



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KEANDALAN PIPA *ELBOW* AKIBAT KOROSI
EKSTERNAL PADA JALUR PIPA TRANSMISI GAS DENGAN
MENGUNAKAN SIMULASI MONTE CARLO**

SKRIPSI

**CHAIRULLY SALAM
0706268354**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN METALURGI DAN MATERIAL
DEPOK
JUNI 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISIS KEANDALAN PIPA *ELBOW* AKIBAT KOROSI
EKSTERNAL PADA JALUR PIPA TRANSMISI GAS DENGAN
MENGUNAKAN SIMULASI MONTE CARLO**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

CHAIRULLY SALAM
0706268354

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN METALURGI DAN MATERIAL
DEPOK
JUNI 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Chairully Salam

NPM : 0706268354

Tanda Tangan :



Tanggal : 17 Juni 2011

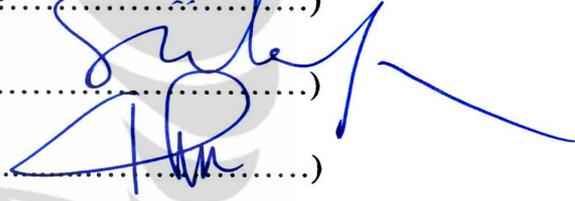
HALAMAN PENGESAHAN

Penelitian ini diajukan oleh :

Nama : Chairully Salam
NPM : 0706268354
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul Penelitian : **Analisis Keandalan Pipa *Elbow* Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo**

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi, DEA (.....) 
Penguji 1 : Dr. Ir. Sutopo, M.Sc (.....) 
Penguji 2 : Ahmad Ivan Karayan, ST, M.Eng (.....) 

Ditetapkan di : Depok, Universitas Indonesia

Tanggal : 17 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Metalurgi dan Material pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi Soedarsono, DEA, selaku pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini;
- (2) Pihak PT. X yang telah banyak membantu dalam memperoleh data-data yang saya perlukan;
- (3) orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral; dan
- (4) Enriko Fadly, Antonio Banderas, Redian W. Elanda, Andra Herdiaz, Dito Iandiano, dan Andika Amanatillah, rekan sekaligus sahabat yang telah banyak membantu saya dalam menyelesaikan skripsi ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, Juni 2011

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS
AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Chairully Salam
NPM : 0706268354
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Departemen : Teknik Metalurgi dan Material
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Skripsi

demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**Analisis Keandalan Pipa *Elbow* Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur
Pipa Transmisi Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya,

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 17 Juni 2011
Yang menyatakan



(Chairully Salam)

ABSTRAK

Nama : Chairully Salam
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul : Analisis Keandalan Pipa *Elbow* Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo

Pipa *elbow* biasanya digunakan sebagai sambungan (*fitting*) ketika terjadi perubahan orientasi yang cukup ekstrim pada jalur pipa transmisi. Jalur pipa transmisi biasanya ditanam didalam tanah (*underground*) yang rentan terhadap korosi eksternal sehingga perlu dilakukan analisis keandalan. Analisis keandalan dilakukan dengan menggunakan simulasi Monte Carlo dengan terlebih dahulu mengukur pH, resistivitas tanah dan menghitung laju korosi eksternal. Keandalan pipa *elbow* pada segmen I adalah 39.56%, segmen II adalah 75.68%, dan segmen III adalah 99.99% Nilai resistivitas tanah pada segmen I berada pada level *very corrosive* (<500Ω-cm), segmen II berada pada level *corrosive* (500-1000 Ω-cm), dan segmen III berada pada level *moderately corrosive* (1000-2000 Ω-cm). Nilai pH berada pada rentang 5-7 untuk semua segmen. Laju korosi pipa *elbow* berkisar antara 0.029-0.765 mm/year, dan meningkat seiring penurunan nilai resistivitas tanah. Pengamatan struktur mikro menunjukkan ukuran butir pipa *elbow* adalah sebesar 16,5 μm. Hasil permodelan Autodesk Inventor memperlihatkan bahwa terjadi konsentrasi tegangan pada pipa sebesar 160 MPa , sementara itu hasil permodelan Caesar II.5.1 menunjukkan bahwa *bending stress* pada pipa *elbow* merupakan *stress* paling tinggi (666-679 kg./sq. cm) pada saat kondisi operasi.

Kata kunci: pipa *elbow*, keandalan, resistivitas tanah, korosi eksternal, Monte Carlo

ABSTRACT

Name : Chairully Salam
Majoring : Metallurgy and Materials Engineering
Title : Reliability Analysis of *Elbow* Pipe Due to External Corrosion in Gas Transmission Pipeline Using Monte Carlo Simulation

Elbow pipe is commonly used as fitting when pipeline shows an extreme change on its direction. Generally, transmission pipeline is buried underground which severe to external corrosion, thus reliability analysis is required. Reliability analysis was performed by using Monte Carlo simulation by first measured pH, soil resistivity and external corrosion rate. Reliability of elbow pipe at segment I was 39.56%, segment II was 75.68%, and segment III was 99.99%. Soil resistivity value at segment I was on very corrosive level ($<500\Omega\text{-cm}$), while segment II was on corrosive level (500-1000 $\Omega\text{-cm}$), and segment III was on moderately corrosive level (1000-2000 $\Omega\text{-cm}$). pH value ranged from 5-7 for all segments. Corrosion rates ranged from 0.029-0.765 mm/year, and increased gradually as decreased of its soil resistivity value. Microstructure examination showed that grain size on elbow pipe was 16,5 μm . Autodesk Inventor modelling revealed that stress concentration was occurred on inner side of elbow pipe as much as 160 MPa, while Caesar II.5.1 modelling showed that bending stress was the highest stress (666-679 kg./sq. cm) in operating condition.

Keywords: elbow pipe, reliability, soil resistivity, external corrosion, Monte Carlo Simulation.

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS ..	Error! Bookmark not defined.
HALAMAN PENGESAHAN	Error! Bookmark not defined.
KATA PENGANTAR	iii
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
BAB 1	1
PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian	5
1.4 Ruang Lingkup dan Batasan Penelitian	5
1.5 Sistematika Penulisan	6
BAB II	7
TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1 Sistem Transmisi Gas Alam	7
2.1.1 Jalur Pipa Trasmisi	7
2.1.2. Pipe- <i>Coating</i> Material	8
2.1.3 Stasiun Kompresor Gas	9
2.1.4 Metering Station	9
2.1.5 City Gate Station	10
2.2 Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Bawah Tanah	10
2.2.1 Korosifitas Tanah	11

2.2.2 Stray Current Corrosion	15
2.2.3 Stress Corrosion Cracking (SCC)	15
2.3 Pipa <i>Elbow</i>	18
2.3.1 Jenis-jenis pipa <i>elbow</i>	18
2.3.2 Proses Fabrikasi Pipa <i>Elbow</i>	20
2.4 Analisis Keandalan Struktur.....	22
2.4.1 Konsep Dasar Keandalan	22
2.4.2 Indeks Keandalan.....	23
2.4.3 Moda Kegagalan	23
2.4.4 Simulasi Monte Carlo.....	24
BAB 3	26
METODOLOGI PENELITIAN	26
3.1 Diagram Alir Penelitian.....	26
3.2 Alat dan Bahan.....	27
3.3 Prosedur Penelitian	28
3.3.1 Penentuan Titik Kritis Pada Setiap Segmen Pipa	28
3.3.2 Teknik Pengambilan Sampel, Pengukuran pH dan Resistivitas Tanah	31
3.3.3 Teknik Perhitungan Laju Korosi Pipa.....	32
3.3.4 Permodelan Pipa <i>Elbow</i> Menggunakan Autodesk Inventor dan Caesar II.5.1.	
36	
3.3.5. Teknik Perhitungan Keandalan.....	37
3.4 Teknik Analisis Data.....	40
3.4.1 Data penentuan titik kritis tiap segmen	40
3.4.2 Data nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen.	40
3.4.3 Data hubungan nilai resistivitas dan pH tanah terhadap laju korosi.	40
3.4.4 Data hubungan antara geometri pipa <i>elbow</i> dan besarnya laju korosi.	40

3.4.5 Data keandalan pipa <i>elbow</i> disetiap segmen	41
BAB 4	42
HASIL DAN PEMBAHASAN	42
4.1 Data Pipa dan Penentuan Titik Kritis.....	42
4.2 Resistivitas dan pH Tanah	46
4.3 Hubungan Resistivitas Tanah dan pH Terhadap Laju Korosi Pipa	49
4.4 Pengaruh Geometri Pipa <i>Elbow</i> terhadap laju korosi eksternal.....	52
4.4.1 Perbedaan Laju Korosi Akibat Perbedaan Struktur Mikro.....	53
4.4.2 Analisis Tegangan Sisa Pipa Dengan Menggunakan Autodesk Inventor	55
4.4.3 Analisis Konsentrasi Tegangan Pipa Menggunakan Caesar II.5.1	57
4.5 Keandalan Pipa <i>Elbow</i>	59
BAB 5	61
KESIMPULAN	61
Daftar Pustaka	62
LAMPIRAN A	64
PETA JALUR PIPA TRANSMISI MILIK PT.X	64
LAMPIRAN B.....	65
GRAFIK HASIL PENGUJIAN POLARISASI PIPA	65
LAMPIRAN C.....	70
STRESS SUMMARY CAESAR II.5.1	70

