



**PENGARUH VARIASI *BASIC SEDIMENT AND WATER* TERHADAP
LAJU KOROSI PIPA BAJA X52 DAN X65 DENGAN MEDIA *CRUDE OIL***

SKRIPSI

Oleh :

Alvin Bakhtiar G.P

141910101104

PROGRAM STRATA 1 TEKNIK

JURUSAN TEKNIK MESIN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS JEMBER

2019



**PENGARUH VARIASI *BASIC SEDIMENT AND WATER* TERHADAP
LAJU KOROSI PIPA BAJA X52 DAN X65 DENGAN MEDIA *CRUDE OIL***

SKRIPSI

**Diajukan guna melengkapi tugas akhir dan memenuhi salah satu syarat
untuk menyelesaikan Program Studi Teknik Mesin (S1)
dan mencapai gelar Sarjana Teknik**

Oleh :

Alvin Bakhtiar G.P

141910101104

PROGRAM STRATA 1 TEKNIK

JURUSAN TEKNIK MESIN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS JEMBER

2019

PERSEMBAHAN

Segala puji dan syukur kehadirat Allah SWT, Tuhan yang maha esa penguasa kehidupan dunia dan akhirat. Shalawat serta salam selalu tercurahkan kepada junjungan besar Nabi Muhammad SAW. Saya persembahkan skripsi ini kepada :

1. Keluargaku, Ayahanda Bukasan, Ibunda Tiarsah, dan Adik Haikal Salwa Ramadhan, Serta keluarga besar Haji Astro dan Haji Djasari atas semua dukungan, cinta, kasih sayang, perhatian, doa, pengorbanan, semangat, motivasi dan bimbingan;
2. Teman – teman rekan kerja PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ Jakarta, Bapak Yusron, Bapak Tri, Bapak Joko Mulyoko, Mas Frisky, Mas Hendy, Kang Dida, Ardiansyah dan rekan lain yang sudah memberikan semangat dan bimbingan saat di offshore;
3. Manusia spesial yang bernama Listyatika Pratama yang senantiasa memberikan support dengan bawelan dan omelan khasnya serta menemani mulai dari nol sampai terselesaikannya studi saya ini;
4. Keluarga besar M16 Teknik Mesin Unej angkatan tahun 2014 yang banyak membantu dan memberikan semangat serta suka duka selama kuliah;
5. Teman – teman perjuangan Nick’s Custom, Nyambek Squad, Para Kaji, HMM, KKN 53, Monster Modified, serta teman – teman Teknik Mesin Unej yang telah memberiku ilmu dan dukungan;
6. Almamater tercinta Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Jember;
7. Dan seluruh pihak yang telah mendukung dan tak bisa saya sebutkan satu-satu.

MOTO

Wahai mereka yang beriman, mintalah pertolongan kepada Allah SWT dengan sabar dan sholat. Sesungguhnya Allah SWT bersama orang – orang sabar.

(terjemahan Surat *Al – Baqarah* ayat 153)

atau

Jangan hidup kalau tidak memberi manfaat bagi orang lain

(Bukasan S.pd. M.M.)

atau

Ora kabeh wong pinter kuwi bener, ora kabeh wong bener kuwi pinter, akeh wong pinter ning ora bener, lan akeh wong bener senajan ora pinter, nanging tinimbang dadi wong pinter ning ora bener, luwih becik dadi wong bener senajan ora pinter, ono sing luwih prayoga yaiku dadi wong pinter sing tansah tumindak bener, minterno wong bener kuwi luwih gampang tinimbang mbenerake wong pinter, mbenerake wong pinter kuwi mbutuhke beninge ati lan jembare dodho

(KH. Maimun Zubair.)

PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Alvin Bakhtiar Galih Purwomargunta

NIM : 141910101104

menyatakan dengan sesungguhnya bahwa karya ilmiah yang berjudul “*Pengaruh Basic Sediment and Water terhadap Laju Korosi Pipa Baja X52 dan X65 dengan Media Crude Oil*” adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali kutipan yang sudah saya sebutkan sumbernya, belum pernah diajukan pada institusi manapun dan bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan sikap ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa ada tekanan dan paksaan dari pihak mana pun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata di kemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jember, Juli 2019
Yang menyatakan,

Alvin Bakhtiar G.P
NIM 141910101104

SKRIPSI

**PENGARUH VARIASI *BASIC SEDIMENT AND WATER* TERHADAP
LAJU KOROSI PIPA BAJA X52 DAN X65 DENGAN MEDIA *CRUDE OIL***

Oleh

Alvin Bakhtiar G.P

NIM 141910101104

Pembimbing

Dosen Pembimbing Utama : Sumarji, S.T., M.T.

Dosen Pembimbing Anggota : Ahmad Adib Rosyadi, S.T., M.T.

PENGESAHAN

Skripsi berjudul “*Pengaruh Basic Sediment and Water terhadap Laju Korosi Pipa Baja X52 dan X65 dengan Media Crude Oil*” telah diuji dan disahkan pada :

Hari, Tanggal : Kamis, 1 Agustus 2019

Tempat : Fakultas Teknik Universitas Jember

Tim Penguji,

Dosen Pembimbing Utama

Dosen Pembimbing Anggota

Sumarji, S.T., M.T.

Ahmad Adib Rosyadi, S.T., M.T.

NIP 19680202 199702 1 001

19850117 201212 1 001

Dosen Penguji I

Dosen Penguji II

Rahma Rei Sakura S.T., M.T.

Dr. Gaguk Jatisukanto S.T., M.T.

760017115

19690209 199802 1 001

Mengesahkan

Dekan Fakultas Teknik,

Dr. Ir. Entin Hidayah, M. UM.

NIP 19661215 199503 2 001

RINGKASAN

PENGARUH VARIASI *BASIC SEDIMENT AND WATER* TERHADAP LAJU KOROSI PIPA BAJA X52 DAN X65 DENGAN MEDIA *CRUDE OIL*.

Alvin Bakhtiar G.P, 141910101104; 2019; 93 halaman; Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Jember.

Korosi merupakan penurunan kualitas yang disebabkan oleh reaksi kimia bahan logam dengan unsur unsur lain yang terdapat di alam, hal ini diakibatkan karena adanya kontak langsung antara logam pipa *carbon steel* dengan suatu zat penyebab terjadinya korosi, pada penelitian ini lingkungan yang digunakan adalah minyak bumi yang berasal dari pengeboran lepas pantai P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ, mengingat pada lingkungan laut banyak mengandung klorida yang bersifat korosif dan juga ditambah dengan kandungan *Basic Sediment and Water* (BS&W) yang berisi endapan, air dan pengotor dari minyak mentah yang bersifat asam sehingga memicu terjadinya korosi internal pada pipa. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui laju korosi yang terjadi pada jaringan pipa yang digunakan untuk distribusi minyak mentah dari hulu ke hilir di P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ (*Offshore North West Java*).

Dalam penelitian ini media yang digunakan adalah *crude oil* yang diperoleh dari P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ (*Offshore North West Java*) dan berasal dari dua sumur minyak berbeda bernama KLA dan KLB, masing masing minyak memiliki kandungan *Basic Sediment and Water* (BS&W) yang berbeda, pada sumur minyak KLA memiliki kandungan BS&W 69,5% sedangkan pada sumur KLB 12 %. Pengujian pada penelitian ini menggunakan metode *weight loss* dengan dua jenis spesimen yaitu pipa baja API 5L X52 dan X65 untuk didapatkan laju korosi yang terjadi pada suatu material selama satu tahun kemudian dilakukan pengamatan makro secara visual dan uji mikro yang bertujuan untuk mengetahui fenomena terjadinya korosi beserta jenis korosi yang menyerang pada pipa.

Hasil yang diperoleh dari penelitian ini pada media minyak dari sumur KLA dengan kandungan BS&W 69,5 % laju korosi yang terjadi pipa baja X52 sebesar 1.10×10^{-2} mmpy dan pada pipa baja X65 sebesar $0,91 \times 10^{-2}$ mmpy, sedangkan pada media sumur minyak KLB dengan kandungan BS&W 12% laju korosi yang terjadi pada pipa jenis X52 sebesar $0,81 \times 10^{-2}$ mmpy dan pipa X65 sebesar $0,78 \times 10^{-2}$ mmpy, dari hasil yang diperoleh dilihat bahwa ketahanan korosi pipa baja X65 lebih baik dari X52 dikarenakan pipa X65 memiliki kandungan unsur Cr yang lebih tinggi sebagai penahan korosi.

Pada pengujian makro dengan penglihatan secara langsung terdapat perubahan warna pipa baja yang awalnya mengkilap menjadi hitam kecoklatan dan terdapat butir halus yang merupakan produk korosi setelah dilakukan perendaman dengan media minyak. Hasil pengujian mikro menunjukkan bahwa korosi yang menyerang adalah jenis korosi merata hal tersebut terbukti dari hasil foto mikroskopik dengan perbesaran 200x yang menunjukkan serangan korosi tersebar merata pada seluruh permukaan baik pada pipa jenis X52 maupun X65 dengan intensitas kerusakan yang sama.

SUMMARY

THE EFFECT OF VARIATION OF BASIC SEDIMENT AND WATER ON CORROSION RATE OF STEEL PIPES X52 AND X65 WITH MEDIA CRUDE OIL.

Alvin Bakhtiar G.P, 141910101104; 2019; 93 pages ; Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Jember University.

Corrosion is a decrease in quality caused by the chemical reaction of metals with other elements found in nature, this is caused by direct contact between metal carbon steel pipe with a substance that causes corrosion, in this study the environment used is petroleum derived from offshore drilling of PT Pertamina Hulu Energi ONWJ, considering that the marine environment contains a lot of corrosive chlorides and is also supplemented with Basic Sediment and Water (BS&W) contents which contain deposits, water and impurities from acidic crude oil which triggers internal corrosion in the pipeline. This study aims to determine the rate of corrosion that occurs in the pipeline used for the distribution of crude oil from upstream to downstream in P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ (Offshore North West Java).

In this study the media used was crude oil obtained from P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ (Offshore North West Java) and comes from two different oil wells named KLA and KLB, each oil has a different Basic Sediment and Water (BS&W), the KLA oil well has a BS&W content of 69.5% while in KLB wells 12%. Tests in this study used a weight loss method with two types of specimens namely API 5L X52 and X65 steel pipes to obtain corrosion rates that occur in a material for one year then visual macro observations and micro tests aimed at finding out the phenomenon of corrosion and types corrosion that attacks the pipe. The results obtained from this study on oil media from KLA wells with BS&W content of 69.5% corrosion rate that occurred in X52 steel pipes amounted to 1.10×10^{-2} mmpy and in X65 steel pipes amounted to 0.91×10^{-2} mmpy, whereas in

KLB oil well media with BS&W content of 12% corrosion rate that occurs in X52 type pipe is 0.81×10^{-2} mmpy and X65 pipe is 0.78×10^{-2} mmpy, from the results obtained it is seen that corrosion resistance of steel pipe X65 better than X52 because the X65 pipe has a higher Cr element content as a corrosion barrier.

In the macro test with direct vision there is a change in the color of the steel pipe which was originally shiny to brownish black and there are fine grains which are corrosion products after immersion with oil media. Micro testing results show that the attacking corrosion is a type of evenly distributed corrosion as evidenced by the results of microscopic photographs with a magnification of 200x which shows the corrosion attack is spread evenly on the entire surface of both the X52 and X65 pipe with the same intensity of damage.

PRAKATA

Puji syukur ke hadirat Allah SWT. atas segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “Pengaruh Variasi Basic Sediment and Water Terhadap Laju Korosi Pipa Baja X52 dan X65 dengan Media Crude Oil ”. Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat menyelesaikan pendidikan strata satu (S1) pada Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Jember.

Penyusun skripsi ini tidak lepas dari bantuan berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis menyampaikan terima kasih kepada :

1. Sumarji, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing Utama, Ahmad Adib Rosyadi, S.T., M.T., selaku Dosen Pembimbing Anggota yang telah meluangkan waktu, pikiran, dan perhatian dalam penulisan skripsi ini;
2. Ir. Franciscus Xaverius Kristianta, M.Eng., selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah membimbing selama penulis menjadi mahasiswa;
3. Bapak/Ibu dan keluarga yang telah memberikan dorongan dan doanya demi terselesaikannya skripsi ini;
4. semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

Penulis juga menerima segala kritik dan saran dari semua pihak demi kesempurnaan skripsi ini. Akhirnya penulis berharap, semoga skripsi ini dapat bermanfaat.

