalah gerinda poles. Selain gerinda poles, dapat diganti dengan alat mesin sikat kawat atau kombinasi dari keduanya. Gambar 3.4 menunjukkan gerinda poles yang dipakai untuk *power tool cleaning.*

Gambar 3.4 Gerinda poles

3. Alat untuk *Hand Tool Cleaning* (SSPC – SP2)

   Alat yang digunakan berupa sikat kawat manual. Sikat kawat manual ini akan membentuk kekasaran, namun kekasarannya berbeda dengan kekasaran hasil blasting.

4. Electronic Hygrometer

   Alat ini digunakan untuk mengukur tingkat kelembaban pada suatu tempat. Alat ini dapat menginformasikan kondisi basah dan kondisi kering udara. Serta mengetahui

5. *Test Tax*

   Alat ini digunakan untuk mengetahui kekasaran rata-rata dari permukaan baja pipa. *Test tax* mempunyai kelebihan dapat menjangkau permukaan yang tidak rata (cekung atau cembung). Gambar 3.5 merupakan penjelasan mengenai bentuk dari kertas *test tax* yang ditembelkan pada permukaan material yang telah melalui proses persiapan permukaan.

Gambar 3.5 Test Tax

6. *Roughness Meter*

   Alat ini digunakan untuk mengetahui kekasaran rata-rata dari permukaan material yang rata. Namun karena permukaan pipa tidak datar, maka penggunaan *roughness meter* akan dikalibrasikan dengan *test tax untuk* untuk mengetahui kekasaran pada permukaan.

Gambar 3.6 Roughness Meter

7. Alat pencampur Cat Epoxy

   Alat ini terdiri dari stik pengaduk, kaleng pencampur, dan dua kaleng pembanding resin dan solvent.

8. Kuas Epoxy

   Kuas yang digunakan adalah kuas konvensional, kuas ini hanya dapat digunakan sekali karena cat epoxy primer dalam 18 menit akan langsung mengeras. Kuas yang digunakan berukuran 1.5”.

Gambar 3.7 Kuas Epoxy

9. *Magnetic Surface Thermometer*

   Alat ini digunakan untuk mengetahui temperatur permukaan baja. Alat ini digunakan dengan memposisikan sensornya sejajar dengan permukaan baja pada jarak sekitar 3 feet. Setelah itu pada layar alat uji ini akan muncul berapa temperatur permukaan pada permukaan pipa.

Gambar 3.8 Magnetic Surface Thermometer

10. *Gas Torches*

    Gas torches digunakan untuk memanaskan substrat dengan gas yang dikeluarkan. Namun penggunaan *gas torches* harus disertai pengecekan temperatur substrat secara berkala karena *gas torches* ini belum dilengkapi

pengaturan temperatur gas yang ingin dikeluarkan. Penggunaan *gas torches* harus dilengkapi dengan *glove* anti api.

Gambar 3.9 Gas Torches

11. Timbangan Gantung

Alat ini digunakan untuk mengetahui kekuatan tarik kulit pada bagian *coating* sambungan pipa, dan bagian sambungan *overlap*-nya. Pada saat pengujian kekuatan tarik kulit *coating*, timbangan gantung ini akan dijepitkan dan ditarik pada kekuatan 10 kg dan 15 kg.

Gambar 3.10 Timbangan Gantung untuk Uji Tarik

12. Tiang Penyangga

    Alat ini dirakit menggunakan tiang-tiang besi yang dibentuk untuk menyangga pipa pada pengujian kekuatan tarik kulit (peel test). Perakitannya menggunakan mesin pemotong dan teknik pengelasan.

Gambar 3.11 Perakitan Tiang Penyangga

3.4 Bahan Penelitian

Bahan-bahan yang akan dipakai pada penelitian kali ini adalah sebagai berikut:

1. Pipa Baja API 5L Grade B

   Material baja yang dipakai sebagai substrat dalam penelitian ini adalah baja API 5L Grade B. Baja ini merupakan pipa yang biasanya digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas. Dalam penelitian ini terdapat 3 sambungan *(joint)* pipa baja yang sudah mempunyai mainline coating. Pipa sudah dalam keadaan tersambung menggunakan teknik pengelasan. Tiap sambungan pipa memiliki panjang 1 meter, diameter 4" dan ketebalan 8.6 mm. Tiap sambungan pipa memiliki area tidak ter-coating untuk field joint coating sepanjang 13 cm.

2. Epoxy Primer

   Epoxy primer yang digunakan adalah epoxy primer canusa tipe "E". Volume solid dari epoxy ini 100% dengan curing time 18 menit. Epoxy ini terdiri dari base epoxy dan curing agent, dimana perbandingan pencampurannya ialah 4:1. Pada penelitian kali ini digunakan 200 ml base epoxy dan 50ml curing agent untuk tiga buah joint pipa. Setelah *base* epoxy

dan curing agent dicampur, maka campuran tersebut tidak dapat digunakan dalam waktu yang lama, karena campuran tersebut akan langsung mengeras tidak seperti cat epoxy jenis lain.

3. *Heat Shrink Sleeve (HSS)*

   Heat Shrink Sleeve (HSS) yang digunakan adalah *HSS Covalence*. HSS ini dipotong dengan panjang 530 mm dengan lebar 330 mm untuk tiap satu join. Panjang 530 mm didapatkan dari keliling lingkaran join + 30% keliling lingkaran join. Penambahan panjang 30 % ini karena nantinya saat diaplikasikan dengan cara dipanaskan, HSS ini akan mengerucut panjangnya. Minimal temperatur aplikasi dari HSS ini adalah 80 derajat celcius. Pada titik temperatur yang sesuai dengan pds nya, HSS ini akan mengerucut maksimal.

3.5 Prosedur Penelitian

Untuk menunjang penelitian ini ada beberapa prosedur yang harus dilakukan untuk mencapai hasil yang diinginkan. Prosedur penelitian kali ini antara lain:

3.5.1 Preparasi Spesimen

Pipa baja API 5L Grade B dengan diameter 4 inch disambung dengan menggunakan teknik pengelasan. 6 buah pipa ini disambung sebelum penelitian dimulai dan dilakukan di Cipta Agung. Dimensi tiap joint pipa adalah panjang 1 meter, diameter 4 inch dan ketebalan 8.6 mm. Sampel pipa baja tersebut nantinya akan di aplikasikan *field joint coating* pada bagian *uncoating*-nya. Bagian-bagian yang digunakan untuk penelitian adalah bagian sambungan las pipa. Sambungan las pipa dari fabrikasi biasanya dibiarkan tanpa perlindungan *coating.*

3.5.2 Preparasi Permukaan

Setelah substrat pipa baja telah disiapkan, maka permukaan baja yang tidak tercoating akan dibersihkan terlebih dahulu. Pada penelitian kali ini variasi penelitian terdapat pada cara permukaan substrat dibersihkan. Persiapan permukaan merupakan salah satu kunci keberhasilan proses coating untuk perlindungan korosi.

Standard yang digunakan adalah SSPC (*Steel Structures Painting Council*). Dan variasi persiapan permukaan yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah:

- *Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2)*

  Permukaan dibersihkan dari karat dengan menggunakan kawat baja. Dalam tahap ini dilakukan proses pembersihan material sambungan pipa dengan menggunakan kawat baja. Tingkat kebersihan yang ingin dicapai pada proses persiapan permukaan ini adalah ST 2 (ISO-8501-1) atau SP 2 (SSPC-SP).
- *Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)*

  Permukaan dibersihkan dari karat, slag, spatter dan segala pengotor yang lain menggunakan gerinda. Hasil dari persiapan permukaan ini akan lebih halus dan rata dibandingkan persiapan permukaan yang lain. Dalam tahap ini proses persiapan permukaan akan mencapai tingkat kebersihan ST 3 (ISO-8501-1) atau SP 3 (SSPC-SP).
- *Near White Metal (SSPC – SP 10)*

  Permukaan baja dibersihkan dengan menggunakan semprotan material abrasif (*steel grit*) sampai pada kondisi minimal 95 % permukaan bebas sisa kotoran. Material abrasif yang digunakan adalah steel grit dengan grit 16. Material ini dipilih karena nilai kekasarannya paling baik diantara material abrasif yang lain. Tingkat kebersihan yang ingin dicapai pada proses persiapan permukaan ini adalah SA 2.5 (ISO-8501-1) atau SP 10 (SSPC-SP). Inspeksi blasting dilakukan dengan menggunaka pictorial example yang mengacu pada ISO 8501-1.