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tingkat korosifitas tanah berdasarkan nilai besarnya resistivitas ^[18]	13
Tabel 2.2 Contoh definisi <i>limit state</i> ^[4]	24
Tabel 3.1 Tabel bobot PoF dan CoF ^[10]	29
Tabel 3.2 Risk = PoF X CoF ^[10]	31
Tabel 3.2 Faktor pengali untuk temperatur (atas), CP (tengah), CE (bawah) ^[18] .	33
Tabel 4.1 Profil jalur pipa transmisi gas Milik PT. X.....	42
Tabel 4.2 Nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen jalur pipa	47
Tabel 4.3 Data perhitungan keandalan.....	59
Tabel 4.4 Hasil perhitungan keandalan.....	60

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Target bauran energi nasional (Perpres No.5 Tahun 2006) ^[1]	1
Gambar 2.1 Komponen sistem produksi, transmisi, dan distribusi gas alam ^[9]	7
Gambar 2.2. Potensi kegagalan akibat korosi pada sistem perpipaan ^[10]	10
Gambar 2.3 Grafik hubungan nilai resistivitas dan pH tanah terhadap laju korosi ^[7]	13
Gambar 2.4 Hubungan kadar garam terlarut dan nilai resistivitas tanah ^[7]	14
Gambar 2.5 <i>Stray Current Corrosion</i> akibat kehadiran pipa lain ^[2]	15
Gambar 2.6 SCC pada pH tinggi (kiri), SCC pada pH rendah (kanan) ^[2]	16
Gambar 2.7 Tahapan terjadinya SCC ^[2]	16
Gambar 2.8 Jenis pipa <i>elbow</i> ; 90° (kiri), 45°(tengah), 180° (kanan) ^[11]	19
Gambar 2.9 90° short-radius <i>elbow</i> (kiri), 90° long-radius <i>elbow</i> (tengah), mitered bend (kanan) ^[11]	19
Gambar 2.10 90° <i>elbow</i> VS 45° <i>elbow</i> ^[11]	20
Gambar 2.11 Proses fabrikasi pipa <i>elbow</i> melalui pengelasan ^[12]	21
Gambar 2.12 Proses fabrikasi pipa <i>elbow</i> melalui pembentukan panas ^[12]	21
Gambar 2.13 Proses fabrikasi pipa <i>elbow</i> melalui pembentukan dingin ^[12]	22
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian	26
Gambar 3.3 Diagram alir pengujian linear polarization resistance (LPR).....	35
Gambar 3.4 Diagram alir analisis keandalan menggunakan simulasi Monte Carlo	38
Gambar 4.1 PoF segmen I ^[10]	43

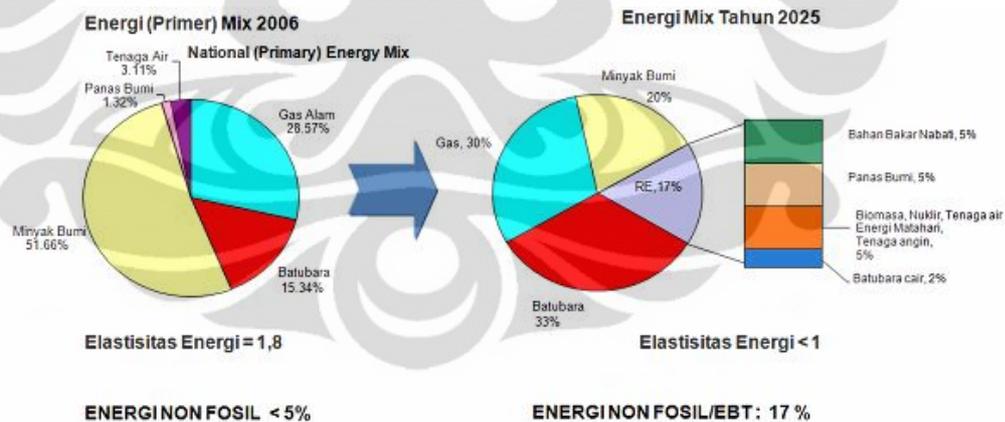
Gambar 4.2 PoF segmen II ^[10]	43
Gambar 4.3 PoF segmen III ^[10]	44
Gambar 4.4 CoF segmen I ^[10]	44
Gambar 4.5 CoF segmen II ^[10]	44
Gambar 4.6 CoF segmen III ^[10]	45
Gambar 4.7 Profil resiko untuk setiap segmen ^[10]	45
Gambar 4.8 Pengambilan Sampel Tanah (kiri), Pengukuran pH (tengah), Pengukuran Resistivitas Tanah (kanan).....	46
Gambar 4.9 Grafik sebaran nilai resistivitas untuk setiap segmen.....	47
Gambar 4.10 Grafik sebaran nilai pH untuk setiap segmen.....	48
Gambar 4.11 Sampel pipa <i>elbow</i> (kiri), lokasi pengambilan sampel untuk polarisasi dan foto mikro (kanan).....	49
Gambar 4.12 Sampel polarisasi setelah dimounting (kiri), Proses polarisasi (kanan)	50
Gambar 4.13 Grafik hubungan nilai resistivitas terhadap laju korosi pipa <i>elbow</i> ..	50
Gambar 4.14 Grafik hubungan pH terhadap laju korosi pipa <i>elbow</i>	51
Gambar 4.15 Grafik perbandinga laju korosi antara pipa <i>elbow</i> dan pipa lurus ...	52
Gambar 4.16.A Struktur mikro pipa elbow	53
Gambar 4.16.B Struktur mikro pipa lurus.....	54
Gambar 4.17 Hasil permodelan Autodesk Inventor.	56
Gambar 4.18 Permodelan pipa pada Caesar II.5.1	57
Gambar 4.19 Bagian <i>bending</i> pada pipa (Nodal 60,70,90) dan <i>supports</i>	58
Gambar 4.20 Grafik hasil perhitungan keandalan	60

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Hingga saat ini sumber energi fosil masih mendominasi pangsa energi global, dan posisi ini diperkirakan sampai dengan tahun 2030. Di Indonesia sendiri energi dari bahan bakar fosil berkontribusi sebesar 80% terhadap kebutuhan energi nasional, dimana 50% nya berasal dari minyak bumi dan 30% persen dari gas alam. Akan tetapi diprediksi 10 tahun kedepan penggunaan gas alam sebagai sumber energi di Indonesia akan lebih tinggi dibandingkan dengan penggunaan minyak bumi mengingat semakin menipisnya cadangan minyak bumi nasional [1]. Untuk mencukupi kebutuhan energi nasional dari gas alam ini, maka diperlukanlah sebuah sistem pengelolaan yang terintegrasi pada sebuah unit produksi agar proses produksi dan pendistribusian gas alam dapat berjalan dengan baik.



Gambar 1.1 Target bauran energi nasional (Perpres No.5 Tahun 2006) [1]

Dalam proses produksinya, gas alam yang berasal dari sumur pengeboran biasanya ditransmisikan menuju unit pengolahan (proses). Setelah diolah dari unit proses ini, gas alam selanjutnya didistribusikan kepada konsumen untuk selanjutnya digunakan sebagai bahan bakar, baik sebagai bahan bakar kendaraan, ataupun sebagai bahan bakar penghasil energi listrik. Salah satu media yang biasanya digunakan untuk mendistribusikan gas tersebut adalah jalur pipa (*pipeline*). *Pipeline* pertama kali digunakan sebagai alat distribusi minyak dan gas

pada tahun 1879 sepanjang 175 Km. dengan berdiameter 6" yang terbentang mulai dari Bardford hingga Allentown, Philadelphia USA. Sistem transportasi menggunakan *pipeline* lebih disukai karena sistem ini bisa menghemat biaya transportasi hingga 80% jika dibandingkan dengan sistem transportasi menggunakan mobil [2].

Statistik menunjukkan bahwa pipa merupakan bagian yang paling sering mengalami kegagalan pada sebuah unit produksi minyak dan gas, hal ini dikarenakan pipa merupakan bagian terbesar dari unit tersebut sehingga peluang kegagalannya juga besar dibandingkan dengan *equipment* lain [3]. Kegagalan yang biasanya terjadi pada pipa yaitu kegagalan sebelum *service*, seperti; cacat pada saat fabrikasi, maupun kegagalan pada saat *service* seperti; kegagalan mekanik (penyok), kegagalan akibat lingkungan (korosi), maupun kegagalan akibat fatik [4]. Dari sekian banyak penyebab kegagalan pada pipa penyalur minyak dan gas, korosi merupakan penyebab utama kegagalan yaitu sebesar 25%, dimana untuk pipa penyalur gas jenis korosi yang sering terjadi adalah korosi eksternal yaitu sebesar 84% [2]. Oleh karena itu, maka dibutuhkanlah sebuah sistem analisis keandalan terhadap jaringan tersebut untuk mengetahui sisa umur pakai dari pipa sehingga kegagalan akibat korosi bisa dihindari.

Metode probabilistik merupakan sebuah metode yang sering digunakan untuk mengetahui keandalan suatu struktur, dimana salah satunya adalah metode simulasi Monte Carlo. Monte Carlo *sampling* adalah metode statistik iterasi berulang. Prosedurnya adalah dengan men-*generate* sejumlah angka sebagai input untuk variabel *random* (contoh: load, material properties, dan geometris) dengan didasarkan pada jenis distribusi probabilitasnya, mengevaluasi model, dan mencatat hasilnya (gagal atau tidak) [4].