Jember, Juli 2019

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERSEMBAHAN	ii
HALAMAN MOTTO	iii
HALAMAN PERNYATAAN	iv
HALAMAN PEMBIMBINGAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vi
RINGKASAN	vii
SUMMARY	ix
PRAKATA	xi
DAFTAR ISI	xii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xvii
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Manfaat	3
1.5 Batasan Masalah	3
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Korosi	5
2.1.1 Definisi.....	5
2.1.2 Jenis korosi.....	6
2.1.3 Faktor-Faktor Penyebab.....	8

2.1.4	Mekanisme Terjadinya Korosi	9
2.1.5	Laju korosi	10
2.1.6	Metode Pengujian Laju Korosi.....	11
2.2	Minyak Bumi	12
2.2.1	Minyak Bumi (<i>Crude oil</i>)	12
2.2.2	Basic Sediment and Water (BS&W)	13
2.3	Baja	16
2.4	Pipa Baja API 5L X52	17
2.5	Pipa baja API 5L X65	19
2.6	Korosi pipa	19
2.6.1	Korosi internal	19
2.6.2	Korosi Eksternal	22
2.7	Hipotesis	23
BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN	24
3.1	Jenis Penelitian	24
3.2	Tempat dan Waktu Penelitian	24
3.3	Alat dan Bahan Penelitian	24
3.3.1	Alat yang digunakan :.....	24
3.3.2.	Bahan yang digunakan :.....	25
3.4	Variabel Penelitian	25
3.4.1	Variabel Bebas	25
3.4.2	Variabel Terikat.....	25
3.4.3	Variabel Terkontrol	25
3.5	Proses Pengumpulan Data	25
3.5.1	Pengumpulan Data.....	25

3.5.2. Persiapan Alat dan Bahan	26
3.5.3 Pembuatan Spesimen Uji	26
3.5.4 Pengamatan Struktur Mikro	28
3.6 Diagram Alir Penelitian	29
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	31
4.1 Data Hasil Percobaan.....	31
4.2 Pengambilan data Kandungan <i>Basic Sediment and Water</i>	31
4.3 Hasil Penelitian.....	34
4.3.1 Waktu Perendaman.....	35
4.3.2 Luas Permukaan	36
4.3.3 Kehilangan Berat (<i>Weight loss</i>).....	37
4.4 Analisis Laju Korosi.....	38
4.4.1 Perhitungan dan Analisis Laju Korosi pada Media <i>Crude Oil Well</i> KLB dengan Kandungan <i>Basic Sediment and Water</i> (BS&W) 12%.....	38
4.4.2 Perhitungan dan Analisis Laju Korosi pada Media <i>Crude Oil Well</i> KLA dengan Kandungan <i>Basic Sediment and Water</i> (BS&W) 69,5 %.....	44
4.4.3 Analisis Laju Korosi.....	51
4.5 Pengamatan Makro dan Mikro	59
4.5.1 Pengamatan Makro	59
4.5.2 Pengamatan Foto Mikro.....	63
BAB 5 PENUTUP	74
5.1 Kesimpulan.....	74
5.2 Saran.....	75
DAFTAR PUSTAKA	76
LAMPIRAN	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Mekanisme korosi galvanik (Sumber: McGraw,1999)..... 6

Gambar 2.2 Area crevice corrosion (Sumber: TEMA, 2009) 7

Gambar 2.3 Pitting corrosion (Sumber: TEMA, 2009) 7

Gambar 2.4 Erosion corrosion (Sumber: TEMA, 2009)..... 8

Gambar 2.5 Struktur mikro pipa carbon steel (Sumber: Kusmono, 2013) 18

Gambar 2.6 Aliran fluida di dalam pipa (Sumber: Kusmono, 2013) 20

Gambar 2.7 Terjadinya kerak korosi (Sumber: Kusmono, 2013) 21

Gambar 3.1 Diagram alir penelitian 30

Gambar 4.1 Bentuk Spesimen 36

Gambar 4.2 Grafik Laju korosi pipa baja X52 dan X65 pada 12 % BS%W 41

Gambar 4.3 Grafik Laju korosi pipa baja X52 dan X65 pada 69,5 % BS&W 47

Gambar 4.4 Grafik fenomena korosi yang terjadi pada pipa baja API 5L dalam periode satu tahun (Sumber : Hamed Mansoori, 2017) 50

Gambar 4.5 Foto makro baja X52 pada kandungan (BS&W) 12% (a) sebelum perendaman (b) setelah 35 hari perendaman..... 59

Gambar 4.6 Foto makro pipa baja X65 pada (BS&W) 12% (a) sebelum perendaman (b) setelah 35 hari perendaman..... 60

Gambar 4.7 Foto makro pipa baja X65 pada (BS&W) 69,5% (a) sebelum perendaman (b) setelah 35 hari perendaman..... 61

Gambar 4.8 Foto makro pipa baja X52 pada (BS&W) 69,5% (a) sebelum perendaman (b) setelah 35 hari perendaman..... 62

Gambar 4.9 Hasil pengamatan mikro pipa baja X65 sebelum dilakukan perendaman 63

Gambar 4.10 Hasil pengamatan mikro pipa baja X52 sebelum dilakukan perendaman 63

Gambar 4.11 Pengamatan mikro pipa baja X65 perbesaran 200x setelah dilakukan perendaman pada BS&W 12 % (a) Hari ke 7 (b) Hari ke 14 (c) Hari ke 21 (d) Hari ke 28.....	64
Gambar 4.12 Pengamatan mikro pipa baja X52 perbesaran 200x setelah dilakukan perendaman pada BS&W 12 % (a) Hari ke 7 (b) Hari ke 14 (c) Hari ke 21 (d) Hari ke 28.....	65
Gambar 4.13 Pengamatan mikro pipa baja API 5L X42 yang terserang korosi seragam (M.Fajar Sidiq, 2011).....	66
Gambar 4.14 Pengamatan mikro pipa baja X65 perbesaran 200x setelah dilakukan perendaman pada BS&W 69,5 % (a) Hari ke 7 (b) Hari ke 14 (c) Hari ke 21 (d) Hari ke 28.....	67
Gambar 4.15 Pengamatan mikro pipa baja X52 perbesaran 200x setelah dilakukan perendaman pada BS&W 69,5 % (a) Hari ke 7 (b) Hari ke 14 (c) Hari ke 21 (d) Hari ke 28.....	68
Gambar 4.16 Hasil pengamatan mikro pada pipa X65 (a) pada kandungan BS&W 12% dengan perbesaran 200x (b) Kandungan BS&W 69,5 % dengan perbesaran 200x.....	69
Gambar 4.17 Hasil pengamatan mikro pada pipa X52. (a) pada kandungan BS&W 12% dengan perbesaran 200x (b) Kandungan BS&W 69,5 % dengan perbesaran 200x.....	71

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tabel hubungan laju korosi dan ketahanan korosi.....	10
Tabel 2.2 Tabel Konstanta metode kehilangan berat.....	11
Tabel 2.3 Unsur minyak bumi	13
Tabel 2.4 Hasil analisa Basic sediment and water KLA setiap satu jam	14
Tabel 2.5 Hasil analisa Basic sediment and water KLB setiap satu jam	15
Tabel 2.6 Komposisi dari pipa carbon steel	18
Tabel 4.1 Hasil analisa Basic sediment and water platform KLA setiap satu jam Pertamina ONWJ	32
Tabel 4.2 Hasil analisa Basic sediment and water platform KLB setiap satu jam Pertamina ONWJ	33
Tabel 4.3 Lama waktu perendaman spesimen.....	35
Tabel 4.4 Hasil perhitungan laju korosi pipa baja X52 pada 12% BS&W	39
Tabel 4.5 Hasil perhitungan laju korosi pipa baja X65 pada 12% BS&W	40
Tabel 4.6 Perbandingan komposisi antara pipa baja X52 dan X65	43
Tabel 4.7 Nilai pengujian material X65 dan X52.....	43
Tabel 4.8 Hasil perhitungan laju korosi pipa baja X52 pada kandungan BS&W 69,5 %	45
Tabel 4.9 Hasil perhitungan laju korosi pipa baja X65 pada kandungan BS&W 69,5 %	46
Tabel 4.10 Perbandingan kandugan minyak KLA dengan KLB.....	48
Tabel 4.11 Komposisi kimia air laut.....	53
Tabel 4.12 Perbandingan Kandungan Minyak KLA dengan KLB.....	55

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak bumi merupakan komoditas utama dalam kebutuhan energi di dunia saat ini, beberapa eksplorasi minyak bumi berada di laut lepas biasa disebut *offshore* salah satunya adalah P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ yang berada di perairan lepas laut Jawa, kendala yang di hadapi oleh perusahaan di bidang perminyakan adalah kerusakan yang ditimbulkan oleh korosi pada pipa baja penyalur minyak bumi. Menurut Denis Brondel dkk (1994) industri perminyakan telah menghabiskan dana besar untuk menjinakan korosi dan mencegah logam kembali ke bentuk alaminya sehingga korosi harus ditangani dengan serius.

Menurut Denny A. Jones (1992) korosi merupakan penurunan kualitas yang disebabkan oleh reaksi kimia bahan logam dengan unsur-unsur lain yang terdapat di alam. Unsur penyebab terjadinya korosi beragam meliputi udara, air, larutan garam, larutan asam dan lain-lain (Dhadhang, 2012). Pada penelitian ini lingkungan yang digunakan adalah *crude oil* yang mengandung *Basic Sediment and Water* didapat dari pengeboran P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ , *Basic Sediment and Water* (BS&W) adalah spesifikasi teknis pengotor dalam minyak mentah ketika diekstrak dari *well* (sumur) dengan kandungan yang bervariasi untuk sumur baru BS&W 5% dan untuk sumur lama sampai 99% hal ini menyebabkan perbedaan unsur didalamnya meliputi air, minyak, dan senyawa lain seperti H_2S , CO_2 yang merupakan senyawa pembentuk korosi (Arifin, 2014).

. Baja merupakan besi yang diberi paduan unsur karbon, besi sebagai unsur dasar dan karbon sebagai unsur paduan utamanya dengan rumus senyawa Fe, dalam proses korosi senyawa Fe pada baja akan mengalami reaksi redoks dengan *Basic Sediment and Water* (BS&W) yang terdapat pada minyak mentah sehingga menimbulkan produk korosi biasa disebut kerak, kerak dapat menyebabkan turunnya tekanan karena terjadinya penyempitan pada system perpipaan sehingga dapat menurunkan produksi (Halimatuddahlia, 2003).

Jenis baja dan kandungan persentase unsur material akan berpengaruh terhadap sifat dan karakteristiknya, beberapa material yang biasa digunakan dalam bidang

perminyakan adalah jenis pipa baja ASTM, API 5L, JIS, ASME dan lain lain. Pada penelitian ini jenis baja yang digunakan adalah API 5L X52 dan X65 yang biasa digunakan pada tes separator dan kolam penampungan minyak di industri *oil and gas*, menurut standar AISI (2015) jenis baja API 5L ini tergolong dalam jenis baja karbon rendah dengan kandungan karbon kurang dari 0,25 %. Baja rendah adalah jenis baja yang memiliki kandungan karbon kurang dari 0.25 % elemen paduan utama pada pipa API 5L adalah C, Mn, Nb, dengan pengotor P dan S (Kusmono, 2013).

Laju korosi dapat dihitung dengan beberapa metode seperti *weight loss* (kehilangan berat) dan potensiotat untuk didapatkan rata-rata terjadinya korosi selama satu tahun, pada penelitian ini perhitungan laju korosi menggunakan metode kehilangan berat, menurut ASTM G1 (1999) metode kehilangan berat adalah perhitungan laju korosi dengan cara mengukur berat material yang hilang akibat proses korosi, pada saat suatu material berinteraksi dengan zat pengkorosif maka akan terjadi degradasi material logam dan mengakibatkan material menjadi terkikis sehingga terjadi pengurangan berat atau massa. Pengujian lain yang digunakan pada penelitian ini adalah pengamatan makro dengan cara melihat langsung secara visual dan uji mikro yang dilakukan menggunakan mikroskop sesuai standar pengujian ASTM G1-3 dengan perbesaran 200x untuk diketahui jenis korosi yang terjadi pada logam.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang dari permasalahan diatas, maka dirumuskan pada rumusan masalah sebagai berikut :

1. Bagaimana laju korosi yang terjadi antara pipa baja API 5L X52 dengan pipa baja API 5L X65 pada media *crude oil* dengan variasi kandungan *basic sediment and water*?
2. Bagaimana hasil pengamatan makro dan mikro terhadap pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65?
3. Apakah jenis korosi yang terjadi pada pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan utama dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui pengaruh persentase kandungan *Basic Sediment and Water* yang berbeda terhadap laju korosi pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65.
2. Mengetahui perbandingan laju korosi yang terjadi pada pipa baja API 5L X52 dengan pipa baja API 5L X65 yang merupakan material pipa penyalur *crude oil* pada penambangan lepas pantai.
3. Mengetahui hasil pengamatan makro dan mikro yang terjadi pada pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 dihubungkan dengan peristiwa korosi yang terjadi.