3.5.3 Pengukuran Kekasaran Permukaan

Setelah dilakukan inspeksi visual, spesimen akan diuji kekasaran permukaannya dengan alat *test tax* dan *roughness meter*. Adapun langkah-langkah dalam melakukan pengujian ini antara lain:

a. Menyiapkan peralatan uji utama yaitu *test tax* sebanyak 9 buah, dan *roughness meter.*
b. Menyiapkan spesimen yang akan diuji

c. Menempelkan *test tax* pada 3 sambungan pipa. Tiap sambungan pipa akan ditempelkan *test tax* sebanyak 3 buah.
d. Setelah *test tax* diangkat, kemudian mengkalibrasikan alat *roughness meter* dengan cara meletakkan alat uji ke atas kaca rata sampai alat menunjukkan angka 0.
e. Tahap terakhir adalah mengkalibrasikan *test tax* pada *roughness meter* dengan cara menempelkannya dipenjepit *roughness meter.*

3.5.4 Pengecekan Kondisi Lingkungan

Tahap ini dilakukan untuk memastikan keadaan lingkungan saat aplikasi coating sesuai dengan rekomendasi dan prosedur pada datasheet. Tahapan dalam proses ini adalah sebagai berikut:

- Mengukur, memeriksa, dan mencatat temperatur udara disekitar chamber tempat aplikasi coating menggunakan thermometer mercuri.
- Mengukur, memeriksa, dan mencatat temperatur pipa baja sebelum aplikasi menggunakan magnetic surface thermometer
- Mengukur kelembaban udara dengan digital electronic hygrometer (Relative Humidity) dimana angka maksimal yang disarankan adalah dibawah 85%. Jika angka nya di atas 85% maka proses coating sebaiknya ditunda.
- Mengukur dew point, atau titik embun pada sekitar chamber. Dimana angka yang diizinkan adalah 3 derajat celcius di atas permukaan substrat atau spesimen. Membuat dew point pada titik ideal dapat dilakukan dengan cara melakukan proses coating didalam chamber yang mempunyai sistem exhaust dan penyinaran yang baik.

3.5.5 Aplikasi Epoxy Primer

Proses pelapisan cat (coating layer pertama) dilakukan dengan metode hand lay-up menggunakan kuas. Cat yang digunakan adalah epoxy primer E canusa. Sebelum di base epoxy dan curing agent di campurkan, substrat pipa baja dipanaskan di suhu 70-80 derajat celcius. Kemudian setelah itu campuran base epoxy dan curing agent di aplikasikan ke permukaan join pipa menggunakan kuas.

Waktu kering sempurna dari epoxy ini adalah 18 menit setelah aplikasi pencampuran. Pencampuran binder dan curing agent menggunakan perbandingan 4:1 dengan volume.

3.5.6 Aplikasi Heat Shrink Sleeves

Proses *wrapping heat shrink sleeves* dilakukan sambil memanaskan bagian ujung dari tape. Pemanasan menggunakan *gas torches* dengan temperatur 80 sampai 100 derajat celcius. Setelah itu seluruh bagian HSS dengan temperatur tersebut dan diratakan menggunakan roller tahan panas. HSS yang digunakan berjenis Covalence untuk pipa bawah laut.

3.5.7 Pengujian Air Trap

Pengujian *air trap* dilakukan untuk membandingkan proses apa yang lebih baik antara *power tool cleaning* atau *blasting* ataupun *hand tool cleaning*. Jumlah pertumbuhan air trap pada *sleeves akan* dijadikan sebagai parameter.

3.5.8 Uji Tarik Kulit (Peel Test)

Kekuatan tarik dari *Field Joint Coating* akan didapatkan dari *Peel Test*. *Peel Test* akan mengetahui seberapa kuat ikatan antar *sleeves*, epoxy, dan baja induk. Uji ini akan dilakukan tepat setelah uji *air trap* selesai dilakukan. Metode yang digunakan adalah dengan menggantungkan beban seberat 25 kg dibawah pipa yang dihubungkan dengan rope dan clamp. Laju tercabutnya kulit HSS dan cat dari substrat akan didapatkan sebagai data perbandingan 3 buah joint.

3.5.9 Uji Kekuatan Overlap Joint

Pada pengujian ini metode nya sama dengan peel test. Namun daerah yang dijadikan titik pengujian berada di *overlap joint* antara *mainline coating* dan *field joint coating*. Dari pengujian ini akan didapatkan data kekuatan adhesive pada perbatasan field joint coating dan mainline coating. Satuan dari pengujian ini adalah Newton per milimeter persegi. Pada penelitian ini tiap spesimen akan diambil 3 titik pengujian

3.5.10 Analisa Hasil dan Data Pengujian

Pada tahap ini data dan hasil pengujian yang dilakukan akan di olah. Dan dari pengolahan data pengujian tersebut akan didapatkan perbandingan performa coating HSS dengan variasi persiapan permukaan.

Tabel 3.1 Rancangan Rekap Data Pengujian Peel Test

Sampel Uji (Surface Preparation)	Titik	Panjang Tarikan (mm)	Beban (Newton)	Kekuatan (N/mm)
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	1			
	2			
	3			
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2)	1			
	2			
	3			
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	1			
	2			
	3			

Tabel 3.2 Rancangan Rekap Data Pengujian Air Trap Test

Sampel Uji (Surface Preparation)	Jumlah Titik
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2	
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	

Tabel 3.3 Rancangan Rekap Data Pengujian Overlap Peel Test

Sampel Uji (Surface Preparation)	Titik	Panjang Tarikan (mm)	Beban (Newton)	Kekuatan (N/mm2)
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	1			
	2			
	3			
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2)	1			
	2			
	3			
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	1			
	2			
	3			

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemeriksaan Kondisi Lingkungan

Pengukuran beberapa parameter dilakukan untuk memastikan kondisi lingkungan sesuai dengan rekomendasi dan prosedur dalam aplikasi *coating.*

Operator	: Dedik (CV. Cipta Agung)
Time	: 13.50 WIB 18 April 2017
Wet	: 28^{o} C
Dry	: 31^{o} C
Dew Point	: 27^{o} C
Relative Humidity	: 80%
Steel Temperature	: 22.5^{o} C

Gambar 4.1 Pengukuran kondisi lingkungan dalam chamber

Dari data lingkungan, kelembaban udara (*relative humidity*) didapatkan 80%. Dimana presentase angka maksimal dari kelembaban udara didalam *chamber* adalah 85%, jadi masih memenuhi untuk aplikasi coating. Selain itu titik embun *(dew point)* juga sudah 3 derajat di atas temperatur permukaan substrat atau spesimen, jadi sudah memenuhi kriteria aplikasi *coating*.

4.2 Proses Preparasi Permukaan

Preparasi permukaan merupakan salah satu faktor keberhasilan dalam aplikasi coating pada umumnya. Ada dua faktor penting dalam proses preparasi permukaan, yaitu kebersihan dan kekasaran permukaan. Oleh karena itu penggolongan metode preparasi permukaan mengacu kepada hasil kebersihan dan kekasaran permukaan substrat. Substrat yang bersih merupakan substrat yang bebas dari kontaminan.

Gambar 4.2 Kondisi awal dari *joint* pipa

Sedangkan profil kekasaran yang baik akan menghasilkan ikatan coating dan permukaan substrat yang lebih baik. Perlindungan terbaik coating diperoleh ketika daya adhesif cat lebih besar dari gaya kohesif cat tersebut sehingga ketika terjadi kerusakan oleh gaya mekanik dari luar tidak akan menyebabkan delaminasi. Jadi hanya permukaan coating yang terkelupas, tidak sampai substrat. Maka pada penelitian ini, akan dilakukan tiga jenis variasi metode preparasi permukaan mengacu kepada SSPC, yaitu SSPC-SP 2 *(Hand tool cleaning*), SSPC-SP3 (*Power Tool Cleaning*), dan SSPC-SP10 (*Near White Metal Blasting*) . Preparasi permukaan pada *field joint coating* tidak hanya memperhatikan nilai hasil kekuatan,

namun juga efektifitas waktu dan tempat. Karena pada proses aplikasinya, field joint coating dilakukan saat instalasi pipa, tidak di fabrikasi.