Analisis keandalan (*Reliability Analysis*) yang selama ini dilakukan pada kebanyakan jaringan pipa (*pipeline*) tidak begitu memperhatikan variabel yang cukup kompleks dalam sebuah sistem jaringan pipa yang berkontribusi terhadap peluang kegagalan pada jaringan pipa tersebut, terutama untuk *underground-onshore pipeline*. Variabel tersebut bisa berupa geometri pipa (*straight, elbow, tee, etc*), ataupun kondisi lingkungan seperti kondisi tanah dan populasi penduduk,

yang tentu saja berbeda hampir disetiap lokasi yang dilaluinya yang nantinya akan mempengaruhi keandalan dari pipa tersebut. Nur Iman (2007) telah melakukan analisis keandalan terjadap jaringan pipa gas, akan tetapi Nur Iman tidak mempertimbangkan faktor-faktor diatas . Pada penelitiannya, Nur Iman hanya menguraikan keandalan jaringan pipa yang terkorosi secara umum, tanpa menjelaskan keandalan pipa lurus, keandalan pipa pada bagian *elbow*, dll, yang tentunya pasti berbeda terkait dengan metode fabrikasi, struktur mikro, dan *residual stress* dari tiap geometri pipa tersebut. Selain itu, Nur Iman juga tidak menjelaskan jenis korosi yang mengakibatkan kegagalan pada jaringan pipa gas tersebut, apakah korosi tersebut berupa korosi eksternal atau korosi internal [4].

Berdasarkan uraian diatas, maka analisis keandalan pipa *elbow* akibat korosi eksternal pada jaringan pipa penyalur gas dengan menggunakan simulasi Monte Carlo merupakan tema yang menarik untuk dijadikan tema penelitian.

1.2 Rumusan Masalah

Seperti yang telah dijelaskan diatas bahwa ada banyak variabel yang cukup kompleks yang bisa mempengaruhi nilai keandalan dari suatu jaringan pipa (*pipeline*). Hal ini dikarenakan pipa pada jaringan pipa melintasi daerah dengan kondisi lingkungan (eksternal) yang berbeda dan dengan geomteri pipa yang berbeda pula. Kondisi lingkungan yang berbeda ini tentu saja akan berpengaruh pada peluang kegagalan pada pipa untuk setiap daerah yang dilaluinya. Untuk *underground buried pipeline*, faktor (eksternal) tersebut dapat berupa kondisi lingkungan (karakteristik tanah), kondisi *coating* disepanjang jalur pipa, dan sistem *Cathodic Protection* (CP). Akan tetapi sering kali dalam melakukan sebuah proses *assessment* kita harus melihat kondisi terburuk (*worst case*) yang mungkin terjadi dilapangan. Kondisi eksternal terburuk dalam sebuah jaringan *underground pipeline* adalah ketika tidak adanya sistem proteksi seperti *coating* dan CP pada pipa tersebut, sehingga faktor karakteristik tanah menjadi indikator utama untuk mengetahui laju korosi eksternal pada pipa. Karakteristik tanah yang paling berkontribusi terhadap korosi eksternal tersebut adalah besarnya nilai resistivitas (ρ) dan pH tanah [8].

Pipa *elbow (fitting)* merupakan jenis pipa yang sering digunakan untuk penyambungan dua buah pipa lurus yang memiliki orientasi yang berbeda pada sebuah *pipeline*. Pipa jenis ini biasanya mengalami perlakuan yang berbeda dalam proses produksinya jika dibandingkan dengan pipa lurus maupun pipa *tee*. Hal ini tentu saja akan menyebabkan pipa ini memiliki properties yang berbeda dengan pipa lurus, seperti struktur mikro, *stress*, dan lain-lain, yang nantinya akan mempengaruhi ketahanan pipa ini terhadap korosi eksternal.

Layout dari sebuah *pipeline* yang cukup rumit, yang melalui area dengan kondisi lingkungan yang beragam, tentu saja akan mengakibatkan perbedaan potensi kegagalan pada setiap daerah yang dilaluinya, sehingga dibutuhkan proses segmentasi dari pipa tersebut dalam proses *assessment*nya. Dalam penelitian ini peneliti akan melakukan analisis keandalan terhadap jaringan pipa gas milik PT. X sepanjang 94 Km. Proses segmentasi dilakukan per-Stasiun Kompresi Gas (SKG). Segmentasi dari jaringan pipa tersebut adalah sebagai berikut: Segmen I (Pipa dari SKG A – SKG B sepanjang 18 Km.), Segmen II (Pipa dari SKG B – SKG C sepanjang 43 Km.), dan Segmen III (Pipa dari SKG C – SKG D sepanjang 33 Km.).

Berdasarkan uraian di atas, maka dapat dirumuskan permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini, yaitu sebagai berikut:

1. Bagaimana keandalan pipa *elbow* di setiap segmen jaringan pipa tersebut?
2. Bagaimana hubungan antara struktur mikro dan tegangan sisa pada pipa *elbow* terhadap ketahanan laju korosi eksternal?
3. Bagaimana hubungan antara karakteristik tanah (nilai resistivitas dan pH) terhadap ketahanan korosi eksternal pipa *elbow*?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui keandalan pipa *elbow* yang gagal akibat korosi eksternal di setiap segmen pada jaringan transmisi pipa gas.
2. Mengetahui pengaruh struktur mikro dan tegangan sisa pada pipa *elbow* terhadap ketahanan korosi eksternal.
3. Mengetahui pengaruh karakteristik tanah (nilai resistivitas dan pH) terhadap korosi eksternal pada pipa *elbow*.

1.4 Ruang Lingkup dan Batasan Penelitian

Ruang lingkup dan batasan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Jaringan pipa yang dimaksud adalah jaringan pipa *onshore* PT. X yang terbentang mulai dari SKG A hingga SKG D sepanjang 94 Km.
2. Bagian *elbow line pipe* yang dimaksud adalah 90° *vertical-to-horizontal elbow*.
3. Penelitian ini hanya membatasi pada korosi eksternal tanpa mempertimbangkan faktor korosi internal .
4. Korosi eksternal yang diprediksi terjadi adalah *soil corrosivity* (berupa *uniform corrosion*) dan *Stress Corrosion Cracking* (SCC).
5. Variabel yang mempengaruhi *soil corrosivity* adalah nilai resistivitas tanah, dan pH, sedangkan faktor lain seperti, kelembaban, kandungan oksigen, serta kandungan bakteri, dianggap konstan untuk semua segmen pipa. Sementara itu variabel yang mempengaruhi terjadinya SCC adalah tegangan sisa (*residual stress*) yang mungkin ada pada pipa *elbow* akibat proses fabrikasi serta lingkungan yang korosif.
6. Nilai resistivitas tanah yang digunakan didapat dari hasil pengujian laboratorium, sedangkan nilai pH didapat dari pengukuran langsung dilapangan (*in-situ*)
7. Perhitungan *corrosion rate* pipa *elbow* menggunakan metode *Linear Polarization Resistance* (LPR) dengan bantuan perangkat lunak CMS 105.
8. Moda kegagalan yang digunakan dalam perhitungan keandalan adalah kebocoran (*leakage*) akibat penipisan karena korosi eksternal.

1.5 Sistematika Penulisan

Penulisan hasil penelitian dibagi dalam beberapa bagian yang saling berhubungan. Adapun urutan dalam penulisan laporan ini terlihat pada uraian berikut:

BAB 1: PENDAHULUAN

Pada bab ini dijelaskan tentang latarbelakang penelitian, tujuan, batasan masalah, dan sistematika penulisan penelitian.

BAB 2: TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab ini diuraikan tentang studi literatur yang berkaitan dengan penelitian ini.

BAB 3: METODOLOGI PENELITIAN

Bab ini berisi prosedur penelitian, daftar alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian serta teknik analisis data.

BAB 4: HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini berisi data-data hasil penelitian dan analisis dari hasil penelitian tersebut.

BAB 5: KESIMPULAN

Bab ini berisikan kesimpulan akhir berdasarkan hasil dan pembahasan penelitian.