1.4 Manfaat

Manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah :

1. Dapat mengetahui pengaruh persentase *basic sediment and water* terhadap laju korosi pada pipa baja API 5L X52 dengan pipa baja API 5L X65 dengan media *crude oil*.
2. Dapat menjadi rekomendasi untuk PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ tentang korosi yang terjadi pada pipa penyalur *crude oil*.
3. Dapat menjadi gambaran umum dan wawasan kepada pembaca tentang pengaruh *basic sediment and water* terhadap korosi pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 yang biasa digunakan pada pipa penyalur perusahaan minyak dan gas.

1.5 Batasan Masalah

Pada penelitian ini ada beberapa batasan masalah meliputi :

1. Penelitian ini hanya terfokus pada laju korosi pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 dengan media *crude oil* yang mengandung *basic sediment and water*.
2. Mengabaikan faktor eksternal meliputi suhu, pH, aliran fluida dan tekanan terhadap laju korosi yang terjadi.

3. Menggunakan media penelitian minyak bumi yang sudah dalam keadaan *steady state*.
4. Mengabaikan faktor lain yang terjadi ketika persiapan spesimen pada material yang digunakan.



BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Korosi

2.1.1 Definisi

Korosi adalah degradasi material logam secara elektrokimia akibat reaksi dengan lingkungan. Korosi merupakan fenomena kimia bahan-bahan logam di berbagai kondisi lingkungan, hal ini terjadi karena reaksi kimia antara logam dengan zat-zat yang ada di sekitarnya atau dengan partikel lain yang ada di dalam matriks logam itu sendiri, lingkungan yang dapat menyebabkan terjadinya korosi pada logam misalnya udara, air, larutan garam, larutan asam dan lain-lain (Dhadhang, 2012).

Korosi dapat menimbulkan *plant shutdown* yang tidak direncanakan dan menyebabkan kejadian bencana yang berakibat pada kontaminasi lingkungan dan jatuhnya korban manusia jika sampai terjadi kegagalan pipa, secara umum mekanisme korosi yang terjadi di dalam suatu larutan berawal dari logam yang teroksidasi di dalam larutan, dan melepaskan elektron untuk membentuk ion logam yang bermuatan positif, larutan akan bertindak sebagai katoda dengan reaksi yang umum terjadi adalah pelepasan H_2 dan reduksi O_2 , akibat ion H^+ dan H_2O yang tereduksi, reaksi ini terjadi dipermukaan logam yang akan menyebabkan pengelupasan akibat pelarutan logam ke dalam larutan secara berulang-ulang (Alfin ITS, 2011). Adapun syarat terjadinya proses korosi adalah sebagai berikut :

- a. Adanya katoda
- b. Adanya anoda
- c. Adanya lingkungan

Tanpa adanya salah satu syarat di atas maka korosi tidak akan terjadi. Korosi tidak dapat di hilangkan tetapi hanya dapat di minimalisir pertumbuhannya dengan menggunakan inhibitor korosi (Randiramlan, 2014).

2.1.2 Jenis korosi

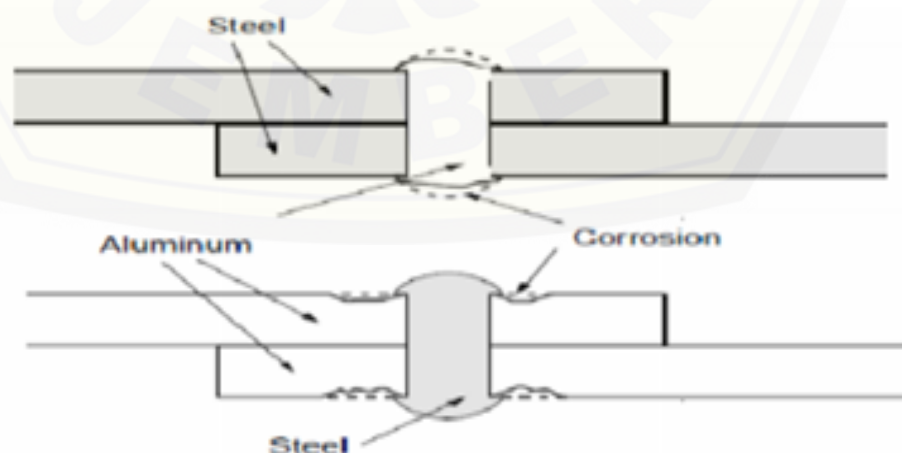
Denny A. Jones (1992) mengemukakan bahwa jenis korosi dibagi berdasarkan bentuk kerusakan yang dihasilkan, penyebab korosi, lingkungan tempat terjadinya korosi, maupun jenis material yang diserang, diantaranya :

a. *General / Uniform corrosion*

Merupakan korosi yang disebabkan oleh reaksi kimia atau elektrokimia yang terjadi secara seragam pada permukaan logam, efeknya adalah terjadi penipisan pada permukaan dan akhirnya menyebabkan kegagalan karena tidak mampu untuk menahan beban. Korosi ini dapat dicegah atau dikendalikan dengan pemilihan material termasuk *coating*, penambahan *corrosion inhibitor* pada fluida atau menggunakan *cathodic protection*.

b. *Galvanic corrosion*

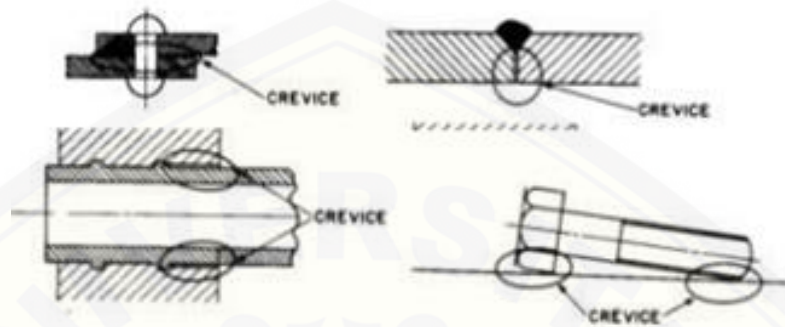
Merupakan korosi yang disebabkan adanya beda potensial antara dua logam yang berada pada fluida atau media konduktif dan korosif, akibatnya logam dengan ketahanan terhadap korosi yang rendah akan mengalami laju korosi lebih tinggi dibandingkan dengan logam yang memiliki ketahanan terhadap korosi tinggi. Pencegahan korosi ini adalah dengan menggunakan satu jenis material yang sama atau menggunakan kombinasi beberapa material yang memiliki sifat galvanis yang mirip menggunakan insulasi pada sambungan antara logam serta mengurangi karakteristik korosi dari fluida dengan *corrosion inhibitor*.



Gambar 2.1 Mekanisme korosi galvanik (Sumber: McGraw,1999)

c. *Crevice corrosion*

Merupakan korosi yang terjadi akibat adanya deposisi material pada celah (terutama pada sambungan).



Gambar 2.2 Area crevice corrosion (Sumber: TEMA, 2009)

d. *Pitting corrosion*

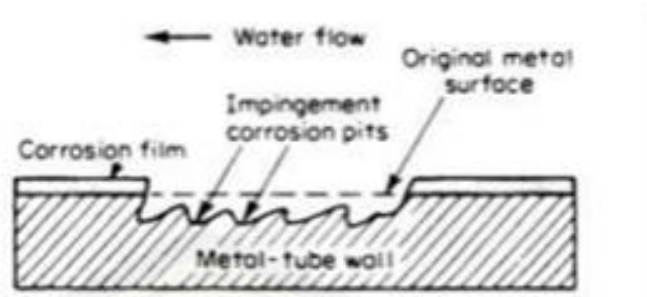
Merupakan fenomena korosi dimana proses korosi terjadi pada suatu area pada permukaan logam yang akhirnya menyebabkan terjadinya lubang pada permukaan tersebut. Korosi ini biasanya disebabkan oleh *chloride* atau ion yang mengandung *chlorine*. Korosi ini dapat dicegah dengan pemilihan material yang sesuai dan memiliki ketahanan tinggi terhadap korosi.



Gambar 2.3 Pitting corrosion (Sumber: TEMA, 2009)

e. *Erosion corrosion*

Merupakan korosi yang terjadi sebagai akibat dari tingginya pergerakan relatif fluida korosif terhadap permukaan logam. Proses ini umumnya berlangsung dengan adanya dekomposisi kimia atau elektrokimia pada permukaan logam.



Gambar 2.4 Erosion corrosion (Sumber: TEMA, 2009)

2.1.3 Faktor-Faktor Penyebab

Penyebab utama korosi pada besi adalah oksigen dan air, menurut Randiramlan (2014) penyebab korosi secara umumnya adalah sebagai berikut :

a. Air dan kelembapan udara.

Air merupakan salah satu faktor penting untuk berlangsungnya proses korosi. Udara yang banyak mengandung uap air (lembab) akan mempercepat berlangsungnya proses korosi.

b. Elektrolit

Elektrolit (asam atau garam) merupakan media yang baik untuk melangsungkan transfer muatan, hal itu mengakibatkan elektron lebih mudah untuk dapat diikat oleh oksigen di udara. Oleh karena itu, air hujan (asam) dan air laut (garam) merupakan penyebab korosi yang utama.

c. Adanya oksigen

Pada peristiwa korosi adanya oksigen mutlak diperlukan sebagai pemicu reduksi pada proses korosi.

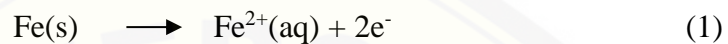
d. Permukaan logam

Permukaan logam yang tidak rata memudahkan terjadinya kutub-kutub muatan yang akhirnya akan berperan sebagai anoda dan katoda. Permukaan logam yang licin dan bersih akan menyebabkan korosi sukar terjadi karena sulit terjadi kutub-kutub yang akan bertindak sebagai anoda dan katoda.

2.1.4 Mekanisme Terjadinya Korosi

Korosi terjadi melalui reaksi redoks, di mana logam mengalami oksidasi sedangkan oksigen mengalami reduksi. Karat logam umumnya berupa oksida atau karbonat yang secara keseluruhan merupakan proses elektrokimia. Pada korosi besi, bagian tertentu dari besi berperan sebagai anoda, di mana besi mengalami oksidasi dengan persamaan reaksi sebagai berikut :

Reaksi pada anoda :

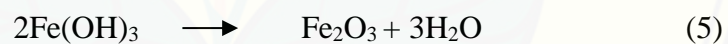


Elektron yang dibebaskan dalam oksidasi akan mengalir ke bagian lain untuk mereduksi oksigen.

Reaksi pada katoda :



Reaksi total :



Ion besi (II) yang terbentuk pada anoda akan teroksidasi membentuk besi (III) yang kemudian membentuk senyawa oksida terhidrasi $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot x\text{H}_2\text{O}$ yang disebut karat. Peristiwa korosi sendiri merupakan proses elektrokimia, yaitu proses reaksi kimia yang melibatkan adanya aliran listrik, bagian tertentu dari besi berlaku sebagai kutub negatif (elektroda negatif, anoda) sementara bagian yang lain sebagai kutub positif (elektroda positif, katoda), elektron mengalir dari anoda ke katoda sehingga terjadilah peristiwa korosi, ion besi (II) yang terbentuk pada anoda selanjutnya teroksidasi menjadi ion besi (III) yang kemudian membentuk senyawa oksida terhidrasi (karat).

Dari reaksi terlihat bahwa korosi melibatkan adanya gas oksigen dan air. Korosi pada besi ternyata dipercepat oleh beberapa factor seperti tingkat keasaman, kontak dengan elektrolit, kontak dengan pengotor, kontak dengan logam lain yang kurang aktif (logam nikel, timah, tembaga), serta keadaan logam besi itu sendiri meliputi kerapatan atau kasar halusnya permukaan.

2.1.5 Laju korosi

Laju korosi adalah banyaknya material yang hilang (teroksidasi) tiap satuan waktu. Laju korosi dapat dihitung dengan metode kehilangan berat atau *weight loss*, pengujian ini sesuai dengan standar ASTM G 31-72. Laju korosi dinyatakan dalam mpy (milli inch per year). Satuan laju korosi disini bermacam macam sesuai satuan yang akan digunakan. dengan mm/y (standar internasional) atau mill/year (Supriyanto, 2007). Angka laju korosi akan mempengaruhi kecepatan suatu material terserang korosi jadi setiap material memiliki ketahanan terhadap korosi yang berbeda. Jenis media korosi juga berpengaruh terhadap angka laju korosi tergantung dari senyawa yang terkandung dalam media tersebut.