4.2.1 Preparasi Permukaan *Hand Tool Cleaning*

Preparasi ini merupakan preparasi paling praktis, karena hanya membutuhkan *wire brushes, scrapers*, dan *hammers*. Preparasi ini tidak membutuhkan daya listrik ataupun tempat khusus karena prosesnya masih manual. Proses preparasi diawali dengan pembersihan daerah las pada joint, karena pada daerah ini terdapat banyak *welding flux slag*, dan kontaminan yang tersangkut pada joint las. Selanjutnya dilakukan pembersihan pada permukaan joint pipa. Kebersihan yang dapat dicapai hanya sebatas kotoran, bekas coretan atau tanda, mill scale, dan karat yang mudah terlepas dari permukaan substrat. Namun proses preparasi permukaan ini tidak dapat menghilangkan karat yang menempel dan milll scale. Pada aplikasinya di penelitian ini, proses *hand tool cleaning* membutuhkan waktu 15 menit. Dibanding dua proses persiapan permukaan yang lain, proses *hand tool cleaning* membutuhkan waktu lebih lama. Dan jika proses persiapan permukaan ini di aplikasikan untuk jaringan perpipaan yang besar atau panjang maka dibutuhkan tenaga yang lebih banyak dibandingkan proses persiapan permukaan yang lain.

Gambar 4.3 Proses *hand tool cleaning*

4.2.2 Preparasi Permukaan *Power Tool Cleaning*

Preparasi ini merupakan metode yang dikembangkan dari hand tool cleaning. Hanya saja pada preparasi ini memakai mesin sehingga proses pembersihan jauh lebih cepat dan efektif. Metode ini paling banyak digunakan di indonesia untuk aplikasi field joint coating karena tidak membutuhkan ruangan khusus. Peralatan yang dipakai adalah gerinda listrik. Sambungn pipa langsung dibersihkan menggunakan gerinda listrik pada semua sisi. *Power tool cleaning* akan membentuk permukaan substrat yang lebih rata dibandingkan metode preparasi permukaan lain. Dalam hal ini dapat dikatakan nilai kekasaran power tool lebih rendah dibandingkan hand tool cleaning, namun memiliki tingkat kebersihan yang jauh lebih tinggi. Metode *power tool cleaning* membutuhkan waktu 5 menit pada aplikasinya untuk joint pipa 4".

Gambar 4.4 Proses *power tool cleaning*

4.2.3 Preparasi Permukaan *Near White Metal Blasting*

Near white metal blasting merupakan metode preparasi permukaan yang dihasilkan dari penyempurnaan metode preparasi permukaan *Commercial Blast Cleaning* (SSPC-SP6) dan *White Metal Blast Cleaning* (SSPC-SP5). Jadi nilai kebersihan pada proses aplikasi ini berada di antara kedua metode di atas yaitu sebesar SA 2.5. Metode ini merupakan metode yang dapat memberikan permukaan

dengan profil kekasaran yang baik juga tingkat kebersihan yang tinggi. Setidaknya 95% permukaan Proses preparasi permukaan ini diawali dengan mempersiapkan peralatan blasting seperti kompresor udara, selang udara, pengering udara, blast pot (tangki pasir), blast hose, blast nozzle dan ruangan (chamber). Kemudian dilanjutkan dengan membuat penjepit (clamp) pada sambungan pipa agar dapat diputar posisinya namun tidak menempel dengan permukaan chamber, karena setelah melalui proses blasting, substrat tidak boleh terkontaminasi lagi. Permukaan joint pipa kemudian ditembakkan material abrasive dengan kecepatan 724 km/jam melalui blast nozzle. Semakin besar ukuran blast nozzle maka semakin tinggi pula efisiensi proses blast cleaning. Namun tekanan pada nozzle harus dijaga pada 90 – 100 Psi. Proses blasting memerlukan waktu 5 menit untuk satu buah joint pipa. Setelah proses blasting selesai, waktu maksimum untuk pengaplikasian coating adalah 4 jam. Jadi apabila melewati waktu tersebut, harus dilakukan blasting ulang.

Gambar 4.5 Substrat hasil proses *blasting*

Bentuk profil permukaan yang akan diciptakan setelah proses blasting bergantung pada tipe, bentuk, ukuran, massa jenis, dan volume dari material abrasif. Selain dari material abrasifnya, faktor pembeda pada profil permukaan setelah proses blasting adalah jarak aplikasi blasting, sudut penyemprotan, dan berapa siklus yang dilakukan pada proses blasting tersebut.

Dampak mekanis yang terjadi setelah permukaan pipa diblasting dapat dilihat pada tabel 4.1 berikut.

Tabel 4.1 Dampak mekanis akibat proses *blasting*

Dampak Blasting Secara Mekanik	**Pengertian**
Deburring	Proses pengurangan atau penghilangan sisa logam (chips) dan juga menghaluskan benda kerja.
De-flashing	Proses penghilangan sisa kontaminan berjenis selain logam.
Paint & Coating Removal	Penghilangan sisa cat dan coating yang ada pada permukaan pipa
Peening	Proses improvisasi sifat material

Setelah tahap proses preparasi permukaan dilakukan, spesimen akan di inspeksi secara visual. Inpeksi visual hasil preparasi permukaan dilakukan untuk memastikan bahwa substrat material penampakan visualnya akan sesuai dengan pictorial example menurut ISO 8501-1. Jika material belum memenuhi kriteria dari pictorial example, maka akan dilakukan blasting ulang sesuai dengan SSPC – SP 10.

Gambar 4.6 Penampakan visual hasil *blasting*

Gambar 4.7 Penampakan visual hasil *power tool cleaning*

Gambar 4.8 Penampakan visual hasil *hand tool cleaning*

Dalam proses aplikasi coating untuk penelitian ini, dilakukan variasi terhadap preparasi permukaan dalam hubungannya dengan kekuatan adhesive. Dari hasil inpeksi visual terhadap material yang di blasting menggunakan steel grit telah mencapai tingkat kebersihan SA 2.5 (SSPC – SP 10). Hal itu terlihat dari permukaan substrat yang mengalami perubahan warna menuju ke abu-abu *(near white metal),* bersih dari minyak, debu, grease, karat, dan bekas cat mainline pipa. Sedangkan untuk material yang melewati tahap *power tool cleaning* dan *hand tool cleaning* juga sudah sesuai penampakan visualnya menurut *pictorial example*.

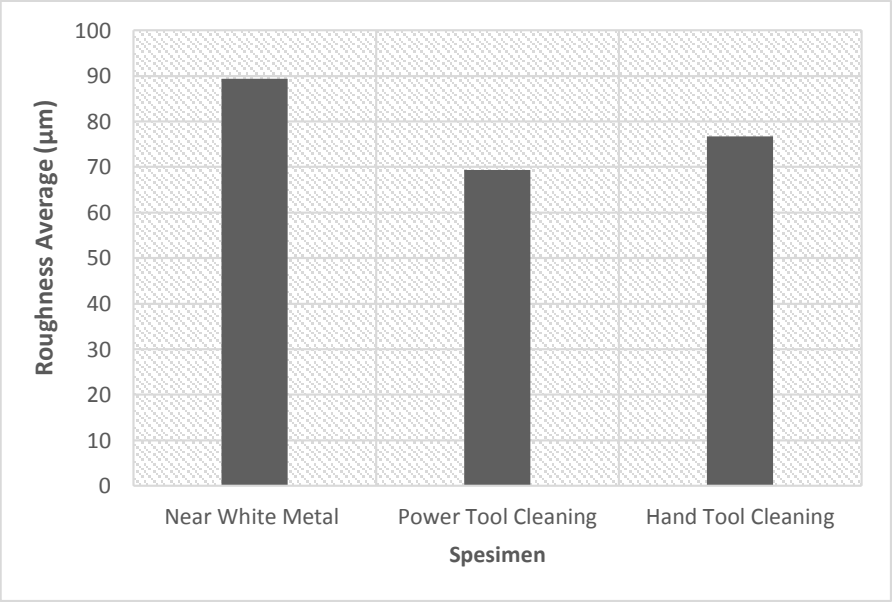
4.3 Pengukuran Kekasaran

Setelah tahap inpeksi visual selesai, spesimen di ukur kekasaran permukaannya dengan menggunakan *test tax* dan *roughness meter*. Penggunaan test tax ini dikarenakan permukaan pipa yang tidak rata, jadi proses kalibrasi langsung antara permukaan material dengan roughness meter tidak dapat dilakukan. Penggunaan *test tax* juga langsung dapat mengambil banyak titik dalam satu kali penempelan *test tax*. Pengukuran kekasaran permukaan dilakukan untuk mengetahui kedalaman profil pada material. Pada pengukuran kekasaran yang

dilakukan pada permukaan substrat, menunjukkan bahwa karateristik dan nilai rata-rata yang dihasilkan tiap variasi preparasi permukaan berbeda-beda. Hasil nilai kekasaran permukaan ditunjukkan pada tabel 4.1 dan gambar 4.8