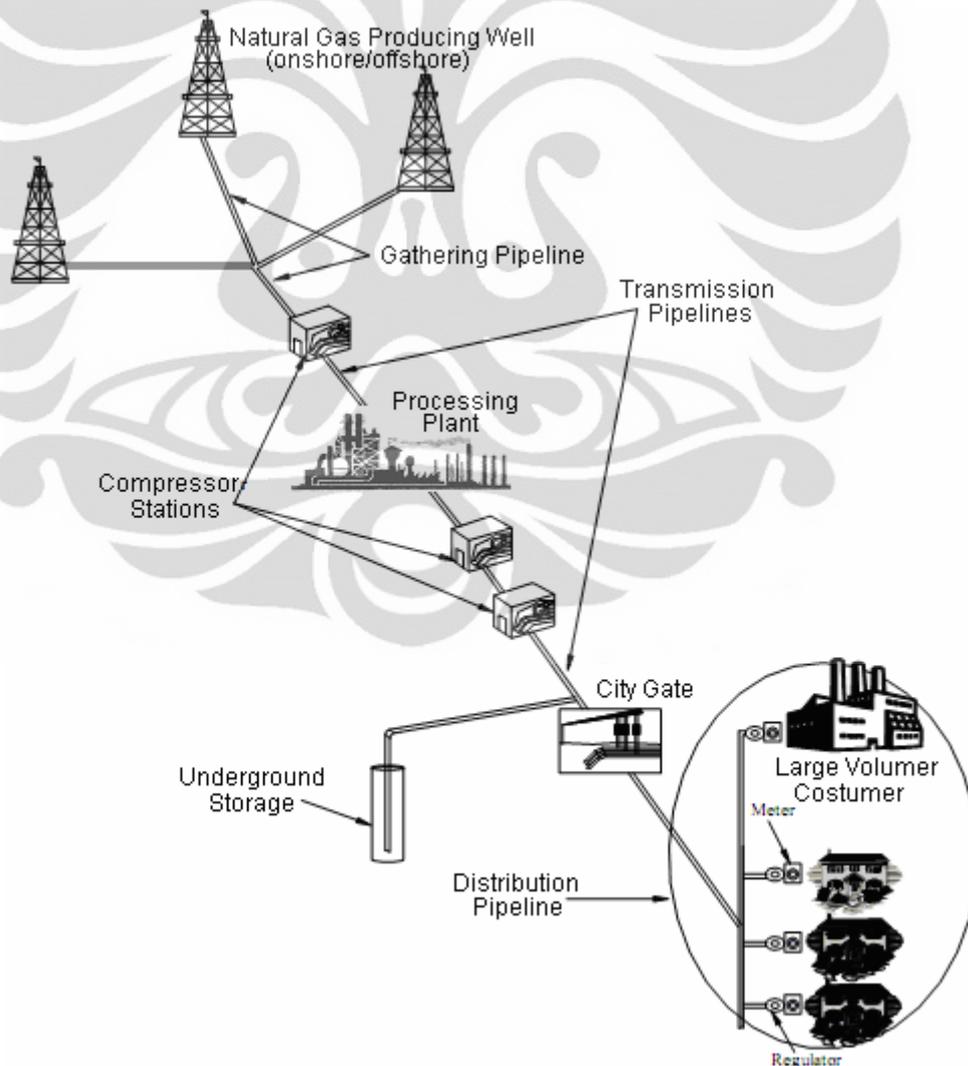
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sistem Transmisi Gas Alam

2.1.1 Jalur Pipa Trasmisi

Menurut S.F. Folga (2007), sistem transmisi gas alam terdiri dari jalur pipa (*pipeline*), stasiun kompresi, *city gate station*, dan fasilitas penyimpanan. Sistem ini bertanggungjawab untuk mengalirkan gas alam mulai dari sumur produksi (*producer*) menuju area pemasaran melalui sebuah jalur pipa, seperti yang terlihat pada gambar berikut [9]:



Gambar 2.1 Komponen sistem produksi, transmisi, dan distribusi gas alam ^[9]

Kebanyakan pipa pada jalur transmisi gas terbuat dari baja dan beroperasi pada tekanan sekitar 500-1400 psig. Pipa ini biasanya berdiameter mulai dari 6 inch hingga 48 inch. Pada bagian tertentu, diameternya bisa lebih kecil hingga mencapai 0.5 inch, akan tetapi penggunaannya terbatas pada bagian kontrol dan indikator ukur. *Mainline pipe*, pipa utama dalam sistem transmisi, biasanya berdiameter 16 sampai 48 inch. Sementara itu pipa lateral, yang berfungsi untuk mengalirkan gas, baik dari maupun menuju *mainline*, biasanya berdiameter 6 hingga 16 inch. Sementara itu untuk pipa *interstate*, yang mengalirkan gas alam antar wilayah, biasanya berdiameter 24 inch hingga 36 inch [9].

Pipa transmisi biasanya terbuat dari baja yang kuat sesuai dengan standar API, ASTM ataupun ANSI. Pipa ini difabrikasi dengan dua teknik yang berbeda, masing-masing untuk pipa berukuran kecil dan pipa berukuran besar. Untuk pipa berukuran besar, 20-42 inch, biasanya difabrikasi dari lembaran baja yang kemudian dihubungkan kedua bagian sisinya membentuk tabung dan kemudian dilas membentuk profil pipa. Sementara itu untuk pipa berukuran kecil, biasanya difabrikasi tanpa proses pengelasan (*seamlessly*). Teknik ini dilakukan dengan cara memanaskan logam batangan hingga temperatur tertentu kemudian didorong (*punch hole*) pada bagian tengahnya sehingga membentuk profil pipa [9].

2.1.2. Pipe-Coating Material

Coating pada pipa bertujuan untuk melindungi pipa agar tidak terkorosi ketika ditanam didalam tanah. Biasanya lokasi tempat *coating* tidak begitu jauh dari tempat fabrikasi pipa sehingga pipa bisa dipindahkan langsung dari tempat fabrikasi ke tempat *coating*. Tujuan dari *coating* adalah untuk melindungi pipa dari kelembaban, tanah yang korosif, dan proses konstruksi yang memicu cacat, yang bisa menimbulkan korosi dan terak. Ada banyak material yang bisa digunakan untuk *coating*. Dulu jalur pipa biasanya di *coating* dengan menggunakan *tar enamel* khusus. Sekarang, pipa biasanya di *coating* dengan menggunakan *fusion bond epoxy* atau *extruded polyethylene*, dimana kedua jenis *coating* tersebut melapisi pipa menjadi berwarna kuning [9].

Untuk melakukan *coating* dengan menggunakan *fusion-bond epoxy*, permukaan pipa biasanya dibersihkan terlebih dahulu dengan menggunakan teknik *sand blasting*. Kemudian pipa dipanaskan hingga temperatur tertentu, dan selanjutnya dilapisi dengan serbuk *epoxy*. Serbuk tersebut nantinya akan meleleh dan membentuk lapisan yang kedap air untuk melindungi pipa dari lingkungan.

2.1.3 Stasiun Kompresor Gas

Gas alam biasanya dialirkan pada kondisi bertekanan tinggi untuk mempercepat aliran gas. Untuk memastikan gas tersebut tetap mengalir pada tekanan yang telah ditetapkan tersebut, maka biasanya gas akan mengalami proses kompresi ulang secara periodik sepanjang jalur pipa. Proses ini dilakukan di stasiun kompresor gas, dan biasanya terletak pada interval 40 sampai 100 mil sepanjang jalur pipa. Ketika gas memasuki stasiun kompresor, gas tersebut akan dikompres oleh turbin, motor, ataupun sebuah mesin [9].

Turbin pada kompresor biasanya menggunakan sedikit gas yang akan dikompresi sebagai bahan bakar untuk menggerakkan turbin. Turbin ini sendiri berfungsi untuk menggerakkan kompresor sentrifugal yang terdiri dari kipas yang berfungsi untuk menekan dan memompa gas tersebut melalui *pipeline*. Terkadang beberapa stasiun kompresor gas menggunakan motor listrik untuk menggerakkan kompresor sentrifugal. Tentu saja sistem ini tidak membutuhkan asupan bahan bakar gas, melainkan suplai energi listrik yang mencukupi untuk menggerakkan motor listrik tersebut. Selain menggunakan kompresor sentrifugal, stasiun kompresor biasanya juga menggunakan *reciprocate natural gas engine*, yang digerakkan dengan menggunakan gas pada *pipeline*, dimana proses kompresi terjadi akibat tekanan dari *power piston* [9].

2.1.4 Metering Station

Stasiun pengukuran (*metering station*) terletak secara periodik disepanjang jalur pipa. Stasiun ini berfungsi untuk memonitor, mengatur, dan menghitung gas alam yang ada pada pipa. *Metering station* ini mengukur aliran gas sepanjang jalur pipa, sehingga memungkinkan perusahaan pemilik gas untuk melacak aliran gas sepanjang jalur pipa. *Metering station* ini menggunakan meteran spesial untuk mengukur gas tanpa menghambat aliran gas tersebut.

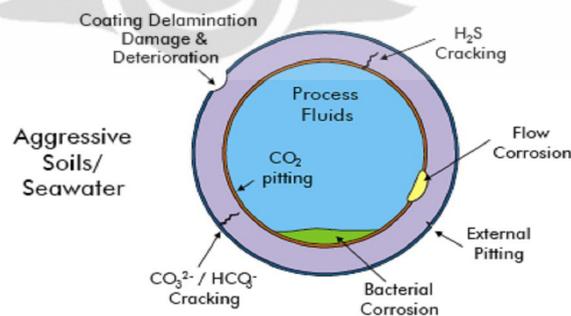
Metering station biasanya dibangun berdekatan dengan jalur pipa *right-of-way* (ROW) pada setiap *interconnect points* untuk mengukur dan mengatur tekanan gas yang diterima ataupun yang dikirim dari sistem tersebut. *Meter station* biasanya terdiri dari *separator*, *odorant equipment*, dan *control building house* [9].

2.1.5 City Gate Station

Kebanyakan sistem distribusi gas alam berasal dari jalur pipa transmisi untuk selanjutnya dialirkan melalui satu atau beberapa *city gate station*. Fungsi utama dari stasiun ini adalah untuk mengukur dan mengurangi tekanan gas yang diterima dari pipa transmisi untuk selanjutnya didistribusikan menuju jalur distribusi. Biasanya tekanannya dikurangi dari 500-1.400 psig, pada jalur pipa transmisi, menjadi 0.25-300 psig pada jalur pipa distribusi. Tekanan gas pada jalur pipa distribusi dikurangi dengan menggunakan *pressure regulator*. Peralatan ini mengontrol kecepatan dan atau tekanan gas yang melalui stasiun dan menjaga gas pada tekanan yang diinginkan [9].

2.2 Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Bawah Tanah

Proses degradasi material pada jalur pipa biasanya melibatkan mekanisme degradasi material sebagai permasalahan utama, terlebih pada pipa yang terbuat dari logam.