Tabel 2.1 Tabel hubungan laju korosi dan ketahanan korosi (Sumber : Fontana, 2011)

Ketahanan korosi relative	Laju Korosi				
	mpy	mm/yr	$\mu\text{m}/\text{yr}$	nm/hr	Pm/s
Sangat baik	<1	<0,02	<25	<2	<1
Baik	1-5	0,02-0,1	25-100	2-10	1-5
Cukup	5-20	0,1-0,5	100-500	10-50	20-50
Kurang	20-50	0,5-1	500-1000	50-150	20-50
Buruk	50-200	1-5	1000-5000	150-500	50-200

2.1.6 Metode Pengujian Laju Korosi

a. Kehilangan Berat (*Weight Loss*)

Pengujian laju korosi memiliki beberapa metode salah satunya adalah metode kehilangan berat atau *weight loss*. Metode kehilangan berat adalah perhitungan laju korosi dengan cara mengukur berat material yang hilang akibat proses korosi, pada saat suatu material berinteraksi dengan zat pengkorosif maka akan terjadi degradasi material logam dan mengakibatkan material menjadi terkikis atau terjadi pengurangan berat atau massa. Kehilangan berat tersebut dapat dihitung dengan menggunakan rumus standart ASTM yang telah di tetapkan

Rumus perhitungan laju korosi dengan metode kehilangan berat menurut ASTM G1 dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi} = \frac{K \cdot W}{D \cdot A \cdot t}$$

Dimana :

- K = konstanta ($8,76 \times 10^4$ mmpy)
- W = Kehilangan Berat (gr)
- D = Densitas ($7,86 \text{ gr/cm}^3$)
- A = Luas Permukaan (cm^2)
- t = Waktu (jam)

Tabel 2.2 Tabel Konstanta metode kehilangan berat (Sumber: ASTM G1, 1999)

Satuan yang digunakan	Konstanta (K)
Mils per year (mpy)	$3,45 \times 10^6$
Inches per year	$3,45 \times 10^3$
Inches per month	$2,87 \times 10^2$
Milimeter per year	$8,76 \times 10^4$
Micrometer per year	$8,76 \times 10^7$
Picometer per year	$2,78 \times 10^6$

b. Potensiostat

Potensiostat adalah metode pengujian korosi dengan menggunakan elektrokimia. Korosi logam terjadi jika terdapat arus anodik yang besarnya sama dengan arus katodik, walaupun tidak ada arus yang diberikan di luar sistem, hal ini disebabkan ada perbedaan potensial antara logam dan larutan sebagai lingkungannya (Sunarya, 2008). Laju korosi dapat ditentukan dengan metode ini dengan menggunakan potensiostat dengan tiga elektroda, yaitu elektroda acuan tipe kalomel (SCE), elektroda bantu berupa platina dan elektroda kerja berupa spesimen baja. Data yang didapat dari metode ini adalah kurva polarisasi anodic atau katodik yang menyatakan hubungan antara arus ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$) sebagai fungsi potensial (mV). Metode potensiostat dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$CR(\text{mpy}) = \frac{k \text{ lcorr } EW}{\rho}$$

Dimana :

- k = Konstanta
- CR = Laju korosi (mili inch/yr)
- Lcorr = Densitas arus korosi ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)
- EW = Berat equivalen material (gr)
- P = Densitas material

2.2 Minyak Bumi

2.2.1 Minyak Bumi (*Crude oil*)

Minyak bumi atau *crude oil* adalah senyawa hidrokarbon dan non-hidrokarbon yang terdapat di dalam bumi pada sumur pengeboran (*well*), minyak bumi berwarna coklat kehitaman, dalam bentuk cair dan terdapat gas-gas yang melarut di dalamnya dengan berat jenis berkisar antara 0,8000 – 1,0000. Unsur kimia penyusun minyak bumi terdapat unsur mayor yaitu karbon dan hidrogen disebut unsur hidrokarbon, dan unsur minor yaitu sulfur, nitrogen, oksigen,

halogen dan logam disebut unsur non-hidrokarbon, besarnya kandungan (konsentrasi) unsur minyak bumi ditunjukkan pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.3 Unsur minyak bumi (Sumber: Bhaskara Rao B.K, 2011)

Unsur	Konsentrasi (% wt)
Karbon (C)	83 – 87
Hidrogen (H)	10 – 14
Sulfur (S)	0.05 - 6,0
Oksigen (O)	0.05 - 1,5
Nitrogen (N)	0,1 - 2,0
Logam	10^{-5} - 10^{-2}

Sifat minyak bumi antara satu dengan yang lain berbeda-beda dari yang ringan atau encer sampai pada yang berat atau kental. Hal ini sangat bergantung pada jenis dan besarnya kandungan komponen atau unsur di dalam minyak bumi, jika minyak bumi mengandung unsur non-hidrokarbon dalam jumlah sekecil mungkin maka minyak bumi akan mempunyai nilai ekonomi makin tinggi, karena dengan kandungan yang kecil tidak memerlukan biaya yang tinggi dalam proses pengolahannya ataupun dalam pemenuhan spesifikasi produk yang dihasilkan.

2.2.2 Basic Sediment and Water (BS&W)

Basic Sediment and Water (BS&W) adalah spesifikasi teknis pengotor dalam minyak mentah ketika diekstrak dari *well* (sumur), minyak mentah akan mengandung sejumlah air dan padatan tersuspensi dari komposisi penyusun minyak dikenal sebagai sedimen atau lumpur, sebagian besar air dan sedimen biasanya dipisahkan di lapangan untuk meminimalkan kuantitas yang perlu di proses lebih lanjut, kandungan residu dari kotoran yang tidak diinginkan ini dinyatakan sebagai BS&W, secara umum BS&W merupakan bagian dari *crude oil* yang terdapat pada *oil sludge* selain logam berat, yang menjadi indikator nilai jual minyak mentah adalah tempat eksplorasi minyak mentah tersebut. Berdasarkan dari data yang di dapat dari monitoring PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ ada

dua macam kandungan minyak yang berbeda yang diperoleh dari sumur minyak platform KLA dan sumur minyak KLB didapatkan data BS&W sebagai berikut :

Tabel 2.4 Hasil analisa Basic sediment and water platform KLA setiap satu jam (Sumber: P.T. Pertamina ONWJ jakarta, 2018)

No.	Test Time	BS&W (%)
1	01:00:00	69
2	02:00:00	70
3	03:00:00	69.5
4	04:00:00	69
5	05:00:00	70
6	06:00:00	69.5
7	07:00:00	72
8	08:00:00	67
9	09:00:00	70
10	10:00:00	68
11	11:00:00	71
12	12:00:00	69
13	13:00:00	70
14	14:00:00	65
15	15:00:00	73
16	16:00:00	69
17	17:00:00	70
18	18:00:00	70
19	19:00:00	69
20	20:00:00	69
21	21:00:00	70.5
22	22:00:00	70
23	23:00:00	69
24	24:00:00	69.5
Rata rata		69.5

Pada tabel diatas dapat dilihat nilai kandungan *Basic Sediment and Water* (BS&W) pada sumur pengeboran KLA sebesar 69,5%. Sumur minyak KLA memiliki nilai BS&W yang tinggi dikarenakan sumur ini beroperasi sejak tahun 1957 dengan kadar BS&W diatas 50%, kandungan minyak bumi murni mengalami penurunan karena dieksplorasi terus menerus yang menyebabkan kandungan air laut lebih dominan dibandingkan dengan kandungan minyak

mentah (PHE ONWJ *Handbook*, 2010). Nilai tersebut didapat dari monitoring test separator yang terintegasi dengan komputer pada bagian *control room*, pengambilan data dilakukan setiap satu jam dan diambil rata-rata setelah 24 jam.

Tabel 2.5 Hasil analisa Basic sediment and water platform KLB setiap satu jam (Sumber: PT Pertamina ONWJ jakarta, 2018)

No.	Test Time	BS&W (%)
1	01:00:00	12
2	02:00:00	12.5
3	03:00:00	11.5
4	04:00:00	11
5	05:00:00	13
6	06:00:00	13
7	07:00:00	12.5
8	08:00:00	13.5
9	09:00:00	11
10	10:00:00	10
11	11:00:00	12
12	12:00:00	11.5
13	13:00:00	10.5
14	14:00:00	13.5
15	15:00:00	14
16	16:00:00	14.5
17	17:00:00	13
18	18:00:00	12
19	19:00:00	11
20	20:00:00	10.5
21	21:00:00	10
22	22:00:00	12
23	23:00:00	12
24	24:00:00	11
Rata rata		12

Pada sumur KLB juga dilakukan monitoring dan didapatkan nilai kandungan *Basic Sediment and Water* (BS&W) sebesar 12 %, dari hasil pengamatan setiap satu jam dan di rata-rata setelah 24 jam, sumur minyak KLB

mulai beroperasi pada tahun 2017 sehingga kandungan *Basic Sediment and Water* (BS&W) masih tergolong rendah dan lebih dominan minyak bumi murni.

2.3 Baja

Baja merupakan besi yang diberi paduan unsur karbon, besi sebagai unsur dasar dan karbon sebagai unsur paduan utamanya. Kandungan unsur karbon dalam baja berkisar antara 0,2% hingga 2,1% berat sesuai gradenya, karbon dalam baja berfungsi sebagai unsur penguat dengan mencegah dislokasi bergeser pada kisi kristal (*crystal lattice*) atom besi, untuk mengatur kualitas dan karakteristik suatu baja biasanya ditambahkan dengan unsur lain, unsur paduan yang umumnya ditambahkan selain karbon adalah titanium, kromium, nikel, vanadium, cobalt dan tungsten (wolfram), dengan membuat variasi kandungan karbon dan unsur paduan lainnya dapat dibuat unsur baja dengan tipe yang diinginkan sesuai dengan kebutuhan. Penambahan kandungan karbon pada baja dapat meningkatkan kekerasan (*hardness*) dan kekuatan tariknya (*tensile strength*), namun di sisi lain membuatnya menjadi getas (*brittle*) serta menurunkan keuletannya (*ductility*) (Daryanto, 2010).

Baja memiliki beberapa sifat yang berbeda beda tergantung dari unsur paduan yang terkandung di dalamnya. Sifat bahan pada baja digunakan untuk dapat menggunakan bahan teknik dengan tepat, maka bahan tersebut harus dapat dikenali dengan baik sifat sifatnya yang mungkin akan dipilih untuk dipergunakan, sifat sifat tersebut antara lain sifat kimia, sifat teknologi, sifat fisika, sifat panas, sifat listrik dan sifat mekanik (daryanto, 2010). Pada suhu dan perlakuan tertentu baja dapat memiliki karakteristik yang berbeda, oleh karena itu jenis paduan dan perlakuan khusus pada baja dapat divariasikan tergantung kegunaan baja tersebut, seperti penambahan unsur Cr (*Chromium*) dapat mempengaruhi kecepatan terhadap laju korosi dan lain sebagainya.

Baja karbon dapat diklasifikasikan menurut konsentrasi unsur karbon yang terdapat didalamnya, menurut Afandi (2015) jenis baja dikategorikan sebagai berikut :

a. Baja karbon rendah

Mengandung karbon antara 0,05 hingga 0,30% C. Memiliki kekuatan luluh (yield strength) 275 MPa (40.000 psi), kekuatan tarik (tensile strength) antara 415 dan 550 MPa (60.000 dan 80.000 psi), dan keuletan (ductility) dari 25% EL. Baja jenis ini relatif lunak dan lemah tetapi memiliki ketangguhan dan keuletan yang luar biasa, selain itu baja karbon rendah memiliki sifat mudah ditempa, mudah di mesin, dan mudah di las.

b. Baja karbon menengah

Memiliki konsentrasi karbon berkisar antara 0,30 hingga 0,60% C. Memiliki tingkat kekuatan yang lebih tinggi dibandingkan dengan baja karbon rendah. Mempunyai sifat yang sulit dibengkokkan, di las, dan dipotong.

c. Baja karbon tinggi

Biasanya mengandung karbon sebesar 0,60 hingga 1,4% C. Merupakan baja karbon yang paling sulit untuk dibentuk, ditempa, di las, dan dipotong tetapi memiliki tingkat keuletan paling tinggi. Memiliki sifat yang sangat keras dan tahan aus. Baja karbon tinggi ini biasa digunakan untuk mesin pemotong, pisau, pisau gergaji besi, per (spring), dan kawat baja berkekuatan tinggi.

2.4 Pipa Baja API 5L X52

Pipa baja jenis API 5L ini merupakan pipa yang biasa digunakan untuk distribusi *crude oil* berbahan *carbon steel*. Untuk mengetahui kandungan dan karakterisasi bahan dari pipa menggunakan analisis komposisi kimia, pemeriksaan mikrostruktur, uji sifat mekanik termasuk uji tarik dan pengukuran kekerasan (Kusmono, 2013). Tabel 2.6 menunjukkan kandungan kimia hasil komposisi diperoleh dengan menggunakan spektrometer emisi dengan komposisi yang sesuai yang ditentukan menurut API 5L X52.