Tabel 4.2 Hasil Pengujian Kekasaran Permukaan

Surface Preparation	Titik	Roughness	Roughness Average
Near White *Cleaning* (SSPC – SP10, Sa 2.5)	1	88 µm	89.33 µm
	2	90 µm	
	3	87 µm	
Power Tool Cleaning (SSPC – SP3, St 3)	1	70 µm	69.33 µm
	2	69 µm	
	3	70 µm	
Hand Tool *Cleaning* (SSPC – SP2, St2)	1	86 µm	76.77 µm
	2	76 µm	
	3	68 µm	



Gambar 4.9 Grafik Kekasaran Permukaan

Berdasarkan tabel 4.1 dan gambar 4.8 didapatkan nilai rata-rata kekasaran pada material dengan proses blasting sebesar 89.33 μm, sedangkan dengan proses power tool cleaning sebesar 69.33 μm, dan proses hand tool cleaning sebesar 76.77 μm. Dengan demikian, proses blasting memiliki nilai paling tinggi karena partikel yang ditembakkan memiliki kekerasan yang membentuk profil dari permukaan spesimen. Material abrasif yang ditembakkan ke permukaan material substrat (sambungan pipa) dengan tekanan tinggi akan membentuk profil berupa lembah curam pada permukaan material substrat. Dari ketiga sampel test tax, permukaan material dengan proses blasting memiliki nilai kekasaran yang tidak jauh berbeda. Sedangkan power tool cleaning justru membuat permukaan spesimen semakin halus dan rata sehingga nilai kekasarannya paling rendah. Proses hand tool cleaning memiliki nilai kekasaran lebih baik dibanding power tool cleaning dikarenakan manual brush yang berbahan dasar besi akan membentuk permukaan namun tidak se rata proses blasting. Menurut ISO-8503-3 kekasaran ideal suatu permukaan substrat berada di antara 20 μm dan 200 μm.

4.4 Proses Aplikasi Epoxy

Proses aplikasi dari epoxy merupakan salah satu faktor penting dalam kesuksesan field joint coating. Keberhasilan aplikasi epoxy bergantung pada keahlian dan pengalaman dari operator. Pada proses aplikasi epoxy field joint coating, ada beberapa tahap yang harus dilakukan, yaitu:

- Persiapan peralatan cat

  Peralatan pada aplikasi epoxy field joint coating yang pertama adalah kuas untuk meratakan cat epoxy di permukaan joint. Kuas konvensional biasanya hanya dapat digunakan satu kali untuk aplikasi epoxy base, hal ini dikarenakan epoxy pada kuas yang langsung mengeras dan merusak bulu-bulu kuas tersebut. Peralatan yang kedua adalah wadah besi sekali pakai. Wadah ini juga tidak dapat dipakai berkali-kali karena epoxy yang tertinggal pada wadah ini akan mengeras dan sulit untuk dibersihkan dengan thinner biasa.

- Persiapan material cat

  Dalam penelitian ini digunakan Cat Epoxy Base Tipe E dengan visikositas 14,000 $\pm$ 10% cps pada saat basah, dan 800 $\pm$ 20% cps pada saat kering

(cure). Epoxy ini memiliki pot life 18 menit dan shelf life sampai dengan 3 tahun.

- Proses pencampuran cat

  Proses pencampuran epoxy dengan curing agent harus sesuai dengan product datasheet (pds). Dari pds didapatkan mixing ratio dengan perbandingan 4:1

Gambar 4.10 Pencampuran epoxy base dengan curing agent (4:1)

- Proses Pre-heat pada permukaan substrat

  Sebelum cat epoxy di aplikasikan, permukaan substrat harus dipanaskan pada suhu minimal 80oC. Beberapa epoxy base untuk field joint coating membutuhkan pemanasan mula-mula agar menambah daya lekat epoxy dengan permukaan substrat

- Proses Aplikasi

  Proses aplikasi epoxy pada sambungan pipa harus dengan keahlian dan teknik khusus. Curing time epoxy base pada field joint coating berbeda dengan epoxy untuk mainline coating. Perbedaan mencoloknya adalah pada waktu pengeringan (curing time). Pada epoxy mainline coating curing time ada pada interval 1-3 hari. Sementara pada epoxy base field joint coating curing timenya kurang dari 18 menit. Jadi setelah epoxy diaplikasikan harus segera diikuti dengan aplikasi Heat shrink sleeve (HSS). Dengan waktu dan interval pengerjaan yang lebih sedikit, performa epoxy pada field joint coating harus minimal setara dengan coating pada mainline pipa.

Gambar 4.11 Pre-heat dan pengukuran temperatur

Pada aplikasi cat epoxy pada *field joint coating,* pengukuran ketebalan tidak dilakukan karena interval *curing time* dan aplikasi sleeve sangat dekat.

4.5 Aplikasi Heat Shrink Sleeve

Pada penelitian kali ini Heat Shrink Sleeve yang digunakan adalah Heat Shrink Sleeve HTLP80-HP. HSS ini berfungsi sebagai coating layer ke-2 atau terluar. HSS ini dapat dikombinasikan dengan line coating jenis Polyethylene, Epoxy, dan Coal Tar. Pada penelitian ini epoxy E dijadikan layer ke-1 sebelum HSS HTLP80-HP. HSS ini memiliki beberapa fitur diantaranya:

- Sleeve dapat dipasang langsung di atas epoxy yang masih basah, hal ini memungkinkan proses pemasangan yang lebih cepat dan ikatan mekanis yang lebih kuat
- Tahan terhadap air panas (Hot water immersion)
- Dapat menjadi barrier optimal terhadap korosi

HSS ini dapat digunakan pada temperatur operasi sampai 85^{o}C (185^{o}F). Menurut product datasheet HSS ini merekomendasikan preparasi permukaan minimum Sa 2.5 atau Near White Metal Blasting (SSPC-SP10). Berikut cara menentukan Ukuran HSS untuk aplikasi field joint coating:

Gambar 4.12 Proses pengukuran dan pemotongan HSS

Keliling Lingkaran:

$$K = OD\ x\ \pi \text{..... (4.1)}$$

Pipa 4" Sch. 80 mempunyai diameter luar 114.3 mm, maka didapatkan nilai keliling lingkaran luar sebesar 358,9 mm.

Panjang HSS didapatkan dari:

$$L_{HSS} = K + 30\%(K) \text{ ..... (4.2)}$$

Dengan:

L_{HSS} = Panjang HSS

K = Keliling luar lingkaran

Penambahan 30% nilai keliling dikarenakan pada saat aplikasi nanti, panjang dari HSS akan menyusut sekitar 30%. Dengan Keliling 358,9 mm, maka didapatkan panjang HSS sebesar 466,57 mm.

Lebar HSS didapatkan dari:

$$W_{HSS} = S_{MLC} + 2(L_{OJ}) \text{.....(4.3)}$$

Dengan:

W_{HSS} = Lebar HSS

S_{MLC} = Jarak Antara Mainline coating

L_{OJ} = Panjang overlap joint

Dengan jarak antar mainline coating 130mm, dan panjang overlap 100mm, maka didapatkan lebar HSS sebesar 330mm. Jadi dimensi HSS yang digunakan pada penelitian kali ini adalah 470mm x 330 mm.

Tahap aplikasi HSS pada field joint coating adalah sebagai berikut:

- Tentukan ukuran HSS yang sesuai dengan ukuran field joint coating menurut standard atau menurut *product datasheet* (PDS).
- Setelah HSS siap, lakukan preparasi permukaan dan aplikasi epoxy base
- Setelah epoxy base selesai, langsung panaskan ujung HSS dengan temperatur 85^{o}C menggunakan gas torches, aplikasi ini dapat di lakukan langsung karena tidak perlu menunggu epoxy base mengering
- Tempel ujung HSS yang panas tadi ke bagian sambungan pipa, kemudian panaskan kembali sisi atasnya
- Setelah ujung HSS menempel, maka seluruh bagian HSS yang telah di instal di permukaan sambungan pipa akan dipanaskan kembali menggunakan gas torches. Setelah dipanaskan ukuran HSS akan menyusut dan mengkerut ke sambungan pipa (shrink).
- Setelah menyusut ke pipa, permukaan HSS akan diratakan menggunakan roller untuk menambah kerekatan HSS dengan sambungan pipa
- Setelah HSS menyatu dengan sambungan pipa dan epoxy, maka untuk keperluan pengujian kekuatan tarik kulit, jalur untuk pengujian tersebut dibuat di permukaan HSS menggunakan cutter. Jalur (*path*) harus segera dibuat tepat setelah aplikasi field joint coating selesai. Karena saat suhunya menurun, maka HSS akan mengeras dan akan sulit membuat lajur tersebut. Ukuran dari lajur ini mengacu pada ISO 21809-3.