Gambar 2.2. Potensi kegagalan akibat korosi pada sistem perpipaan ^[10]

Korosi dapat terjadi akibat dipenuhinya tiga unsur penyebab korosi, berupa adanya elektroda tempat terjadinya reaksi redoks, media pengantar elektron, serta hubungan elektrik antar/inter elektroda. Istilah elektroda disini

diperuntukkan pada area katoda – anoda, lokasi terjadinya reaksi reduksi dan oksidasi, suatu area dengan tingkat energi yang berbeda. Dari definisi tersebut dapat disimpulkan akar penyebab utama korosi (*root cause*) yang diistilahkan sebagai sel korosi. [10]

Kebanyakan pipa pada jalur pipa *underground* menggunakan material yang terbuat dari baja karbon berdasarkan spesifikasi *American Petroleum Institute API 5L* dimana komposisinya terdiri dari karbon, magnesium, mangan, fosfor, sulfur dan besi. Paduan yang ditambahkan ini terkadang tidak cukup kuat menahan korosi yang terjadi sehingga pipa tersebut akan mengalami berbagai korosi dilingkungan tanah, seperti *general corrosion*, *pitting corrosion*, dan *Stress Corrosion Cracking (SCC)* [2].

2.2.1 Korosifitas Tanah

Pada tahun 1900-an para ahli meyakini bahwa korosi pada jaringan pipa bawah tanah berhubungan dengan *stray current* yang dihasilkan oleh arus liar pada sistem listrik jalur kereta api. Pada tahun 1910, *National Bureau of Standard (NBS)* memulai studi tentang pengaruh arus liar ini terhadap korosi pada pipa. Dari hasil observasi dilapangan didapatkan bahwa korosi tetap terjadi walaupun tidak ada arus liar. Pada 1920, NBS menyimpulkan bahwa ada hubungan antara kualitas tanah dan peristiwa terjadinya korosi pada pipa [7].

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh *National Bureau Standard (NBS)* dan juga ilmuwan korosi, ditetapkan bahwa korosifitas tanah berhubungan dengan interaksi antara kelembaban tanah, jenis tanah, resistivitas, pH, kandungan garam, serta kehadiran mikroba pada tanah.

Kelembaban Tanah

Kondisi kelembaban ekstrim pada tanah biasanya ditemukan pada tanah yang berada dibawah *water table* (kelembaban paling tinggi) dan juga pada tanah yang sangat kering (kelembaban paling rendah). Pada kasus *general corrosion*, ada batasan maksimum kelembaban untuk terjadinya korosi, artinya tanah yang terlalu kering atau terlalu basah tidak akan bersifat korosif. Tanah yang memiliki kelembaban sangat rendah tidak memiliki kandungan air yang cukup untuk terjadinya korosi, sementara itu tanah yang memiliki kelembaban tinggi tidak memiliki kandungan oksigen yang cukup, sehingga laju korosinya sangat rendah.

Biasanya tanah yang memiliki kandungan air besar dari 20% bersifat korosif, sedangkan tanah yang kandungan airnya kurang dari 20% biasanya tidak korosif [7].

Tipe Tanah

Tipe tanah juga merupakan faktor penting yang memengaruhi sifat korosifitas tanah. Tipe tanah biasanya dikelompokkan berdasarkan distribusi ukuran partikel, tingkatan lapisan tanah, dan tanah alami-tanah buatan. *Clay* biasanya memiliki ukuran partikel kurang dari 5 μm , *silt* memiliki ukuran antara 5 μm – 75 μm , dan *sand* memiliki ukuran partikel besar dari 75 μm . Karena ukuran partikelnya yang kecil, *clay* memiliki kelembaban yang tinggi dibandingkan dengan *silt* dan *sand*. Dan ketika pipa ditempatkan pada tanah yang berlapis, terdiri dari *clay*, *silt* dan *sand*, pipa yang berada pada daerah *clay* akan memiliki laju korosi yang tinggi (anoda) sedangkan pipa pada daerah tanah *silt* dan *sand* akan menjadi katoda [7].

Tanah yang dibuat oleh manusia (*man-made soil*), seperti tanah dari terak dan bara, juga mempengaruhi sifat korosifitas tanah. Bagian pipa yang terekspos *man-made soil*, yang ditanam pada tanah berlapis yang terdiri dari *man-made soil* dan *clay*, akan lebih mudah terkorosi dibandingkan dengan *clay*. Hal ini dikarenakan tanah buatan manusia lebih berpori (kandungan oksigen tinggi), resistivitasnya rendah, dan pH yang rendah [7].

Resistivitas Tanah

Berbeda dengan *resistance*, resistivitas tanah adalah tahanan (*resistance*, Ω) tanah dalam mengalirkan elektron antara dua permukaan yang berhadapan dalam sebuah material yang berbentuk kubus. Sehingga bisa dikatakan bahwa *resistance* tergantung pada geometry, sedangkan resistivitas tidak. Resistivitas tanah merupakan faktor utama penyebab sifat korosi pada tanah. Ramanoff (1989) melaporkan dalam sebuah studinya bahwa 57% pipa yang ditanam didalam tanah dengan resistivitas 1000 ohm-cm membutuhkan perbaikan, sementara itu hanya 3% persen saja pipa yang ditanam dalam tanah yang beresistivitas 11500 ohm-cm yang membutuhkan perbaikan [7]. Hubungan antara besarnya nilai resistivitas dan korosifitas tanah dapat dilihat pada Tabel 2.1 berikut.

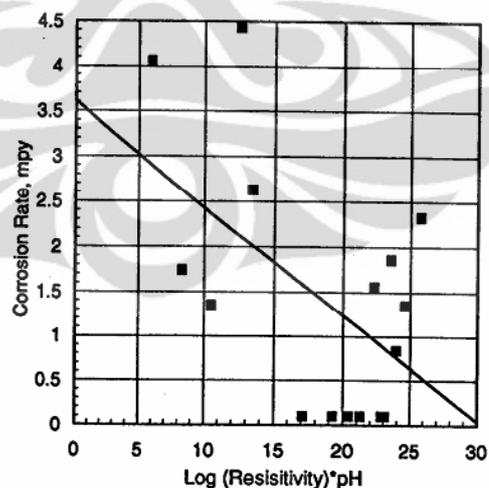
Tabel 2.1 Tingkat korosifitas tanah berdasarkan nilai besarnya resistivitas ^[18]

Resistivity (Ω cm)	Corrosiveness
<500	Very Corrosive
500-1000	Corrosive
1000-2000	Moderately Corrosive
2000-10000	Mildly Corrosive
>10000	Progressively less corrosive

Tanah yang memiliki resistivitas yang rendah biasanya memiliki kandungan garam terlarut yang cukup besar. Anion yang ada pada garam tersebut akan menyerang lapisan film oksida pada pipa, sehingga mempercepat terjadinya reaksi elektrokimia pada permukaan baja yang menyebabkan pipa terkorosi [7].

pH Tanah

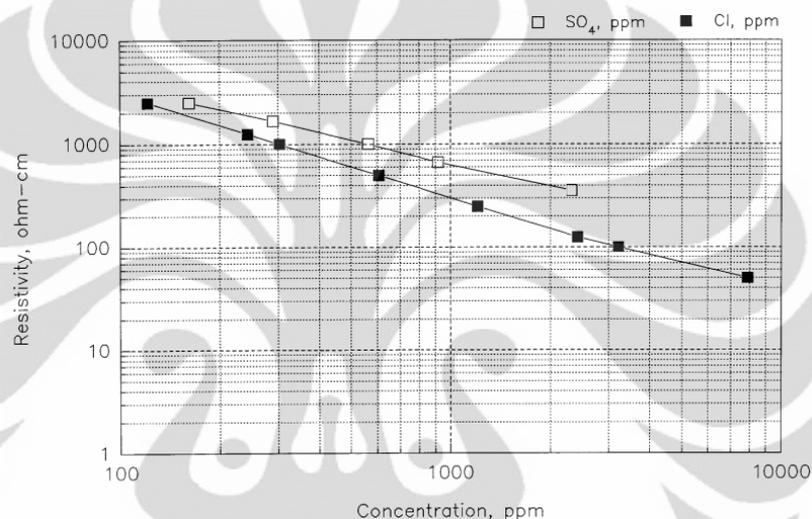
Seperti halnya resistivitas, pH tanah juga merupakan faktor penting dalam mengontrol *underground corrosion*. Pada lingkungan yang memiliki pH rendah, lapisan film pada permukaan baja akan terdestabilisasi sehingga menghasilkan *local corrosion*. Ketika pH tanah kecil (< 4), laju reduksi ion hidrogen cukup tinggi sehingga meningkatkan laju korosi pipa. Grafik hubungan antara laju korosi dan pH terhadap laju korosi dapat dilihat pada Gambar 2.3 berikut:

Gambar 2.3 Grafik hubungan nilai resistivitas dan pH tanah terhadap laju korosi ^[7]

Kandungan Garam Terlarut

Memang masih sedikit data yang menjelaskan pengaruh kandungan garam terlarut dalam tanah terhadap laju korosi pipa. Akan tetapi, secara umum telah

dikenali bahwa garam terlarut memang berpengaruh terhadap laju korosi pipa. Garam yang larut dalam tanah akan menurunkan nilai resistivitas tanah sehingga juga berpengaruh terhadap reaksi elektrokimia pada permukaan baja. Kehadiran klorida pada garam akan merusak lapisan protektif pada baja, sementara itu kehadiran sulfat bisa meningkatkan aktifitas *sulfate-reducing bacteria* (SBR), yang mendorong terjadinya *microbial-influenced corrosion* (MIC). Grafik hubungan antara kehadiran klorida dan sulfat terhadap penurunan nilai resistivitas dapat dilihat pada Gambar 2.4 berikut:



Gambar 2.4 Hubungan kadar garam terlarut dan nilai resistivitas tanah [7]

Mikroba

Bahaya dari *Microbial Influenced Corrosion* (MIC) pada struktur *underground* seperti pada jalur pipa telah diteliti sejak lama. Mikroba tidak secara langsung menyerang pipa, akan tetapi kehadiran mereka memicu terjadinya korosi dengan cara menciptakan lingkungan yang korosif. Kehadiran koloni organisme simbiotik, seperti organisme *aerob* dan *anaerob*, bertanggung jawab terhadap terjadinya proses MIC pada struktur *underground*. Kehadiran *Sulfate-Reducing Bacteria* bisa mempercepat proses korosi pada *underground pipeline*. Lingkungan korosif yang dihasilkan oleh SRB akan meningkatkan kandungan sulfida pada tanah. Kondisi ini akan memicu terciptanya sel diferensiasi aerasi yang memicu terjadinya korosi [7].