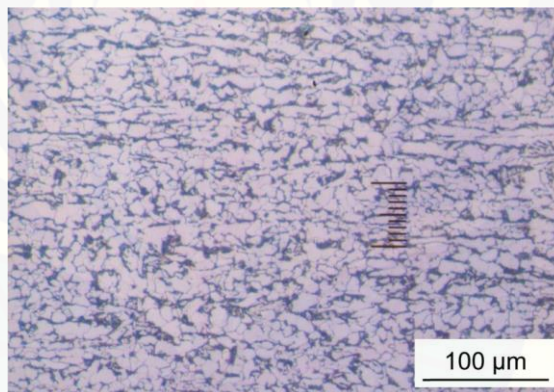
Elemen paduan utama yang ditentukan oleh API 5L X52 adalah C, Mn, Nb dan V dengan kotoran dari P dan S. berdasarkan pada tabel dapat dilihat bahwa komposisi pipa yang ditentukan oleh API 5L X52. adalah elemen seperti Nb dan V biasanya ditambahkan ke baja sebagai penyuling butir selama proses kontrol termomekanis.

Tabel 2.6 Komposisi dari pipa carbon steel (Sumber: Kusmono, 2013)

Table 1

Chemical compositions of pipelines under study (wt%).

Material	C	Mn	Si	P	S	Al	Nb	V	Ni	Cr	Ti	Mo	Cu
Pipeline	0.166	0.608	0.262	0.094	0.024	0.042	0.022	0.010	0.066	0.045	0.007	0.062	0.133
API 5L X52	0.29 max	1.25 max	0.35 max	0.04 max	0.05 max	0.04	0.05	0.07	-	-	-	-	-



Gambar 2.5 Struktur mikro pipa carbon steel (Sumber: Kusmono, 2013)

Gambar diatas menunjukkan fotomikrografi optik dari pipa baja API 5L X52, dapat dilihat bahwa struktur mikro pipa terdiri dari ferit dan perlit seperti yang biasa terlihat pada baja karbon rendah. Ferit dan perlit berbutir halus ini memanjang sepanjang arah pipa industri perminyakan di Indonesia mayoritas menggunakan pipa jenis API untuk proses *gathering system*. Pipa ini dipilih dikarenakan memiliki sifat dan karakteristik yang sesuai untuk digunakan sebagai sistem *pipeline*, jenis pipa API (American Protelium Institute) yang digunakan adalah pipa baja API 5L X52 (Kusmono, 2013)

Menurut Arcellormittal (2013) Pipa API 5L X52 memiliki kekuatan 360 MPa minimum *yeild strength* dan 460 MPa minimum untuk *Ultimate Tensile Strength*, pipa API 5L X52 juga memiliki kekuatan elongation sebesar 22 %.

2.5 Pipa baja API 5L X65

Pipa baja API 5L grade X65 merupakan jenis pipa yang didesain khusus untuk pipa bawah laut dimana pipa jenis ini dengan spesifikasi 5L adalah menunjukkan jenis yang khusus digunakan untuk *offshore pipeline*, karakteristik pipa jenis ini hampir sama dengan API 5L X52 hanya terdapat perbedaan pada penambahan unsur Mn dan Cr sehingga menyebabkan kekuatan tegangan tensil minimum dan kekuatan luluh serta ketahanan korosi yang sedikit berbeda.

Dengan grade X65 menunjukkan pipa bawah laut ini mempunyai tegangan minimum yang di iijinkan sebesar 65.000 psi atau 448 MPa yang banyak dipakai pada struktur anjungan minyak bumi dan gas. Pipa baja API 5L *grade X65* banyak digunakan pada pipa penyalur gas, air, dan minyak, sebagai alat penyalur minyak yang efisien dan ekonomis pada dunia perminyakan. Setelah periode 6-8 bulan nilai laju korosi pada pipa baja API 5L akan menurun dan konstan sampai 1 tahun dikarenakan kerak sudah terbentuk di seluruh permukaan sehingga reaksi logam dengan lingkungan akan terhambat hal ini biasa disebut fenomena korosi Hamed Mansoori (2017).

2.6 Korosi pipa

2.6.1 Korosi internal

Korosi internal terjadi di dalam pipa dan tidak tampak dari luar sehingga membutuhkan radiografi untuk melihat kondisi dalam pipa, minyak mentah yang di dapat dari dalam bumi tidak hanya murni berupa minyak terdapat berbagai material yang dibawa bersamaan dengan *crude oil* dari dalam bumi seperti air, gas dan pasir (pengotor) yang juga memicu terjadinya korosi :

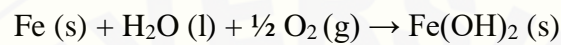
a. Minyak

Minyak mengandung beberapa senyawa yang bersifat korosif pada umumnya minyak bumi mengandung zat korosif tinggi seperti CO₂, H₂S dan

senyawa klorin yang dilarutkan dalam cairan dapat mempercepat proses korosi di dalam pipa. Oleh karena itu, dampak perubahan komposisi cairan pada pipa harus diantisipasi dengan baik.

b. Air

Air yang terdapat pada *crude oil* berupa air laut yang bersifat korosif karena mengandung ion Cl dari senyawa NaCl jika berkontak langsung dengan besi (Fe) akan menyebabkan ikatan baru, dengan reaksi :



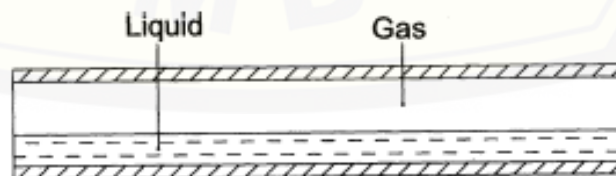
Senyawa fero hidroksida $[\text{Fe(OH)}_2]$ yang terjadi merupakan hasil sementara yang dapat teroksidasi secara alami oleh air dan udara menjadi ferri hidroksida $[\text{Fe(OH)}_3]$

c. Pasir (pengotor)

Pasir atau pengotor berbentuk solid yang terdapat pada bagian dasar pipa sehingga akan menyebabkan terkikisnya permukaan dari pipa, jika aliran dari *crude oil* semakin tinggi maka pengikisan akan semakin cepat dan pada dampaknya akan menimbulkan korosi.

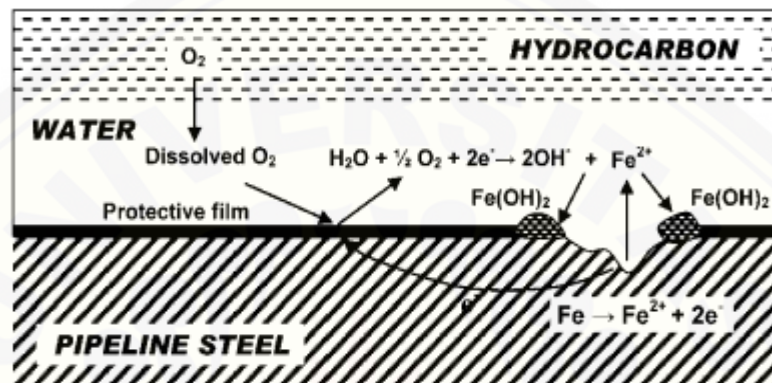
d. Gas Bumi

Dari dalam sumur minyak juga terdapat gas bumi yang kandungannya hampir sama dengan minyak mentah akan tetapi laju korosi yang disebabkan karena gas lebih kecil dari minyak dan air



Gambar 2.6 Aliran fluida di dalam pipa (Sumber: Kusmono, 2013)

Pada bagian dalam pipa horizontal aliran fluida yang mengalir terdiri dari air yang berada pada dasar pipa dan diikuti dengan minyak yang berada di atas air karena minyak tidak dapat larut dengan air, gas berada pada bagian paling atas, hal ini disebabkan karena massa jenis yang berbeda sehingga terdapat sekat pembatas pada setiap fluida.



Gambar 2.7 Terjadinya kerak korosi (Sumber: Kusmono, 2013)

Kontak langsung antara fluida dengan permukaan baja akan menimbulkan korosi, permukaan pipa akan bertindak sebagai anoda dan disosiasi sebagai ion bermuatan positif yang melepaskan elektron produk korosi dari besi hidroksida atau Fe(OH)₂ membentuk lapisan penghalang di sekitar mulut pit, endapan Fe(OH)₂ atau Fe(OH)₃ yang dihasilkan dari reaksi korosi akan menyebabkan terjadinya reaksi korosi secara kontinyu dari permukaan yang terbuka oleh aliran fluida dengan reaksi :

Permukaan pipa sebagai anoda bermuatan positif yang melepaskan elektron



Fluida pada *crude oil* berperan sebagai katoda akan menerima muatan elektron dari *carbon steel* (Fe)



Terbentuk $\text{Fe}(\text{OH})_2$ yang merupakan kerak pembentuk korosi

2.6.2 Korosi Eksternal

Korosi ini terjadi pada bagian luar pipa yang berkontak langsung dengan udara ataupun dengan air laut, untuk mengetahui korosi eksternal dapat dilihat dengan kontak visual secara langsung, korosi ini disebabkan karena berbagai faktor meliputi :

a. Suhu

Kenaikan suhu akan menyebabkan bertambahnya kecepatan reaksi korosi, hal ini terjadi karena makin tinggi suhu maka energi kinetik dari partikel-partikel yang bereaksi akan meningkat sehingga melampaui besarnya harga energi aktivasi dan akibatnya laju kecepatan reaksi (korosi) juga akan makin cepat, begitu juga sebaliknya (Fogler, 1992).

b. Kecepatan Alir Fluida

Kecepatan pengadukan laju korosi cenderung bertambah jika kecepatan aliran fluida bertambah besar. Kontak langsung antara zat pereaksi dan logam akan semakin besar sehingga ion-ion logam akan makin banyak yang lepas dan logam akan mengalami kerapuhan (korosi) (Kirk Othmer, 1965).

c. Konsentrasi Bahan Korosif

Senyawa bersifat korosif berhubungan dengan pH atau keasaman dan kebasaan suatu larutan. Larutan yang bersifat asam sangat korosif terhadap logam dimana logam yang berada didalam media larutan asam akan lebih cepat terkorosi karena merupakan reaksi anoda sedangkan larutan yang bersifat basa dapat menyebabkan korosi pada reaksi katodanya karena reaksi katoda selalu serentak dengan reaksi anoda (Djaprie, 1995).

d. Oksigen

Adanya oksigen yang terdapat di dalam udara dapat bersentuhan dengan permukaan logam yang lembab sehingga kemungkinan menjadi korosi lebih

besar. Di dalam air (lingkungan terbuka), adanya oksigen akan menyebabkan korosi (Djaprie,1995).

e. Waktu Kontak

Aksi inhibitor diharapkan dapat membuat ketahanan logam terhadap korosi lebih besar dengan adanya penambahan inhibitor kedalam larutan, maka akan menyebabkan laju reaksi menjadi lebih rendah, sehingga waktu kerja inhibitor untuk melindungi logam menjadi lebih lama. Kemampuan inhibitor untuk melindungi logam dari korosi akan hilang atau habis pada waktu tertentu, hal itu dikarenakan semakin lama waktunya maka inhibitor akan semakin habis terserang oleh larutan (Uhlig , 1958).

2.7 Hipotesis

Berdasarkan topik pembahasan ini dapat ditarik hipotesis yaitu semakin tinggi nilai persentase *Basic sediment and water* maka laju korosi akan semakin cepat dikarenakan *Basic Sediment and water* yang tinggi mengandung banyak air laut, didalam air laut terdapat senyawa NaCl yang bersifat sangat korosif sehingga reaksi dengan baja akan semakin tinggi, logam Fe dengan H₂O akan membentuk senyawa Fe₂O₃ ditambah sifat korosif dari senyawa Cl dari NaCl akan mempercepat terjadinya korosi pada pipa.

BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Jenis Penelitian

Penelitian yang berjudul pengaruh *Basic Sediment and Water* terhadap laju korosi pada pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 dengan media *crude oil* ini merupakan jenis penelitian eksperimental, penelitian ini dilakukan dengan melakukan eksperimen terhadap pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 dengan media *crude oil*. Data yang diperoleh dari penelitian ini adalah nilai kehilangan berat dengan metode *weight loss* pada pipa API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 yang disebabkan oleh korosi dengan media *Basic Sediment and Water*, proses perhitungan laju korosi dan metode untuk melakukan eksperimen ini menggunakan standar ASTM G1-3 mulai dari persiapan material sampai ke perhitungan proses korosi.

3.2 Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat dan waktu penelitian ini dilakukan dengan jangka waktu yang berjeda, waktu dan tempat dari penelitian ini dibagi menjadi beberapa tempat dan waktu sebagai berikut :

- a. PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ selama 45 hari dari tanggal 17 Juli 2017 hingga 31 Agustus 2017.
- b. Bengkel workshop Nick's Custom Jl.Kacapiring ,Gebang, Jember 10 April 2018 sampai 26 Mei 2018.