Gambar 4.13 Proses Aplikasi Heat Shrink Sleeve (HSS)

4.6 Pengujian *Air Trap*

Setelah aplikasi field joint coating selesai, maka perlu di lakukan pemeriksaan visual pada sambungan pipa yang di aplikasikan field joint coating. Pemeriksaan visual ini dilakukan untuk memeriksa berapa titik permukaan HSS yang tidak rata. Permukaan HSS yang tidak rata ini dikarenakan masih ada nya udara yang terperangkap di antara lapisan epoxy dan HSS.

Tabel 4.3 Hasil pengujian Air Trap

Sampel Uji (Surface Preparation)	**Jumlah Titik**
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	4
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2	9
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	1

Dari data yang tersedia di tabel 4.2 didapatkan bahwa spesimen HT (Hand tool cleaning) memiliki titik kerutan paling banyak dengan jumlah 9 buah. Di urutan ke dua ada spesimen BT (Near white metal) dengan kerutan sebanyak 5 titik. Sementara pada pengujian air trap ini spesimen PT (Power tool cleaning) merupakan spesimen uji terbaik dengan 1 titik. Hal ini dikarenakan profil kekasaran power tool yang lebih rendah. Namun disamping itu beberapa faktor lain yang mempengaruhi air trap antara lain:

- Keahlian dari operator
- Konsistensi dari suhu ruangan dan temperatur spesimen
- Pre-heat pada HSS sudah pada temperatur yang tepat
- Interval peng-aplikasian HSS pada epoxy base.

4.7 Peel Strength Test

Peel strength test dilakukan untuk mengetahui kerekatan dua layer coating dengan permukaan substrat pipa. Nilai peel strength test ditunjukkan dengan satuan Newton per satuan milimeter panjang (N/mm). Nilai minimum peel strength test tergantung dari susunan layer material field joint coating menurut ISO 21809-3. Namun pada product datasheet (pds) juga mempunyai nilai minimum peel strength test masing-masing. Nilai peel strength test pada pds bergantung kepada temperatur permukaan field joint coating saat pengujian dilakukan. Menurut ISO 21809-3 kegagalan adhesive seharusnya tidak akan terjadi apabila nilai peeling strength 50% lebih tinggi dibanding nilai minimum yang tercantum di tabel 13-14 ISO 21809-3.

Pada penelitian kali ini peel strength test akan mengambil masing-masing 3 titik uji pada setiap masing-masing spesimen uji. Peralatan yang dibutuhkan untuk pengujian peel strength kali ini adalah:

- Tiang penggantung pipa setinggi 150cm
- Clamp penjepit kulit pipa
- Timbangan pegas gantung yang diatur kekuatan tariknya sebesar 10 kg dan 15 kg.

Tahap-tahap pengujian peel strength adalah sebagai berikut:

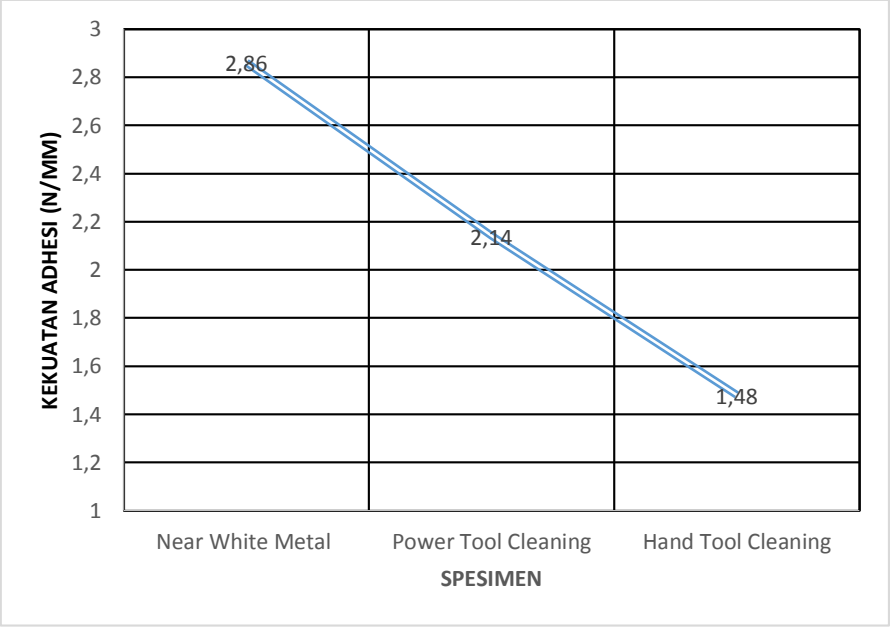
- Setelah aplikasi field joint coating selesai, lajur (path) untuk peel strength test segera dibuat dengan membuat jalur dengan ukuran 120mm dan lebar 25mm. 20mm panjang lajur ini akan digunakan sebagai tempat penjepit. Ukuran lajur peel strength test ini mengacu pada ISO 21809-3.
- Peralatan pengujian kemudian di instal pada pipa
- Temperatur permukaan spesimen uji harus di kisaran 23ºC. Apabila suhu belum tercapai, maka di stimulasi dengan pemanasan atau pendinginan. Pemanasan dapat menggunakan gas torches dengan jarak dan temperatur yang diatur, sementara penurunan temperatur permukaan dapat dilakukan dengan pemberian es di atas permukaan substrat
- Tiap titik pada spesimen akan diuji selama 60 detik menggunakan beban 10 Kilogram dan 15 Kilogram.

Gambar 4.14 Proses Uji Kekuatan Tarik

Gambar 4.14 menjelaskan skema pengujian kekuatan tarik kulit (*peel test*) pada penelitian ini. Proses penarikan kulit menggunakan timbangan pegas dilakukan secara manual menggunakan tiang bantu penyangga. Tiang bantu penyangga ini digunakan untuk menjaga tarikan stabil pada beban yang diinginkan.

Tabel 4.4 Hasil pengujian *Peel Strength Test*

Sampel Uji (Surface Preparation)	Titik	Panjang Tarikan (mm)	Beban	Kekuatan (N/mm)
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	1	55	128	2,33
	2	25	78	3,12
	3	25	78	3,12
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2)	1	85	128	1,51
	2	80	128	1,60
	3	95	128	1,35
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	1	60	128	2,13
	2	55	128	2,33
	3	65	128	1,97



Gambar 4.15 Grafik rata-rata Kekuatan Tarik Kulit

Dari hasil pengujian kekuatan tarik kulit, didapatkan Spesimen dengan proses Near White Metal (SSPC-SP10) memiliki kekuatan tarik kulit paling tinggi dengan nilai rata-rata 2,86 N/mm. Spesimen Power Tool Cleaning (SSPC-SP3) di urutan kedua dengan nilai rata-rata kekuatan tarik kulit 2,14 N/mm. Dan spesimen dengan

kekuatan tarik kulit paling lemah adalah spesimen Hand Tool Cleaning (SSPC-SP2) dengan nilai rata-rata 1,48 N/mm. Menurut standar ISO 21809-3 kekuatan tarik kulit minimum pada aplikasi field joint coating dengan bahan dasar polyethylene adalah sebesar 2.50 N/mm. Untuk itu hanya spesimen *near white metal* yang melebihi nilai minimum ini. Preparasi pada permukaan merupakan salah satu aspek yang paling penting dalam menentukan keberhasilan dari *coating.* Dalam pengujian ini terdapat dua kategori dalam melakukan preparasi permukaan, yaitu *cleanliness* (kebersihan) yang bertujuan untuk memberikan informasi visual mengenai banyaknya kontaminan yang tertinggal pada permukaan substrat, serta *roughness* (kekasaran) yang bertujuan untuk memberikan profil kekasaran permukaan pada substrat sehingga pelapis dapat melekat dengan baik pada substrat sampel uji. Semakin baik profil kekasaran permukaannya maka semakim baik daya rekat cat epoxy dengan permukaan substrat. Dengan begitu dapat disimpulkan bahwa semakin tinggi tingkat kebersihan dan tingkat kekasaran maka kekuatan tarik kulit coating sambungan pipanya akan semakin tinggi. Kunci keberhasilan coating sambungan pipa ada di kekuatan uji tarik kulitnya, untuk itu mempertimbangkan metode persiapan permukaan berdasarkan nilai kekuatan tarik kulit merupakan langkah yang tepat.