2.2.2 Stray Current Corrosion

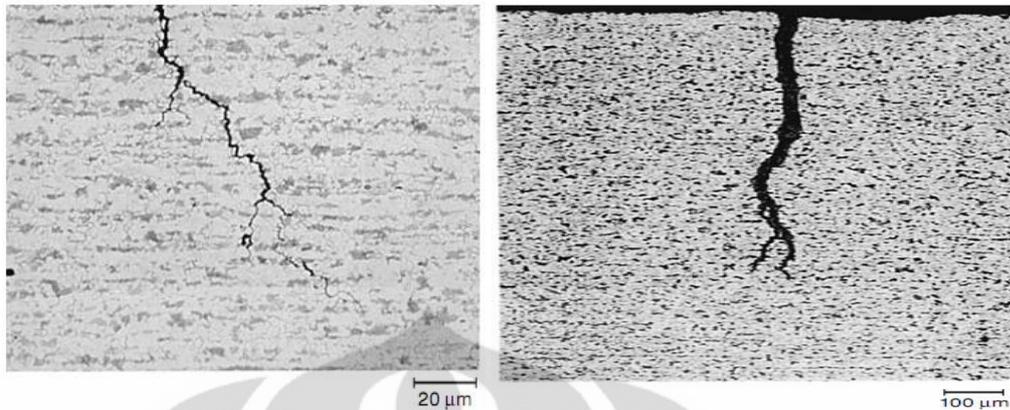
Korosi pada *underground pipeline* bisa dipercepat dengan adanya arus liar (*stray current*) DC yang melewati tanah yang berada disekitar pipa. Sumber arus DC ini bisa berasal dari pipa yang tidak terhubung dengan baik dengan pipa yang lain, serta arus dari sumber arus DC. Selain itu, arus DC ini juga berasal dari sistem transit arus DC, aktivitas pertambangan, ataupun jalur arus DC tegangan tinggi. Arus DC, yang mengalir paralel terhadap orientasi pipa, akan berpindah pada pipa apabila pipa tersebut memiliki tahanan yang lebih rendah, pada bagian arah arus mengalir, dibandingkan dengan tahanan tanah. Pipa akan terlindungi secara katodik ketika arus berpindah pada pipa, dan selanjutnya korosi akan terjadi ketika arus meninggalkan pipa. Korosi arus liar ini biasanya ditemukan pada pipa yang memiliki diameter yang cukup besar [2].



Gambar 2.5 *Stray Current Corrosion* akibat kehadiran pipa lain ^[2]

2.2.3 Stress Corrosion Cracking (SCC)

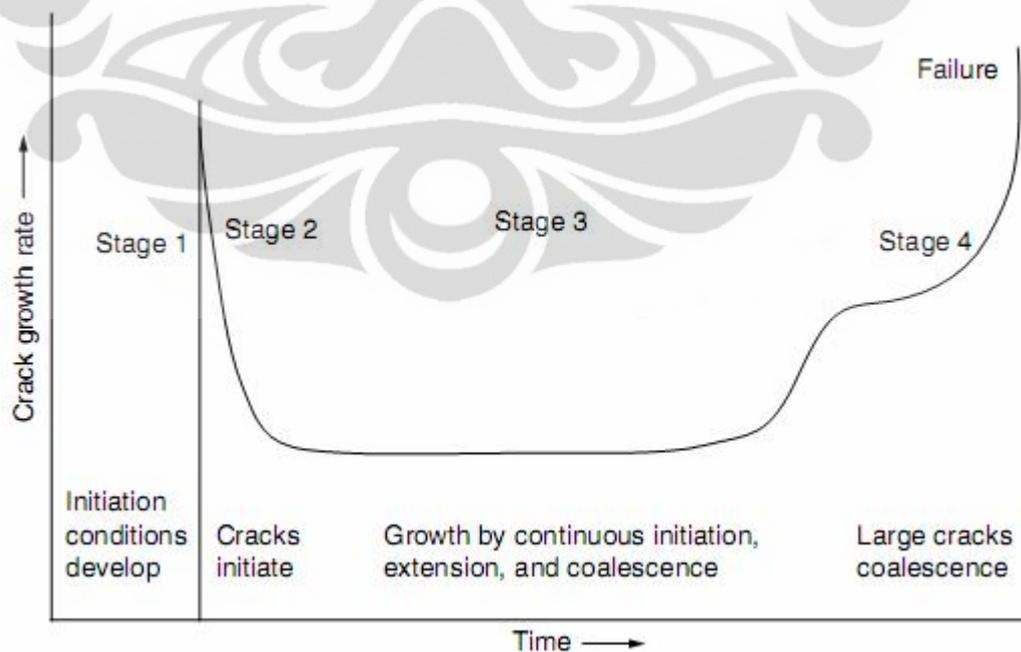
Stree Corrosion Cracking (SCC) didefinisikan sebagai retak pada material akibat kombinasi antara korosi dan kekuatan tarik yang rendah pada material akibat tegangan sisa pada saat proses fabrikasi. Ada dua jenis SCC eksternal pada jalur pipa *underground*, yaitu SCC pada pH tinggi (SCC klasik), dan juga *near-netral-pH* SCC (SCC pada pH rendah). Karakteristik kedua jenis SCC tersebut merupakan perkembangan dari kumpulan retak permukaan pada pipa yang menyatu membentuk cacat yang panjang. Pada beberapa kasus, pertumbuhan dan penggabungan retak pada SCC ini bisa menyebabkan kebocoran pada jalur pipa. SCC pada pH tinggi biasanya berbentuk intergranular, dimana retak merambat diantara dua butir pada logam. Sedangkan untuk SCC pada pH rendah, retak biasanya merambat memotong batas butir.



Gambar 2.6 SCC pada pH tinggi (kiri), SCC pada pH rendah (kanan) ^[2]

Tahapan Terjadinya SCC

SCC biasanya terjadinya melalui 4 tahapan proses. Pada tahap pertama, kondisi yang menyebabkan inisiasi retak SCC terjadi pada permukaan pipa. Rusaknya lapisan *coating* serta adanya elektrolit pada permukaan pipa, merupakan kondisi yang memicu terjadinya inisiasi retak. Pada tahap dua, retak mulai berinisiasi, tumbuh, dan merambat. Pada tahap tiga, retak tersebut mulai menyatu. Dan akhirnya pada tahap empat, terjadi penyatuan retak dalam skala besar dan terjadilah kegagalan pada pipa.



Gambar 2.7 Tahapan terjadinya SCC ^[2]

Kondisi Untuk Terjadinya Stress Corrosion Cracking (SCC)

Untuk terjadinya proses SCC, ada tiga kondisi yang harus dipenuhi, yaitu: lingkungan yang berpotensi untuk terjadinya SCC pada permukaan pipa, material pipa yang rentan mengalami SCC, dan nilai tegangan tarik (*tensile stress*) yang memungkinkan terjadinya SCC. Ketiga hal tersebut akan diuraikan lebih lanjut pada bagian berikut ini [2].

Lingkungan yang berpotensi. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa terdapat dua jenis SCC eksternal yang terjadi pada dua kondisi lingkungan yang berbeda pada pipa *underground*. Pada kasus SCC pH rendah, kondisi lingkungan yang berpotensi untuk terjadinya SCC adalah apabila lingkungan tersebut memiliki kandungan CO₂ terlarut cukup tinggi. CO₂ biasanya berasal dari material organik yang membusuk ataupun dari reaksi geokimia dalam tanah. Kondisi SCC pH rendah ini biasanya terjadi pada pipa yang memiliki sistem perlindungan katodik (CP) yang buruk, baik akibat *coating*, tingginya resistivitas tanah, maupun akibat disain CP yang tidak memadai. Untuk kasus SCC pada pH tinggi, CO₂ juga berperan. Sistem CP biasanya akan meningkatkan pH elektrolit yang berada dibawah lapisan *coating* yang rusak, yang menyebabkan tingginya kandungan CO₂ terlarut sehingga membentuk CO₃-HCO₃ yang terkonsentrasi. Secara umum faktor lingkungan yang menjadi indikator lingkungan yang berpotensi terhadap terjadinya SCC pada pipa adalah: *coating*, tanah, CP dan temperatur [2].