3.3 Alat dan Bahan Penelitian

3.3.1 Alat yang digunakan :

- a. Kamera
- b. Penggaris
- c. Gerinda potong
- d. Mesin amplas
- e. Mesin Poles
- f. Remover cat

- g. Thinner
- h. Kertas amplas

3.3.2. Bahan yang digunakan :

- a. Pipa API 5L X52
- b. Pipa API 5L X65
- c. Crude oil dari Well KLA milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ
- d. Crude oil dari Well KLB milik PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ

3.4 Variabel Penelitian

3.4.1 Variabel Bebas

Variabel bebas dari penelitian ini adalah perbandingan nilai *Basic Sediment and Water* dari dua jenis *crude oil* yang berbeda yaitu dari *well* KLA dengan kandungan BS&W 69,5% dan *well* KLB dengan kandungan BS&W 12%.

3.4.2 Variabel Terikat

Variabel yang digunakan pada penelitian ini adalah laju korosi yang terjadi pada pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 setelah dilakukan perendaman dengan *crude oil*.

3.4.3 Variabel Terkontrol

Variabel terikat pada penelitian ini adalah temperatur yang digunakan ketika melakukan penelitian.

3.5 Proses Pengumpulan Data

3.5.1 Pengumpulan Data

Pada penelitian ini data diambil dengan menggunakan dua jenis meliputi :

- a. Data Primer

Data primer merupakan data yang diperoleh dari pencatatan langsung dari studi di P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ yang berada di Jakarta.

b. Data Sekunder

Data sekunder merupakan data yang diperoleh dari berbagai sumber melalui studi literatur yang bersumber dari jurnal, buku, ataupun tulisan seseorang yang digunakan sebagai pendukung dari data primer beserta penelitian ini.

3.5.2. Persiapan Alat dan Bahan

Persiapan alat dan bahan pada penelitian kali ini berupa pengecekan ketersediaan alat dan bahan yang digunakan untuk penelitian yang meliputi jumlah minyak yang akan digunakan beserta data yang terkandung didalamnya sehingga saat pengujian eksperimen bahan tidak ada kendala yang menghambat jalannya pengujian, pada penelitian ini untuk preparasi material yang akan digunakan menggunakan standar pengujian ASTM G1-3, adapun pengecekan dari alat yang nantinya digunakan dalam eksperimen agar bekerja sesuai standar operasi.

3.5.3 Pembuatan Spesimen Uji

Penelitian ini menggunakan metode *corrosion coupon* dari pipa baja sebagai sampel untuk mengetahui laju korosi yang terjadi. Pembuatan spesimen dijabarkan sebagai berikut :

1. Mempersiapkan alat dan bahan
2. Memotong pipa baja dengan dimensi 2 cm x 2 cm sebanyak 60 spesimen dengan ketentuan 30 pada jenis pipa baja API 5L X52 sebanyak 30 dan pipa baja API 5L X65 berjumlah 30.
3. Melakukan pembersihan spesimen dari coating maupun korosi dengan *remover cat* dan *thinner* untuk membersihkan pelapis baja.
4. Mengeringkan material dari cairan kimia yang digunakan
5. Menggosok spesimen dengan kertas amplas mulai dari kekasaran 800 cw sampai halus 2000 cw.
6. Memberi tanda pada masing-masing spesimen yang diuji dengan penomoran menggunakan stiker tempel.
7. Melakukan penimbangan berat awal setiap material.

8. Melakukan homogenisasi media menggunakan *mixer*.
9. Memastikan volume media memenuhi untuk merendam spesimen secara utuh pada semua bagian material.
10. Melakukan perendaman spesimen dengan media korosi sampai 35 hari.
11. Melakukan pengambilan spesimen pada hari ke 7 dan membersihkan dengan lap kain.
12. Melakukan penimbangan pada spesimen yang diambil untuk mengetahui berat setelah terkorosi.
13. Melakukan langkah 11 dan langkah 12 pada hari ke 14,21,28, dan 35.
14. Menganalisis data setelah di ambil semua spesimen.

Penghitungan laju korosi dengan metode *weight loss* ini menggunakan standar ASTM G1-3 *Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluation Corrosion Test Specimens* dan di gunakan rumus perhitungan laju korosi dengan menghitung berat yang hilang akibat korosi sebagai berikut :

$$\text{Laju Korosi} = \frac{K \cdot W}{D \cdot A \cdot t}$$

Dimana :

K	= konstanta ($8,76 \times 10^4$)
W	= Kehilangan Berat (gr)
D	= Densitas (gr/cm^3)
A	= Luas Permukaan (cm^2)
t	= Waktu (jam)

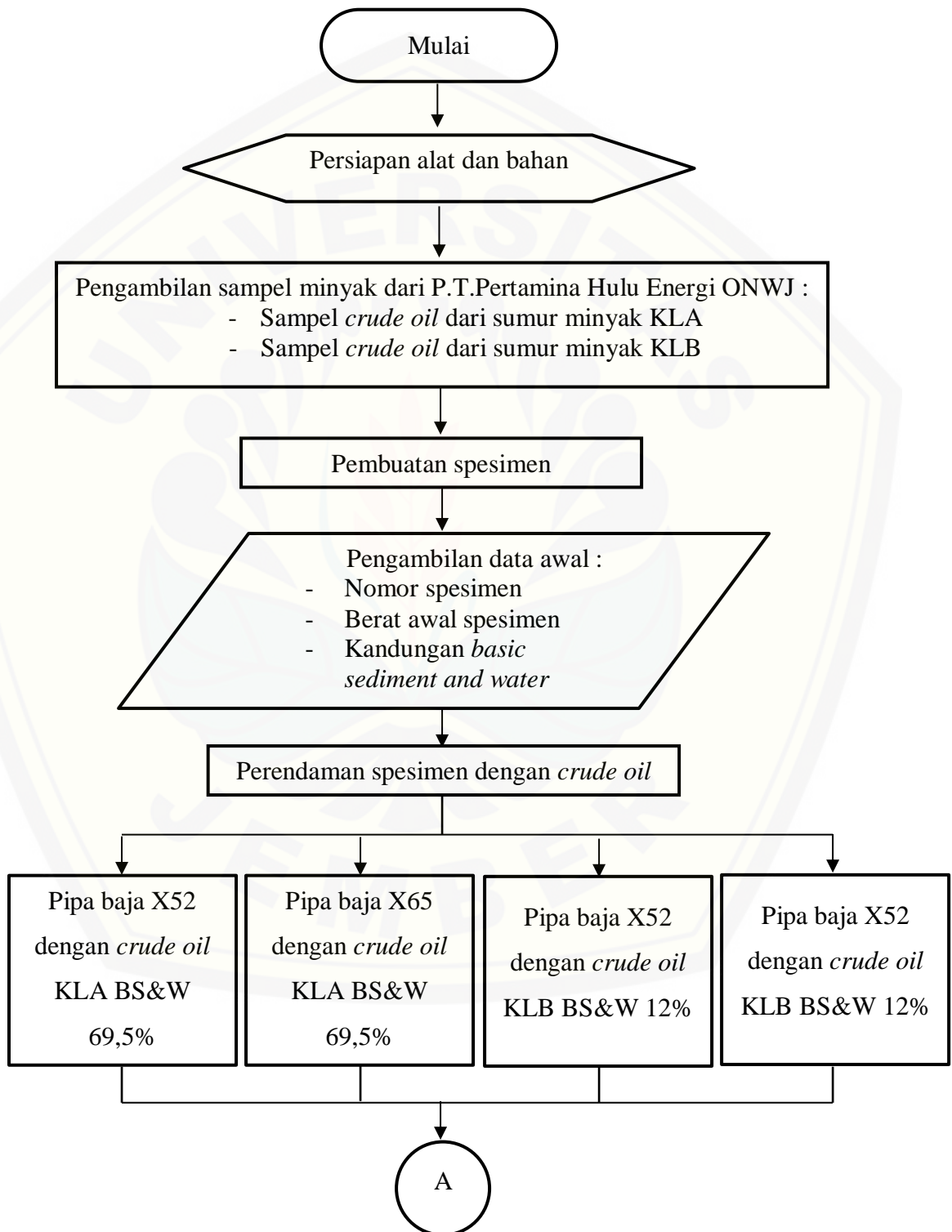
3.5.4 Pengamatan Struktur Mikro

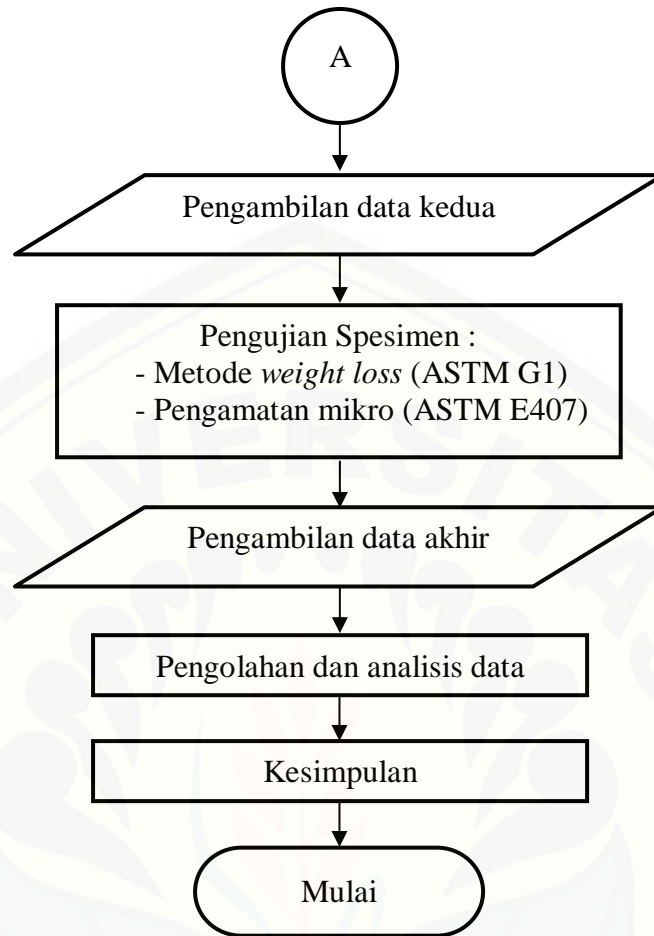
Pengamatan struktur mikro adalah pengamatan yang dilakukan untuk memberikan tampilan secara visual terhadap spesimen dengan menggunakan mikroskop optik dan didapatkan tampilan penampang permukaan dengan tampak perbesaran. Tahapan pada pengamatan struktur mikro sebagai berikut :

1. Mempersiapkan alat bahan dan sampel yang digunakan
2. Menggosok material dengan menggunakan kertas amplas dengan tingkat kekasaran 800 hingga 2000 cw yang paling halus.
3. Melakukan proses *polishing* dengan menggunakan autosol dilakukan berulang ulang sampai mengkilap.
4. Membersihkan permukaan spesimen dengan alkohol
5. Melakukan pengetsaan dengan larutan nital alkohol dan HNO_3 dengan perbandingan 90% alkohol dan 10% HNO_3
6. Mencilupkan permukaan spesimen ke dalam campuran cairan nital selama 5-10 detik
7. Membersihkan spesimen dan membiarkan sampai kering
8. Mengamati struktur mikro material dengan mikroskop metalografi
9. Mencatat dan mendokumentasikan hasil yang didapat dari pengamatan pada lensa mikroskop.