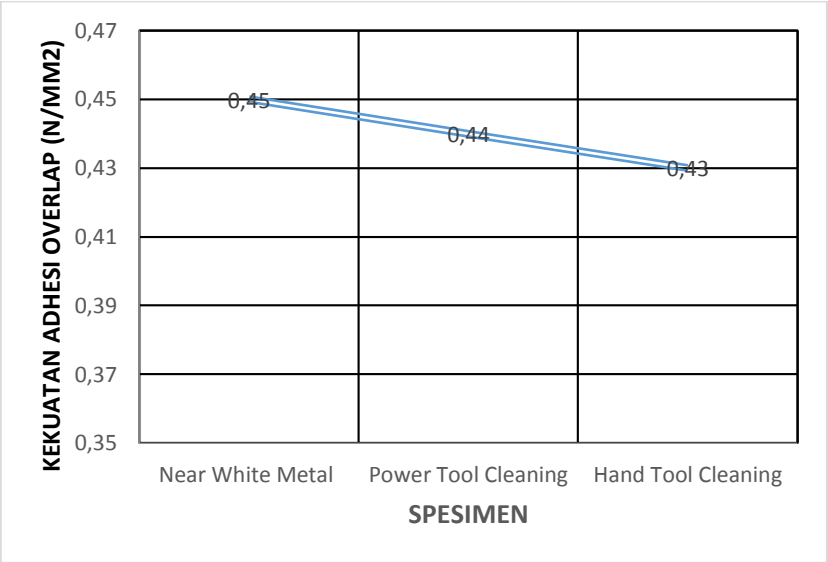
4.8 Overlap Joint Strength Test

Overlap joint strength test dilakukan untuk mengetahui kerekatan antara layer HSS dengan mainline coating. Nilai overlap joint strength ditunjukkan dengan Newton per milimeter persegi. Proses pengujian kekuatan tarik pada bagian overlap sama dengan pengujian kekuatan tarik pada bagian sambungan pipa.

Tabel 4.5 Hasil Pengujian *Overlap Peel Test*

Sampel Uji (Surface Preparation)	Titik	Panjang Tarikan (mm)	Beban (Newton)	Kekuatan (N/mm^2)
Proses Near White Metal (SSPC – SP10)	1	90	78	0,43
	2	85	78	0,46
	3	90	78	0,43

Sampel Uji (Surface Preparation)	Titik	Panjang Tarikan (mm)	Beban (Newton)	Kekuatan (N/mm^2)
Proses Hand Tool Cleaning (SSPC – SP 2)	1	95	78	0,43
	2	80	78	0,48
	3	95	78	0,41
Proses Power Tool Cleaning (SSPC – SP 3)	1	95	78	0,41
	2	85	78	0,46
	3	90	78	0,43



Gambar 4.16 Grafik rata-rata Kekuatan Adhesi Overlap

Dari pengujian kekuatan tarik pada bagian overlap pipa didapatkan hasil rata-rata 0,45 N/mm^2 untuk spesimen dengan proses Near White Metal Blast, 0,44 N/mm^2 untuk proses Hand Tool Cleaning, dan 0,43 N/mm^2 untuk proses Power Tool Cleaning. Dengan begitu diketahui bahwa proses persiapan permukaan memang tidak akan mempengaruhi kekuatan tarik kulit di area overlap pipa. Kekuatan tarik kulit pada bagian overlap pipa ditentukan oleh material Heat Shrink Sleeve, dan keahlian aplikator. Menurut standard ISO 21809-3 nilai minimum untuk kekuatan tarik kulit pada bagian overlap adalah 1 N/mm^2. Untuk itu dapat disimpulkan kekuatan tarik pada bagian overlap tidak ada yang memenuhi kriteria dari ISO 21809-3. Untuk mengantisipasi kekuatan tarik kulit yang kurang pada bagian

overlap pipa dapat diaplikasikan stopaq atau sejenis lem *(glue)* khusus untuk *field joint coating.* Selain memakai stopaq, penambahan *patch* khusus sambungan pipa juga dapat diaplikasikan.

4.9 Inspeksi Visual Setelah Pengujian

Inspeksi visual dilakukan setelah pengujian kekuatan tarik pada kulit sambungan pipa telah selesai. Pengujian adhesi yang dilakukan dengan cara menarik kulit akan menyebabkan kerusakan pada sleeve ataupun cat epoxy dasar. Besarnya beban tarik akan menyebabkan lapisan terlepas dari substratnya yang nilainya akan dijadikan acuan. Pada saat lapisan layer coating terlepas dari substrat atau layer lain, dapat dikategorikan sebagai kegagalan adhesi. Sedangnkan pada saat terdapat bagian lapisan yang terangkat, maka dapat disimpulkan layer tersebut mengalami kegagalan kohesive.

Gambar 4.17 Spesimen SSPC-SP10 setelah *Peel Test*

Dari gambar 4.17 diketahui bahwa pada spesimen dengan proses blasting (near white metal) bagian cat yang terbuka hanya berupa lubang-lubang kecil dan tidak sampai membuat cat terbuka. Kegagalan kohesive yang terjadi pada material ini saat pengujian uji tarik kulit. Hal ini ditunjukkan saat kulit HSS ditarik, bagian HSS yang tercabut tidak sampai ke bagian permukaan cat. Hal ini menunjukkan daya lekat cat dan sleeve sangat baik. Dan dapat disimpulkan bahwa kekuatan adhesive

pada material dengan proses persiapan permukaan near white metal ini masih sangat baik.

Gambar 4.18 Spesimen SSPC-SP3 setelah *Peel Test*

Dari gambar 4.18 diketahui bahwa spesimen dengan proses persiapan permukaan *power tool cleaning* pada bagian cat yang terbuka berupa lubang berukuran $\pm$ 2cm^2. Hal ini menunjukkan kegagalan adhesive pada bagian tersebut. Kegagalan kohesive yang terjadi pada material ini saat pengujian uji tarik kulit. Hal ini ditunjukkan saat kulit HSS ditarik, bagian HSS yang tercabut tidak sampai ke bagian permukaan substrat material. Hal ini menunjukkan daya lekat cat dan sleeve sangat baik. Dan dapat disimpulkan bahwa kekuatan adhesive pada material dengan proses persiapan permukaan power tool cleaning ini cukup baik. Namun kekuatan adhesive-nya tidak sebaik pada spesimen SSPC-SP10.

Pada spesimen dengan proses persiapan permukaan *hand tool cleaning* diketahui bahwa hampir semua bagian cat terbuka. Bahkan permukaan pipa sudah dapat terlihat dengan jelas. Hal ini menunjukkan daya lekat cat dan sleeve sangat buruk. Bahkan daya lekat cat dengan permukaan pipa juga sangat buruk. Spesimen ini memiliki kekuatan adhesive yang buruk serta daya tarik antar ikatan cat dan spesimen yang sama buruknya.

Gambar 4.19 Spesimen SSPC-SP2 setelah *Peel Test*

Tabel 4.6 Tipe Kegagalan Spesimen

Spesimen	Kegagalan Adhesive	Kegagalan Kohesive
Near White Metal		✓
Power Tool Cleaning	✓	✓
Hand Tool Cleaning	✓	✓

4.10 Pembahasan Hipotesa

Pada penelitian ini dugaan awal atau hipotesanya adalah proses *blasting* mempengaruhi kekuatan adhesive yang dibuktikan dengan *peel test* dan *air trap test.* Namun pada kenyataanya proses *blasting* bukan spesimen dengan jumlah titik *air trap* paling sedikit. Hal ini karena *air trap* atau kerutan HSS ini terjadi antara layer 1 dan layer 2 *field joint coating.* Sedangkan proses preparasi permukaan dilakukan pada substrat material. Jadi lekukan atau *air trap* yang terjadi pada permukaan HSS atau *coating* terluar diakibatkan aplikasi layer 1 (HSS) ke layer 2 (epoxy). Proses aplikasi ini dipengaruhi oleh skill aplikator, temperatur gas torches, dan interval pengaplikasian. Namun, hipotesa awal juga ada benarnya karena proses preparasi permukaan sangat berpengaruh pada kekuatan adhesinya. Hal ini

dikarenakan ikatan antar layer dipengaruhi oleh ikatan antar layer dengan permukaan substrat material.

4.11 Evaluasi Penelitian

Pada penelitian kali ini variasi yang dilakukan adalah dengan membandingkan spesimen yang proses persiapan permukaannya yaitu proses *blasting* (*near white metal),* gerinda (*power tool cleaning*), dan sikat baja (*hand tool cleaning*). Variasi ini diterapkan karena beberapa HSS merekomendasikan proses blasting sebagai proses persiapan permukaan, sementara pada aplikasinya dilapangan dan beberapa jenis HSS memperbolehkan proses power tool cleaning untuk proses preparasi permukaan. Namun setelah hasil kekutan adhesi pada sambungan pipa didapatkan, proses blasting memiliki nilai kekuatan adhesi yang lebih tinggi dibandingkan gerinda. Penelitian selanjutnya akan lebih baik jika membandingkan variabel-variabel dari proses blasting itu sendiri. Ada beberapa variabel pada proses blasting yang dapat dijadikan variasi penelitian. Variabel tersebut adalah tekanan kompresor, jenis material abrasif, ukuran material abrasif (grit), dan jarak semburan material abrasif.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari penelitian yang dilakukan didapatkan hasil perbandingan dari proses aplikasi Field Joint Coating dengan metode 2 layer Epoy & Heat Shrink Sleeve dengan variasi proses persiapan permukaan dengan Hand Tool Cleaning (SSPC-SP2), Power Tool Cleaning (SSPC-SP3), dan Near White Metal Blast Cleaning (SSPC-SP 10) dapat ditarik beberapa kesimpulan berdasarkan hasil pengujian yang telah dilakukan antara lain sebagai berikut:

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisa hasil pengujian, maka kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil pengujian air trap dapat diketahui bahwa spesimen dengan proses persiapan permukaan Power Tool Cleaning memiliki hasil paling baik dengan hanya 1 titik gelembung udara. Spesimen dengan proses persiapan permukaan Near White Metal memiliki 4 titik gelembung udara. Dan spesimen Hand Tool Cleaning memiliki 9 titik gelembung udara.
2. Berdasarkan hasil pengujian Peel Test, tingkat kebersihan dan kekasaran permukaan mempengaruhi kekuatan adhesinya. Dimana semakin tinggi tingkat kebersihan dan kekasaran pada permukaan spesimen maka akan semakin besar pula nilai adhesinya. Nilai adhesi pada spesimen proses Near White Metal sebesar 2,86 N/mm. Sedangkan nilai adhesi pada spesimen proses Power Tool Cleaning dan Hand Tool Cleaning berturut-turut adalah 2,14 N/mm dan 1,48 N/mm.
3. Nilai kekasaran dan tingkat kebersihan berpengaruh pada overlap joint test, dikarenakan overlap joint test dilakukan pada mainline coating. Terkecuali pada pipa dengan bagian mainline yang belum dicoating maka preparasi permukaan mungkin mempunyai pengaruh yang lebih signifikan

5.2 Saran

Beberapa hal yang dapat dijadikan saran yang sifatnya mengembankan penelitian selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Pada penelitian selanjutnya variasi preparasi permukaan dapat diganti dengan variasi material blasting (grit) untuk melihat apakah bentuk profil kekasaran pada permukaan material mempengaruhi kekuatan adhesive pada field joint coating
2. Pada penelitian selanjutnya variasi layer 1 pada field joint coating dapat dilakukan untuk melihat pengaruh kombinasi pada layer 1 dan layer 2 field joint coating dengan kekuatan adhesive.
3. Pada penelitian kali ini tidak dilakukan pengujian kebocoran (holiday detection), pada penelitian selanjutnya dapat dilakukan pengujian kekuatan adhesi pipa terendam dengan pengujian kebocoran terlebih dahulu.

Daftar Pustaka

ASM Handbook Volume 13A (2003). "Corrosion: Fundamentals, Testing, and Protection". ASM International

Callister, W. D., & Rethwisch, D. G. (2010). "Materials Science and Engineering an Introduction" (Eight Edition ed.). USA: John Willey & Son, Inc.

DNV RP F102 (2011). "Pipeline Field Joint Coating and Field Repair of Linepipe Coating". Det Norske Veritas

Guo, B. (2005). "Offshore Pipelines". Loisiana: Elsevier Inc.

Hudson, R. 1982. "Surface Preparation for Coating". The National Physical Labotary.

ISO 8501. 2011. "Corrosion Protection of Steel Structures by Painting". International Organization for Standardization.

ISO 21809-3. 2011. "Petroleum and natural gas industries - External coatings for buried or submerged pipelines used in pipeline transportation systems Part 3: Field Joint Coating". International Organization for Standardization.

Jones, D. A. (1992). "Principles and Prevention of Corrosion". Toronto: Maxwell Macmillan Canada.

Kaesche, H. (2003). "Corrosion of Metals". New York: Springer Verlag Berlin Heidelberg.

Mallozi, M., & Perez, M. (2010). "A New 3LPP Offshore Field Joint Coating". Houston: NACE Corrosion Conference & Expo.

Mordarski, J. G. (1998). "New Developments in Joint Coating and Field Repair Technology". Canada: Canusa Corrosion 98

Muhlbauer, W. K. (2004). "Pipeline Risk Management Manual Third Edition". USA: Elsevier Inc

Roberge, P. R. (2000). "Handbook of Corrosion Engineering". USA: McGraw-Hill Companies

Singh, N. (2015). "Role of Corrosion & Field Joint Coating Sytem Selection Criteria in Submarine Pipelines Integrity". USA: McDermott International Inc.

Smith, F. H. (2016). "Field Joint Coating of Pipelines – Effect of Soluble Salt Contamination on 2-layer Heat Shrink Sleeve Performance - Anti-Corrosion Methods and Materials". Bedford: Cranfield University.

Soegiono. 2004. "Pipa Laut". Airlangga University Press, Surabaya.

Siahaan, Y. S. (2016). “Analisa Efektifitas Polyethylene dan Polypropylene Sebagai Top Coat Pada Metode Pelapis 3 Layer Coating Terhadap Ketahanan Korosi Dari Baja API 5L Grade B”. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember

SSPC-SP NO.3. (2000). “Joint Surface Preparation Standard: Power Tool Cleaning”. Pittsburgh: The Society for Protective Coatings.

SSPC-SP NO.6. (2000). “Joint Surface Preparation Standard: Commercial Blast Cleaning”. Pittsburgh: The Society for Protective Coatings.

Surkein, M., Melot, M., Angel, E., & Lunde, P.G. (2013). “Offshore Pipeline Coating for Field Joints. Why??”. Houston: NACE Corrosion Conference & Expo

Tailor, D. (2003). “Field Joint Developments and Compatibility Considerations”. Canada: Canusa

Trijatmiko, C. (2016). “Analisa Pengaruh Material Abrasif Pada Blasting Terhadap Kekuatan Lekat Cat dan Ketahanan Korosi di Lingkungan Air Laut”. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember

BIODATA PENULIS

Stefian Fernando lahir di Minahasa Sulawesi Utara, 24 September 1995. Anak kelima dari enam bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai dengan menyelesaikan jenjang Pendidikan Dasar di SDN 012 Bengalon Kutai Timur pada tahun 2007 dan SMP Negeri 1 Kota Balikpapan pada tahun 2010. Kemudian menyelesaikan jenjang Pendidikan Menengah Atas di SMA Negeri 1 Kota Balikpapan pada tahun 2013. Setelah lulus jenjang Pendidikan Menengah Atas, penulis melanjutkan pendidikan Perguruan Tinggi di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif di organisasi kemahasiswaan dan kepanitiaan, juga dalam berbagai pelatihan, seminar dan kegiatan lainnya. Dalam bidang organisasi kemahasiswaan, penulis pernah menjadi *staff* Departemen Minat dan Bakat Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan FTK-ITS tahun 2014-2015 dan mendapatkan amanah sebagai Kepala Departemen Minat Bakat Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan FTK-ITS periode 2015-2016.

Penulis pernah berkesempatan untuk menjalankan kerja praktik selama 2 bulan (18 Juli – 18 September 2016) di CNOOC Southeast Asia Limited, Jakarta. Penulis tertarik dengan bidang coating dan ingin mendalaminya. Penulis mulai mengerjakan Tugas Akhir sebagai syarat kelulusan Pendidikan Sarjana (S1) dengan mengambil bidang keahlian Perancangan dan Produksi Bangunan Laut. Judul Tugas Akhir penulis berjudul "Analisis Pengaruh Proses *Blasting* terhadap Kekuatan Adhesive pada *Coating* Sambungan Pipa", diselesaikan dalam waktu satu semester.

LAMPIRAN

Pengamatan Visual Air Trap

Pemberian tanda berupa lingkaran putih pada spesimen yang HSS nya memiliki lekukan atau permukaan yang terisi udara.