3.6 Diagram Alir Penelitian

Berdasarkan metode yang digunakan dibuat diagram alir sebagai berikut :





Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

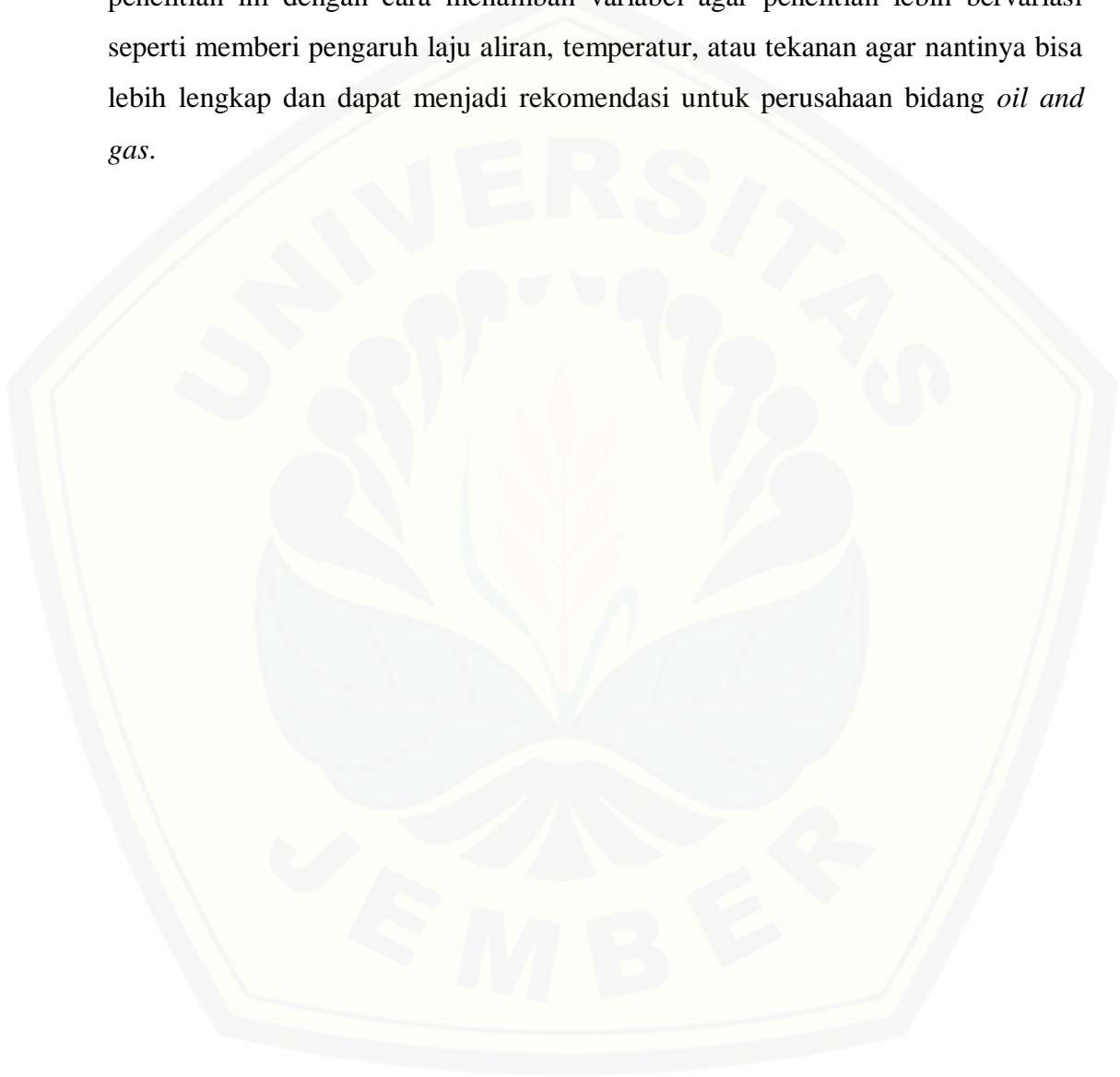
Hasil pengolahan data, pengujian, dan analisis pada penelitian ini didapatkan hasil pengaruh *Basic Sediment and Water* (BS&W) terhadap laju korosi pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65 dengan media *crude oil* dan bisa ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. *Basic Sediment and Water* (BS&W) dari *well* KLA dan KLB berpengaruh terhadap laju korosi yang terjadi pada pipa baja API 5L X52 dan pipa baja API 5L X65, semakin tinggi nilai BS&W pada *crude oil* maka laju korosi yang terjadi juga semakin besar, hal tersebut dibuktikan dari kerusakan material yang direndam pada media *crude oil* KLA dengan kandungan BS&W 69,5% lebih besar dibandingkan dengan perendaman pada media *crude oil* KLB 12%..
2. Kandungan unsur pembentuk material berpengaruh terhadap karakteristik logam seperti misal ketahanan korosi, pipa baja API 5L X65 memiliki kandungan *chromium* (Cr) dan Mn yang sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan pipa baja API 5L X52, sehingga laju korosi pada pipa X65 lebih kecil dibanding X52, hal tersebut dikarenakan sifat dari unsur *chromium* yang dapat menambah ketahanan suatu logam terhadap korosi.
3. Hasil pengamatan makro dan mikro menunjukkan bahwa pada hari ke 35 distribusi persebaran korosi semakin merata pada semua bagian material, berdasarkan pengamatan makro terlihat bahwa logam berubah warna menjadi hitam dengan bintik berwarna coklat yang mengindikasikan terjadinya produk korosi pada semua bagian permukaan, sedangkan dari pengamatan mikroskopik menunjukkan kerusakan merata terjadi pada semua permukaan logam ditandai dengan adanya lubang yang tersebar pada semua permukaan. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa korosi yang terjadi berjenis *uniform corrosion* (korosi merata) dikarenakan material mengalami serangan korosi yang sama dan terdistribusi secara merata.

5.2 Saran

Saran yang dapat peneliti berikan dari hasil penelitian yang telah dilakukan adalah sebagai berikut :

Penulis mengharapkan pada penelitian selanjutnya dapat mengembangkan penelitian ini dengan cara menambah variabel agar penelitian lebih bervariasi seperti memberi pengaruh laju aliran, temperatur, atau tekanan agar nantinya bisa lebih lengkap dan dapat menjadi rekomendasi untuk perusahaan bidang *oil and gas*.



DAFTAR PUSTAKA

- Ankang Cheng, Nian-Zhong Chen. 2017. *Corrosion fatigue crack growth modelling for subsea pipeline steels*. United Kingdom. Elsevier Ltd.
- API. 2009. R.P. 579-2/ASME FFS-2. American Petroleum Institute, Houston.
- Austen, I.M., Walker, E.F., 1977. *Quantitative understanding of the effects of mechanical and environmental variables on corrosion fatigue crack growth behavior*. In: *The Influence of Environment on Fatigue*. London. I Mech E Conference Publications pp. 1–10.
- Arcellormittal. 2013. *Stock Specification pipes high yield seamless pipe API 5L grade X52 PSL 2*.
- Arifin, Rosianto., Hadi. 2014. Studi Kasus Laju Korosi pipa API 5L di Energi Mega Persada. *E-Jurnal Teknik Mesin*, Vol. 1(2) : 41-44.
- ASTM G1. 1999, *Standard Practice for Preparing, Cleaning and Evaluation Corrosion Test Specimens*. ASTM.
- ASTM D96. 2007. *Sediment Test Water and Sediment in Crude Oil. Guide to ASTM Test Methods: 2nd Edition*.
- Brondel, D., R. Edwards, A. Hayman, D. Hill. 1994. *Corrosion in The Oil Industry*. *Oilfield* 6(2): 4-18.
- Chen. Y., H. Zhang ,X. Liu, J. Zhou. 2011. *Failure assessment of x80 pipeline with inter-acting corrosion defects*. *Eng Fail Anal* 2015 47: 67–76 .
- Daryanto. 2010. *Proses Pengolahan Besi dan Baja (ilmu Metalurgi)*. Bandung : Satu nusa.
- Diptagama I. W. 2008. *Analisa Kegagalan secara kuantitatif Onshore Pipeline Berdasarkan API 581 BRD*. Tugas Akhir Program Studi Teknik Mesin ITB.
- Graver, D. L. 1985. *Corrosion Data Survey*. Texas. Houston.
- Harsisto. 2000. *Pengaruh Laku Pasif pada Pertumbuhan Korosi Sumur Baja Karbon dalam Larutan Peekat LiBr yang Mengandung LioH dan LiNO₃*. Indonesia. JUSAMI.

- Ikhsan, I. 2008. Sistem Manajemen Korosi dan Studi Aplikasinya untuk Pipa Penyalur Gas Lepas Pantai yang Beresiko TLC. Tesis Program Studi Teknik Mesin ITB.
- Jones, Denny. A. 1992. *Principles and Prevention of Corrosion*. Macmillan.
- JSE Steel Corporation. 2003. *Speciality pipe and tube for boiler and petrochemical plant*. Japan.
- Kane R. D. 2006. *Corrosion in petroleum production operations*. in: ASM Handbook-Vol.13c; Corrosion: Environments and Industries. ASM International. Ohio, pp.922–966.
- Kenneth J, Bell. 1988. *Shell and Tube Heat Exchanger*. Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA).
- Mansoori, Hamed, R. Mirzaee, F. E. Zadeh, A. Vojood, A. S. Dowrani. 2017. *Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline*. Iran. Elsevier Ltd.
- Maria, Suharsini. 2007. *Kimia dan Kecakapan Hidup*. Jakarta : Ganeca Exact.
- M.N. Iلمان, Kusmono. 2013. *Analysis of Internal Corrosion in Subsea Oil Pipeline*. Yogyakarta. Elsevier Ltd.
- Nurul, Sa'adah, Sulaiman, H. Tan. 2014. *Third party damages of offshore pipeline*. Journal of Energy of Challenges and Mechanics: 1: 1,3.
- P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ. 2017. Hasil analisa *Basic Sediment and Water*. Jakarta. P.T Pertamina Hulu Energi ONWJ.
- P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ. 2017. *TMG Engineering Services Facility Integrity Department Corrosion (FCR)*. Jakarta. P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ.
- Rahman, A. 2007. Pengaruh Lingkungan Korosif Terhadap Laju Korosi pada Pipa Minyak dan Gas. University of Muhammadiyah Malang. Doctoral Dissertation.
- Rodriguez, M. A. L. H., Delgado D. M, Gonzalez R, Unzueta A. P, Solis R. D. M., Rodriguez J. 2007. *Corrosive wear failure analysis in a natural gas pipeline*. Wear: 263: 5, 67–71.

- Saptono, Rahmat. 2008. Pengetahuan Bahan. Jakarta Handout : Departemen Metalurgi dan Material FTUI.
- Smith, P. B., Ramsden R. M. J. 1978. *The prediction of oil gelation in submarine pipelines and the pressure required for restarting flow*. European Offshore Petroleum Conference And Exhibition, 283–290.
- Wen, Zheng X., Chun Bao Li, Joonmo Choung, Jae-Myung Lee. 2017. *Corroded pipeline failure analysis using artificial neural network scheme*. Republic of Korea. Elsevier Ltd.
- Yong, Sheng Y., Faisal Khan, Premkumar Thodi, Rouzbeh Abbassi. 2016. *Corrosion Induced Failure Analysis of Subsea Pipeline, Reliability Engineering and System Safety*.
- Yuli, Panca Asmara. 2007. *Pengaruh sifat fisik minyak bumi terhadap kecepatan korosi baja karbon*. Jurnal Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Mataram.
- Zhou, Fan, Xiaogang H., Jianyi Liu, Hongchuan Li, Jinwen Fu. 2016. *Stress corrosion cracking of L360NS pipeline steel in sulfur environment*. Petroleum, Elsevier ltd.

LAMPIRAN

Lampiran A. Hasil Pengukuran Dimensi Spesimen Pipa Baja X65

Tabel Pengukuran Dimensi Pipa X65

No.	Dimensi Spesimen			Luas permukaan (cm ²)
	A	B	C	
1	2.087	1.988	0.26	13.364
2	2.067	2.085	0.26	14.384
3	1.942	2.012	0.26	13.099
4	2.053	1.965	0.26	13.428
5	2.044	2.083	0.26	14.225
6	2.129	2.145	0.26	15.220
7	1.975	2.006	0.26	13.256
8	1.921	1.986	0.26	12.795
9	1.934	1.992	0.26	12.913
10	1.982	1.899	0.26	12.548
11	2.015	2.056	0.26	13.852
12	1.879	1.994	0.26	12.598
13	2.122	2.088	0.26	14.751
14	2.052	2.056	0.26	14.080
15	2.026	2.081	0.26	14.098
16	2.067	2.056	0.26	14.173
17	2.067	2.056	0.26	14.173
18	2.158	2.134	0.26	15.324
19	1.968	2.003	0.26	13.193
20	1.986	1.991	0.26	13.217
21	1.832	2.084	0.26	12.906

22	2.004	1.988	0.26	13.303
23	1.983	2.007	0.26	13.311
24	2.054	1.885	0.26	12.856
25	1.908	1.834	0.26	11.687
26	2.166	2.138	0.26	9.836
27	1.986	1.923	0.26	12.739
28	2.074	1.967	0.26	13.567
29	2.067	1.906	0.26	13.082
30	2.077	2.038	0.26	14.103

Lampiran B. Hasil Pengukuran Dimensi Spesimen Pipa Baja X52

Tabel Pengukuran Dimensi Pipa X52

No.	Dimensi Spesimen			Luas permukaan (cm ²)
	A	B	C	
1	2.087	1.988	0.26	13.496
2	2.067	2.085	0.26	13.577
3	1.942	2.012	0.26	13.496
4	2.053	1.965	0.26	14.458
5	2.044	2.083	0.26	13.719
6	2.129	2.145	0.26	12.731
7	1.975	2.006	0.26	13.628
8	1.921	1.986	0.26	14.655
9	1.934	1.992	0.26	12.560
10	1.982	1.899	0.26	12.982
11	2.015	2.056	0.26	12.479
12	1.879	1.994	0.26	11.975
13	2.122	2.088	0.26	13.535
14	2.052	2.056	0.26	13.496
15	2.026	2.081	0.26	14.577
16	2.067	2.056	0.26	13.860
17	2.067	2.056	0.26	13.591
18	2.158	2.134	0.26	13.913
19	1.968	2.003	0.26	13.413
20	1.986	1.991	0.26	12.337
21	1.832	2.084	0.26	14.148
22	2.004	1.988	0.26	13.387
23	1.983	2.007	0.26	13.578