1. Air Trap pada spesimen *Power Tool Cleaning*

Gambar 1. Spesimen *Power Tool Cleaning*

2. Air Trap pada spesimen *Hand Tool Cleaning*

Gambar 2. Spesimen *Hand Tool Cleaning*

3. Air Trap pada spesimen *Near White Metal*

Gambar 3. Spesimen *Near White Metal*

Perhitungan Ukuran HSS

1.1 Panjang HSS
Diketahui :
Diameter Luar: 114.3mm
Ditanya: Panjang HSS
Jawab:

$$K = OD\ x\ \pi$$
$$K = 114.3\ x\ 22/7$$
$$K = 358.9\ mm$$

Maka didapatkan keliling lingkaran luar sepanjang 358.9 mm

Panjang HSS:

$$L_{HSS} = K + 30\%(K)$$
$$L_{HSS} = 358.9\ + 30\%(358.9\ )$$
$$L_{HSS} = 466.57\ mm$$

Maka didapatkan Panjang HSS 466.57 mm

1.2 Lebar HSS
Diketahui :
Jarak Antara Mainline coating (S_{MLC}) = 130mm
Panjang overlap joint (L_{OJ}) = 100mm
Ditanya: Lebar HSS
Jawab:

Lebar HSS:

$$W_{HSS} = S_{MLC} + 2(L_{OJ})$$
$$W_{HSS} = 130 + 2(100)$$
$$W_{HSS} = 330mm$$

Maka didapatkan Lebar HSS 330 mm.

Perhitungan Peel Strength Test & Overlap Joint Test

Beban : 1. 8 kg = 78 N 2. 13 kg= 128 N

2.1 Peel Strength Test

$$P_{strength} = \frac{F}{L}$$

Dengan:
$P_{strength}$ = Kekuatan Adhesi pada bagian kulit (*peel strength)* (N/mm)
F = Beban (N)
L = Panjang Tarikan (mm)

2.2 Overlap Joint Strength Test

$$OJ_{strength} = \frac{F}{(LxL_{path})}$$

Dengan:
$OJ_{strength}$ = Kekuatan Adhesi pada bagian overlap (*peel strength)* (N/mm^2)
F = Beban (N)
L = Panjang Tarikan (mm)
L_{path} = Lebar jalur tarikan (mm)

Blasting dan Coating

1. Spesimen *Blasting* (SSPC – SP 10)

Nama Spesimen	: BT
Blasting Operator	: Arman (CV. Cipta Agung)
Coating Operator	: Dedik (CV. Cipta Agung)
Material	: Baja API 5L Gr. B
Dimensi Material	: Panjang 1 meter, Diameter 4”
Material Abrasif	: Steel Grit
Grit	: 16
Tekanan Kompresor	: 5 bar
Coating Layer 1	: Epoxy Primer “E” Canusa
Coating Layer 2	: HSS Covalence
Waktu Pengerjaan	: 20 Menit

2. Spesimen *Power Tool Cleaning* (SSPC – SP 3)

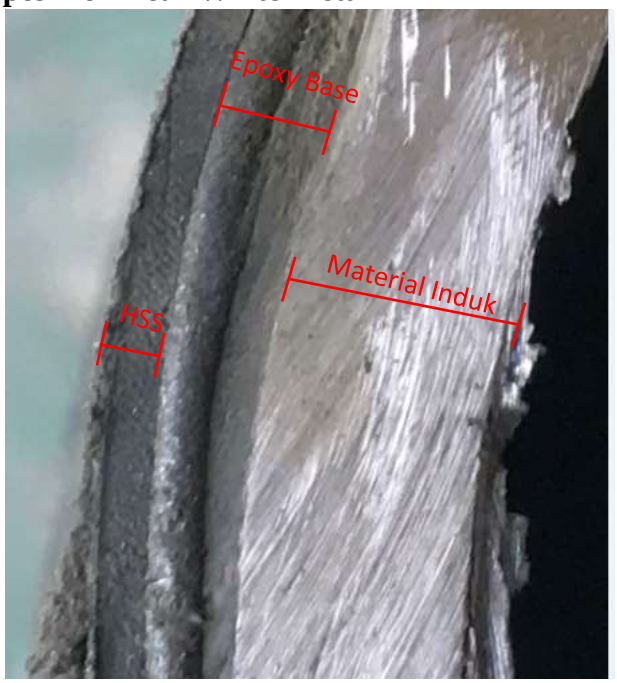
Nama Spesimen	: PT
Power Tool Operator	: Arman (CV. Cipta Agung)
Coating Operator	: Dedik (CV. Cipta Agung)
Material	: Baja API 5L Gr. B
Dimensi Material	: Panjang 1 meter, Diameter 4”
Peralatan	: Gerinda
Coating Layer 1	: Epoxy Primer “E” Canusa
Coating Layer 2	: HSS Covalence
Waktu Pengerjaan	: 25 Menit

3. Spesimen *Hand Tool Cleaning* (SSPC – SP 2)

Nama Spesimen	: HT
Hand Tool Operator	: Dedik (CV. Cipta Agung)
Coating Operator	: Dedik (CV. Cipta Agung)
Material	: Baja API 5L Gr. B
Dimensi Material	: Panjang 1 meter, Diameter 4”
Peralatan	: Manual Wire Brush
Coating Layer 1	: Epoxy Primer “E” Canusa
Coating Layer 2	: HSS Covalence
Waktu Pengerjaan	: 30 menit

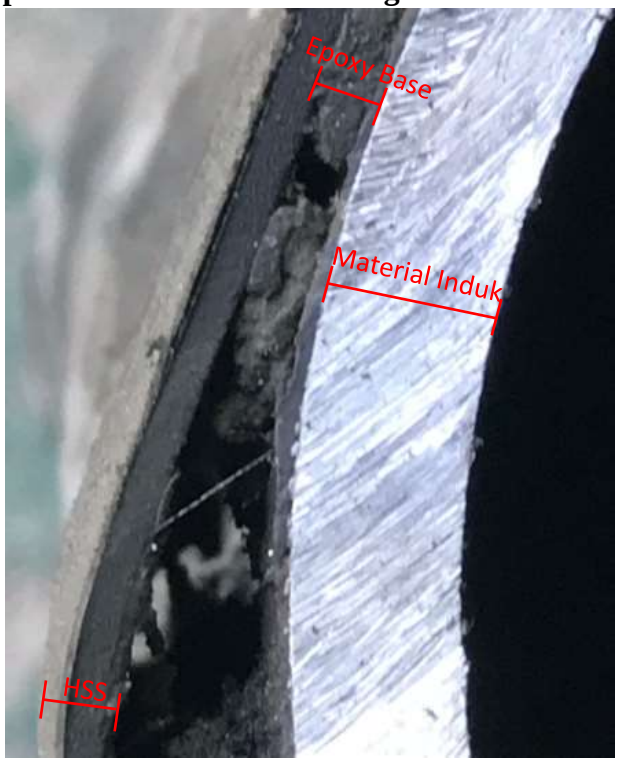
Foto Makro (Tampak Samping)

1. Foto Makro Spesimen Near White Metal



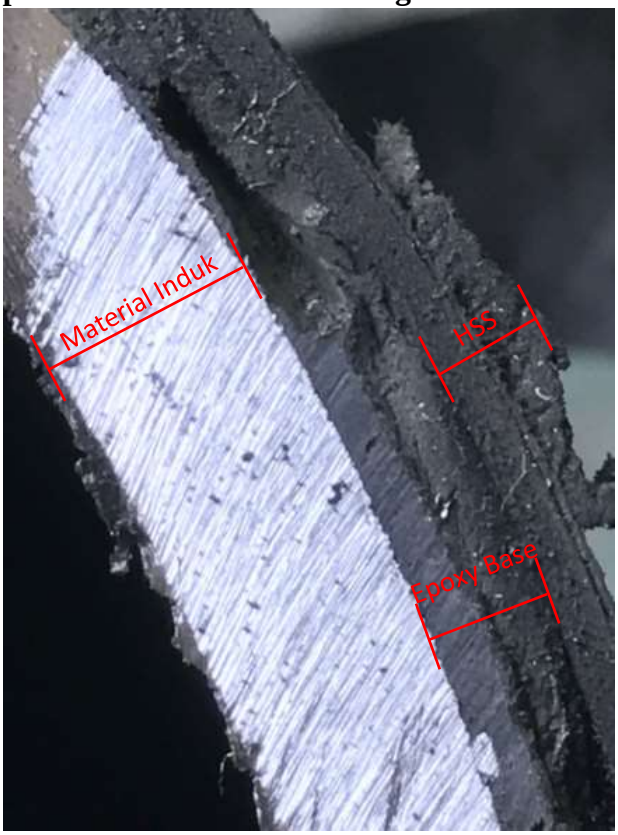
Gambar 4. Tampak Samping Spesimen Near White Metal

2. Foto Makro Spesimen Hand Tool Cleaning



Gambar 5. Tampak Samping Hand Tool Cleaning

3. Foto Makro Spesimen Power Tool Cleaning



Gambar 6. Tampak Samping Spesimen Power Tool Cleaning