24	2.054	1.885	0.26	13.303
25	1.908	1.834	0.26	14.274
26	2.166	2.138	0.26	13.900
27	1.986	1.923	0.26	13.952
28	2.074	1.967	0.26	13.341
29	2.067	1.906	0.26	12.520
30	2.077	2.038	0.26	14.058



Lampiran C. Hasil Pengukuran Berat Spesimen Pipa Baja X65

Tabel Pengukuran Berat Pipa X65

No	Berat Awal (gr)	Berat Akhir (gr)	Selisih Berat (gr)
1	10.6587	10.6581	0.0006
2	10.8505	10.8494	0.0011
3	9.9146	9.9137	0.0009
4	10.4514	10.4478	0.0036
5	10.8621	10.8579	0.0042
6	11.0802	11.0774	0.0028
7	9.3433	9.3387	0.0046
8	9.518	9.5106	0.0074
9	9.5433	9.5377	0.0056
10	9.5072	9.499	0.0082
11	9.745	9.7351	0.0099
12	9.0553	9.0479	0.0074
13	10.9103	10.8937	0.0166
14	10.3086	10.2967	0.0119
15	10.2167	10.2036	0.0131
16	9.6983	9.6975	0.0008
17	10.0258	10.0247	0.0011
18	11.7511	11.7506	0.0005
19	9.7337	9.7313	0.0024
20	9.5179	9.5151	0.0028
21	9.2821	9.2788	0.0033
22	9.7262	9.7199	0.0063
23	10.1523	10.1479	0.0044
24	10.2701	10.2652	0.0049

25	9.0591	9.0513	0.0078
26	11.0925	11.0868	0.0057
27	9.877	9.8709	0.0061
28	10.2348	10.2243	0.0105
29	9.5228	9.5106	0.0122
30	10.0111	9.9999	0.0112



Lampiran D. Hasil Pengukuran Berat Spesimen Pipa Baja X52

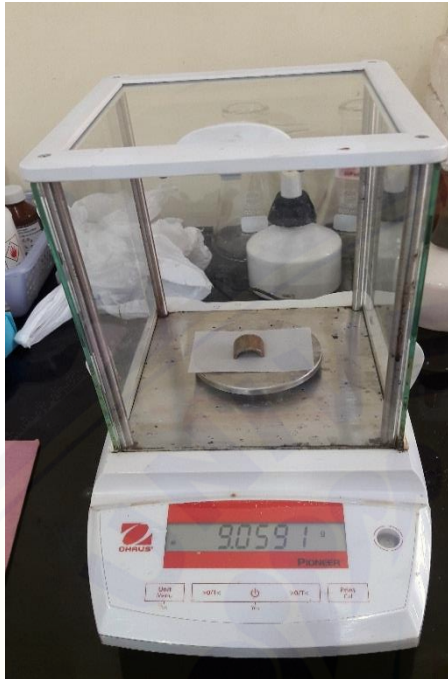
Tabel Pengukuran Berat Pipa X65

No	Berat Awal (gr)	Berat Akhir (gr)	Selisih Berat (gr)
1	10.6049	10.6042	0.0007
2	10.0861	10.0849	0.0012
3	10.1448	10.144	0.0008
4	9.8064	9.8015	0.0049
5	10.1957	10.1932	0.0025
6	9.3954	9.3923	0.0031
7	10.1158	10.1085	0.0073
8	10.3232	10.315	0.0082
9	9.5004	9.4939	0.0065
10	9.7148	9.706	0.0088
11	9.5829	9.5719	0.0110
12	8.7746	8.7655	0.0091
13	9.2245	9.2086	0.0159
14	9.9359	9.9192	0.0167
15	10.6997	10.6794	0.0203
16	9.9689	9.9686	0.0003
17	10.0488	10.0474	0.0014
18	10.2044	10.2035	0.0009
19	9.917	9.9158	0.0012
20	9.6134	9.6108	0.0026
21	10.5315	10.5272	0.0043
22	9.7946	9.7888	0.0058
23	9.6703	9.6656	0.0047
24	9.6159	9.6106	0.0053

25	10.2743	10.265	0.0093
26	9.8428	9.8351	0.0077
27	10.2585	10.2497	0.0088
28	10.0381	10.0268	0.0113
29	9.2869	9.2746	0.0123
30	9.8822	9.87	0.0122



Lampiran E. Alat dan Bahan



Timbangan Analitik Ohaus Pioneer



Gerinda Duduk



Gerinda Tangan



Mesin Poles



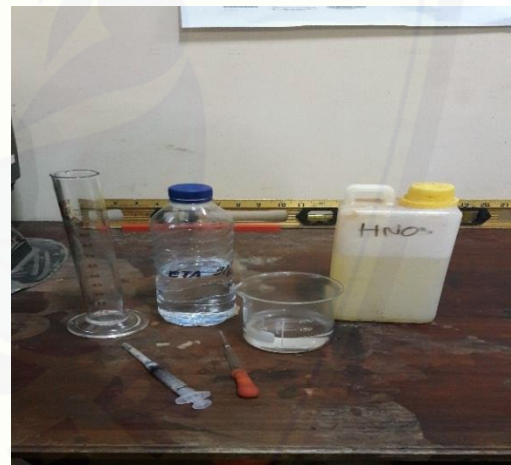
Autosol Dan Kertas Gosok



Jangka Sorong



Ragum



Bahan untuk uji mikro

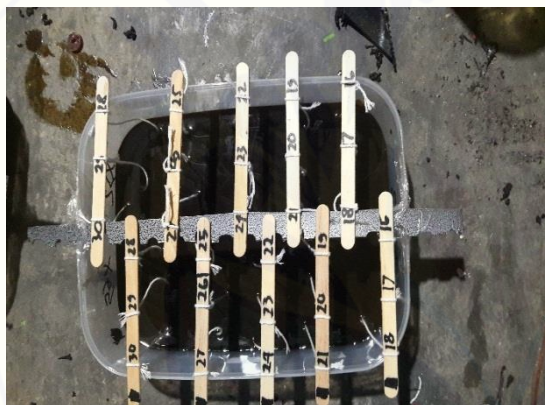
Lampiran F. Dokumentasi Penelitian



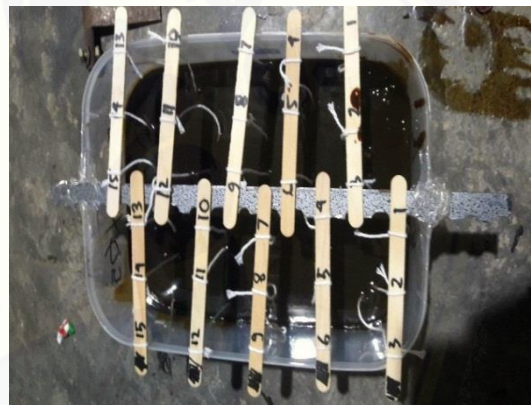
Pengambilan minyak dari sumur KLA



Pengambilan minyak dari sumur KLB



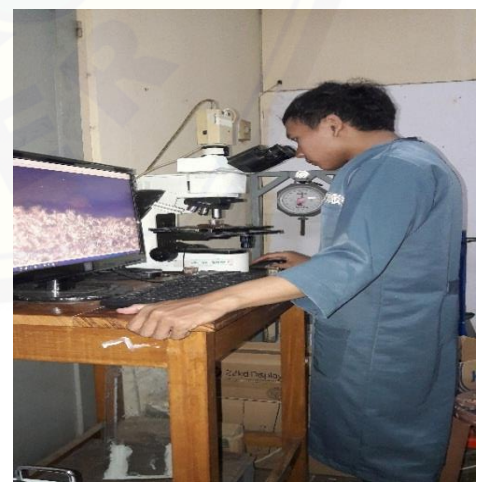
Perendaman pada minyak KLB



Perendaman pada minyak KLA




Proses peresinan spesimen



Proses Uji Mikro

Lampiran G. Data dari P.T. Pertamina Hulu Energi ONWJ Jakarta

				
Date	:	<i>October 21, 2017</i>		
Sample	:	<i>Crude Oil</i>		
Received from	:	<i>KLA</i>		
Report No.	:	<i>003 /lab/17</i>		
No.	Analysis	KLB-18	KLB-21	Remark
1	API Gravity at 60 °F	-	-	<i>API tidak bisa dianalisa (out of range A.P.I. Scale)</i>
2	Specific Gravity @ 60 °F	<i>0.8130</i>	<i>0.7920</i>	
3	Temperatur	<i>85 F</i>	<i>77 F</i>	<i>Sample KLB-18 dipanaskan dalam waterbath</i>
4	pH	<i>7.54</i>	<i>7.81</i>	
5	RVP	<i>7.00</i>	<i>8.60</i>	<i>psig</i>
6	Water Cut	<i>Nihil</i>	<i>Nihil</i>	<i>Tidak mengandung air</i>
<p>Remarks : Pada suhu ruangan, sample KLB-18 membeku.</p> <p style="text-align: right;"><i>Wendi Hermawan</i> _____ Laboratory Technician</p>				



TMG ENGINEERING SERVICES
FACILITY INTEGRITY DEPARTMENT
CORROSION (FCR)

SUMMARY DAILY ACTIVITY REPORT

To : **KLA Superintendent** Report No :
Attn : **Mr. Yusron** Date : 07 – 13 January 2018
From : Nawang Sari (Corr tech) Subject :

Subject: Summary of Daily Activity Report at KLA F/S

Programs:

Perform On-site Fluid sampling for (H2S, CO2, SRB analysis)

Date	P/F	Activity	CO2 (%)	SRB (col)	H2S (ppm)	Pressure (psi)	Remarks
07 Jan 2018		> Mobilization to KLA F/S > Prepare Permit & tools					
08 Jan 2018	KKNA	> On Site Fluid Sampling at					
		- KKNA P. Header	1	lp	1	135	
		- OUT 3 Phase KKNA - KLB	5	lp	8	130	
		- Inc 3 Phase KKA - KKNA	6	lp	5	130	
		- INC 3 Phase KKNB - KKNA	2	NFW	1	130	
	KKA	> On Site Fluid Sampling at					
		- KKA - 1	2	lp	5	200	
		- KKA - 3	2	lp	5	200	
		- KKA - 4	38	lp	20	350	
		- OUT 3 Phase KKA - KKNA	4	lp	5	200	
09 Jan 2018	KLC	> On Site Fluid Sampling at					
		- KLC - 4	10	lp	18	100	
		- KLC - 5	9	lp	28	100	
		- Out 6" 3 Phase KLC - KLA	8	lp	20	78	
	KKNB	> On Site Fluid Sampling at					
		- KKNB - 1	2	NFW	1	200	
		- KKNB - 2	0,5	NFW	0,5	165	
		- Out 6" 3 Phase KKNB - KKNA	1	NFW	1	150	
10 Jan 2018	KLB	> On Site Fluid Sampling at					
		- OUT 12" MOL KLB - KLA	9	lp	25	48	
		- INC 12" 3 PHASE KKNA - KLB	6	NFW	6	102	
		- INC MGL KLA - KLB	8	-	45	53	
		- KLB SUCTION COMPRESSOR	10	-	45	55	
		- OUT MGL KLB - KLXB	4	-	6	93	
		- Gas Lift KLB - KLC	5	-	10	655	
		- KLB P. Header	10	NFW	20	95	
		- KLB - 18	10	IP	30	1900	
		- KLB - 21	10	IP	20	2200	
11 Jan 2018	KLA	> On Site Fluid Sampling at					
		- INC 6" 3 PHASE KLC - KLA	8	NFW	20	68	SP 12 O'Clock
		- OUT 14" MOL KLA - LPRO	2	lp	75	25-55	
		- INC 12" MOL KLB - KLA	6	NFW	22	40	SP 12 O'Clock
		- OUT 10" MGL KLA - KLB	10	-	50	58	
		- INC Gas Lift KLB - KLA	5	-	14	630	
		- KLA - 3	6	IP	10	100	
		- KLA - 4	10	NFW	40	100	
		- KLA - 6	11	IP	35	150	
		- KLA - 11	18	IP	150	200	
		- KLA - 14	11	IP	30	100	
12 Jan 2018	KLXB	> On Site Fluid Sampling at					
		- INC 20" MGL KLB - KLXB	8	NFW	20	86	
		- OUT 24" MGL KLXB - MMC	8	NFW	10	76	
		- KLXB - 1	5	IP	1	90	
		- KLXB - 2	1	IP	1	90	