Material yang rentan terhadap SCC. Kedua jenis SCC telah diketahui terjadi pada beragam jenis dan ukuran pipa. SCC juga diketahui terjadi pada pipa sambungan yang dilas (*welded*) baik secara *flash welded*, SAW, ERW, maupun pada pipa tanpa sambungan (*seamless pipe*). Komposisi kimia pipa-pipa yang gagal akibat SCC biasanya hampir sama untuk jenis material yang sama, dimana tidak ada karakteristik metalurgi yang unik pada pipa tersebut. Bagian sambungan pada pipa lasan ERW memiliki tahanan yang lebih rendah terhadap SCC pH rendah jika dibandingkan dengan pipa induk. Hal ini diakibatkan oleh kehadiran struktur mikro yang rentan terhadap SCC pada bagian tersebut, yang diakibatkan oleh tingginya tegangan sisa, terjadinya *pit* pada saat pengelasan atau rendahnya *fracture toughness* pada bagian tersebut. Bagian *Coarse-Grained Heat Affected Zone* (CGHAZ) juga merupakan bagian yang rentan terhadap korosi jenis SCC

pH rendah. J.A. Beavers, dkk (1998) menyimpulkan bahwa proses fabrikasi merupakan faktor penting penyebab SCC pH rendah pada pipa *underground* [2].

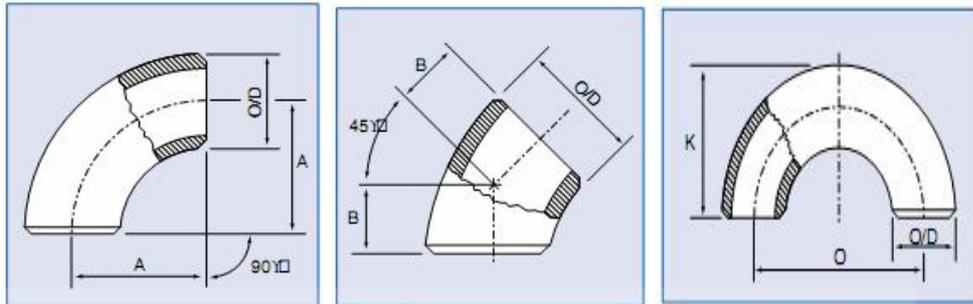
Tegangan Tarik (Tensile Stress). R.L Wenk (1974) menyebutkan bahwa hampir semua intergranular (SCC pH tinggi) terjadi pada arah longitudinal pada pipa. Orientasi ini mengindikasikan bahwa ada faktor tegangan pada arah longitudinal yang berpengaruh terhadap proses SCC ini. Biasanya kegagalan akibat SCC terjadi pada *hoopstress* antara 160-270 Mpa, atau sekitar 46-76% dari *Specified Minimum Yield Strength* (SMYS) pipa baja. Sementara itu untuk kasus SCC pH rendah, kegagalan biasanya terjadi pada bagian daerah yang memiliki konsentrasi tegangan yang cukup tinggi, melebihi SMYS. Daerah ini biasanya terletak disekitar daerah sambungan las-lasan pipa [2].

2.3 Pipa *Elbow*

Jalur pipa transmisi yang ditanam didalam tanah (*underground*) biasanya membutuhkan penyesuaian perubahan orientasi pipa terkait dengan kondisi lingkungan dimana pipa tersebut ditanam. Kondisi lingkungan tersebut bisa berupa kondisi kontur tanah, yang tidak memungkinkan pipa dipasang lurus sehingga orientasinya harus diubah, ataupun ketika pipa harus melewati medan yang berbeda, seperti sungai, sehingga pipa harus dinaikkan lagi kepermukaan untuk selanjutnya dipasang menyebrangi sungai. Untuk perubahan orientasi yang tidak terlalu ekstrim (hanya beberapa derajat), pipa biasanya dibengkokkan (*bent*). Proses ini biasanya dilakukan dengan menggunakan mesin *hydraulic pipe-bending* ketika pemasangan pipa dilapangan. Sedangkan untuk kasus yang membutuhkan perubahan orientasi yang cukup besar, biasanya digunakan material sambungan (*fitting*) berupa pipa *elbow*. Pipa *elbow* ini biasanya disambungkan dengan pipa induk secara mekanik (*welded*) [9].

2.3.1 Jenis-jenis pipa *elbow*

Berdasarkan perubahan orientasi yang dihasilkan, pipa *elbow* terdiri dari pipa *elbow* 90°, pipa *elbow* 45° dan pipa *elbow* 180°. Berikut gambar ketiga pipa *elbow* tersebut:

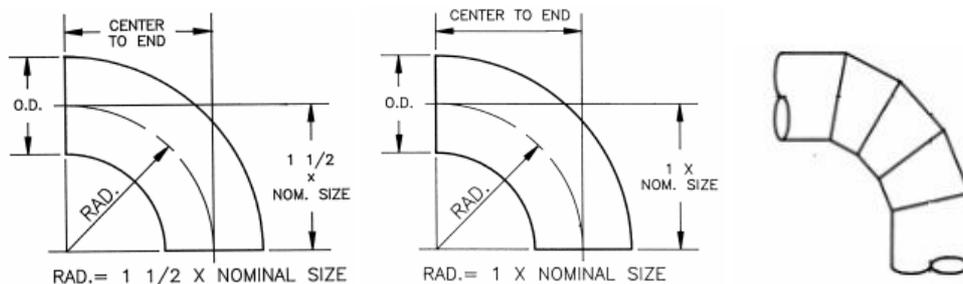


Gambar 2.8 Jenis pipa *elbow*; 90° (kiri), 45°(tengah), 180° (kanan) ^[11]

2.3.1.1 Pipa *Elbow* 90°

Pipa *elbow* 90° merupakan jenis *fitting* yang sering digunakan. *Fitting* jenis ini digunakan ketika pipa mengalami perubahan orientasi, baik ketika pipa harus naik, turun, berbelok kekiri, ataupun kekanan. Pipa *elbow* 90° biasanya diklasifikasikan menjadi: *long-radius elbow*, *short-radius elbow*, *reducing elbow*, dan *mitered elbow*. Dari keempat jenis Pipa *elbow* 90° tersebut, *long-radius elbow* merupakan jenis yang banyak digunakan [11].

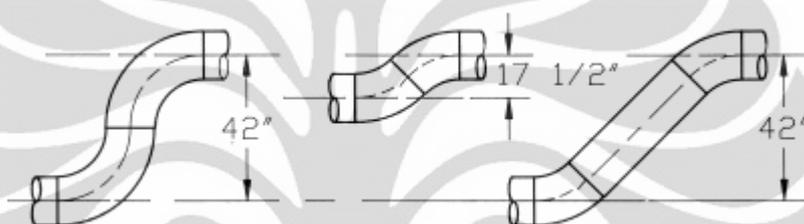
Ketika menentukan panjang dari sebuah *elbow*, terlebih dahulu kita harus menentukan panjang *center-to-end*. *Center-to-end* merupakan panjang garis tengah (*centerline*) *fitting* sampai bagian ujung *fitting*. Pada *long-radius 90° elbow*, panjang *elbow* adalah 1½ kali *Nominal Pipe Size* (NPS) pipa. Sedangkan untuk *short-radius elbow*, panjang *elbow* adalah 1 kali dari NPS. 90° *short-radius elbow* menghasilkan perubahan aliran yang cukup tajam dibandingkan dengan *long-radius elbow*. Selain itu, *short-radius elbow* menghasilkan *pressure drop* yang cukup tinggi dan aliran yang tidak mulus. Hal ini membuat *short-radius elbow* jarang digunakan. Sementara itu, *mitered elbow* merupakan *fitting* yang dibuat dengan cara memotong pipa secara angular dan kemudian disambung dengan cara dilas dengan sudut-sudut tertentu [11].



Gambar 2.9 90° *short-radius elbow* (kiri), 90° *long-radius elbow* (tengah), *mitered bend* (kanan) ^[11]

2.3.1.2 Pipa Elbow 45°

Jenis *fitting* lain yang cukup sering digunakan adalah 45° *elbow*. *Elbow* jenis ini biasanya digunakan untuk merubah aliran fluida didalam pipa. Perbedaan antara 90° *elbow* dan 45° *elbow* adalah besarnya sudut yang bentuk. Karena 45° *elbow* setengah dari 90° *elbow*, maka panjangnya juga lebih pendek. Penggunaan 45° *elbow* lebih menguntungkan dibandingkan dengan 90° *elbow*. Selain keuntungan biaya, penggunaan dua buah 45° *elbow* akan menghemat area yang dibutuhkan dibandingkan menggunakan dua buah 90° *elbow*, seperti yang terlihat pada Gambar 2.10 berikut:

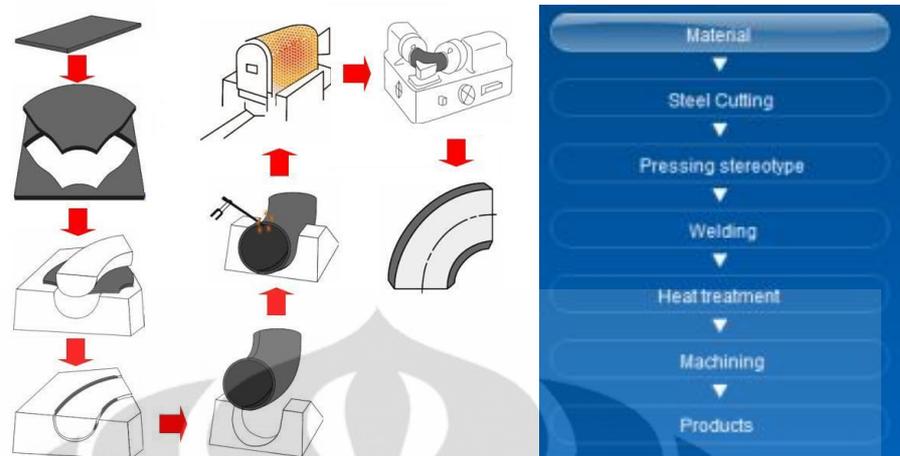


Gambar 2.10 90° *elbow* VS 45° *elbow* ^[11]

2.3.2 Proses Fabrikasi Pipa Elbow

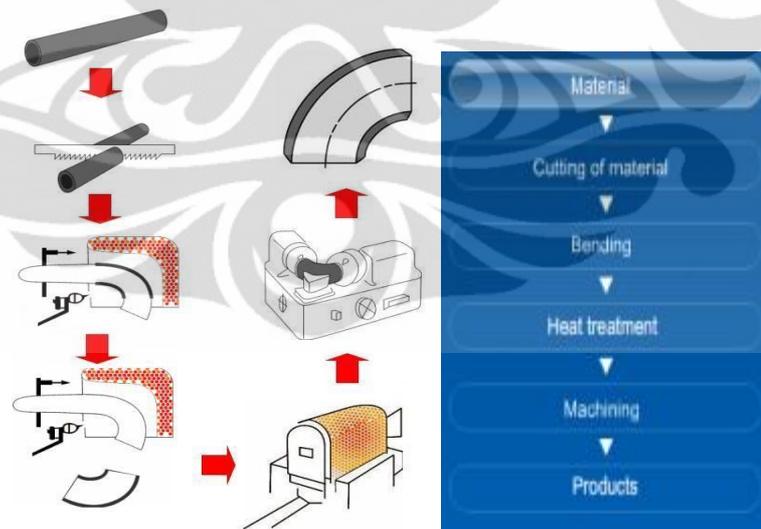
Pipa *elbow* biasanya difabrikasi dengan beberapa teknik, seperti; pengelasan, pembentukan panas, maupun pembentukan dingin. Kesemua proses fabrikasi tersebut tentu akan memberikan perlakuan khusus pada pipa *elbow* yang bisa menyebabkan perbedaan struktur mikro pipa *elbow* jika dibandingkan dengan pipa induk [12].

Proses fabrikasi pipa *elbow* dengan pengelasan dilakukan dengan sebagai berikut. Pertama dilakukan proses pemotongan baja lembaran membentuk geometri belahan setengah pipa *elbow*. Kemudian lembaran tersebut diletakkan pada sebuah cetakan yang berbentuk pipa. Lembara tersebut kemudian ditekan dengan menggunakan *punch* sehingga lembaran tersebut membentuk pola setengah pipa *elbow*. Setengah pipa *elbow* tersebut kemudian disatukan dengan setengah pipa *elbow* yang lain dengan cara dilas sehingga membentuk sebuah pipa *elbow* utuh. Kemudian dilakukan proses perlakuan panas untuk menghilangkan tegangan sisa, serta proses *machining* untuk memperhalus permukaan pipa.



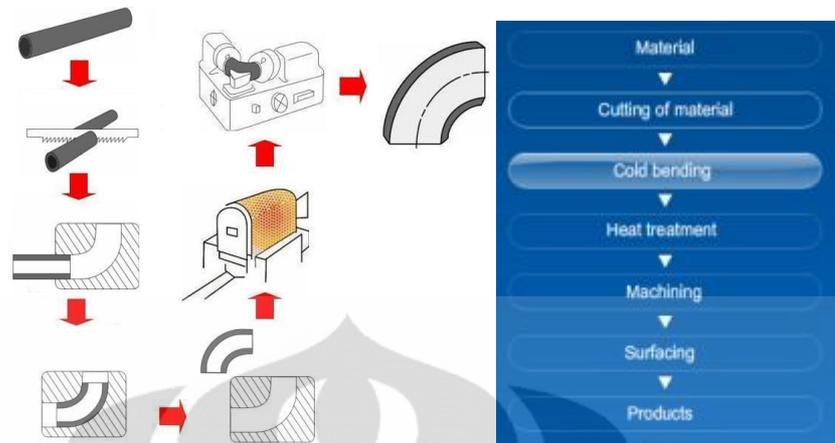
Gambar 2.11 Proses fabrikasi pipa *elbow* melalui pengelasan ^[12]

Proses fabrikasi pipa *elbow* dengan teknik pembentukan panas dilakukan dengan cara sebagai berikut: Pertama, dilakukan pemotongan pada pipa lurus dengan dimensi tertentu. Pipa yang telah dipotong tersebut kemudian *dibending* dengan cara mendorong pipa tersebut melewati sebuah pola yang berbentuk *elbow* yang diikuti dengan proses perlakuan panas. Pipa hasil proses *bending* tersebut diberikan perlakuan panas untuk menghilangkan tegangan sisa. Serta proses *machining* untuk memperhalus permukaan pipa.



Gambar 2.12 Proses fabrikasi pipa *elbow* melalui pembentukan panas ^[12]

Sedangkan proses fabrikasi pipa *elbow* dengan perlakuan dingin dilakukan dengan cara sebagai berikut: Pertama pipa dipotong, sama dengan proses pada pembentukan panas. Pipa tersebut kemudian dimasukkan kedalam cetakan yang berbentuk *elbow* untuk kemudian didorong.



Gambar 2.13 Proses fabrikasi pipa *elbow* melalui pembentukan dingin ^[12]

2.4 Analisis Keandalan Struktur

2.4.1 Konsep Dasar Keandalan

Keandalan struktur adalah peluang struktur untuk memenuhi tugas yang telah ditetapkan tanpa mengalami kegagalan selama kurun waktu tertentu apabila dioperasikan dengan benar dalam lingkungan tertentu. Kegagalan bahkan dapat terjadi dalam kasus langka seperti runtuhnya struktur akibat kesalahan dalam perancangan [13].

Menurut Rosyid (2007), didalam sistem rekayasa sesungguhnya tidak ada parameter perancangan dan kinerja operasi yang dapat diketahui secara pasti. Rosyid menjelaskan bahwa ketidakpastian dapat dikelompokkan menjadi tiga jenis, yaitu [13]:

1. Ketidakpastian fisik, yaitu ketidakpastian yang berhubungan dengan keragaman fisik seperti beban, sifat material dan ukuran material. Keragaman fisik ini hanya bisa dinyatakan dalam contoh data dengan pertimbangan praktis dan ekonomis
2. Ketidakpastian statistik, berhubungan dengan data-data yang digunakan untuk membuat model secara probabilistik dari berbagai macam keragaman fisik di atas.
3. Ketidakpastian model, merupakan ketidakpastian yang berhubungan dengan anggapan dari jenis struktur yang dimodelkan secara matematis dalam bentuk deterministik atau probabilistik

2.4.2 Indeks Keandalan

Salah satu cara untuk mengukur keandalan adalah dengan menghitung indeks keandalan (β), yang didefinisikan sebagai perbandingan antara nilai rata-rata dan nilai simpangan baku dari margin keselamatan, S , yaitu:

$$\beta = \frac{\mu_S}{\sigma_S} \dots\dots\dots (1)$$

Jika menggunakan nilai kritis margin keselamatan, $S = 0$, dan jaraknya dengan nilai rata-rata margin keamanan μ_S , maka indeks keandalan ini dapat diinterpretasikan sebagai jumlah kelipatan simpangan baku σ_S pada jarak ini. Artinya, jarak antara $S = 0$ dengan μ_S ini dapat dibagi menjadi beberapa simpangan baku. Semakin panjang, relative terhadap simpangan baku, maka semakin besar indeks keandalannya [19]. Selanjutnya indeks keandalan berbanding terbalik dengan koefisien variasi margin keselamatan atau dapat dituliskan:

$$\beta = 1/V_S \dots\dots\dots (2)$$

Untuk menghasilkan ekspresi yang sederhana untuk indeks keandalan, kita bisa menggunakan persamaan berikut;

$$\beta = \frac{\mu_X - \mu_Y}{\sqrt{\sigma_X^2 - 2\rho_{XY}\sigma_X\sigma_Y + \sigma_Y^2}} \dots\dots\dots (3)$$

mengingat $\mu_S = \mu_X - \mu_Y$ dan $\sigma_S^2 = \sigma_X^2 - 2\rho_{XY}\sigma_X\sigma_Y + \sigma_Y^2$. Dimana ρ_{XY} adalah koefisien korelasi diantara kapasitas dan beban. Untuk X dan Y yang terdistribusi normal, maka keandalan adalah:

$$K = \Phi(\beta) \dots\dots\dots (4)$$

dan peluang kegagalan adalah :

$$PoF = 1 - \Phi(\beta) \dots\dots\dots (5)$$

2.4.3 Moda Kegagalan

Moda kegagalan atau *limit state* adalah pernyataan lingkup masalah dalam mendefinisikan kriteria kegagalan. *Limit state* terdiri dari dua daerah tinjauan yaitu daerah aman (*safety*) dan gagal (*failure*). *Probability of failure* yaitu jumlah probabilitas yang berlokasi didaerah *failure*. Secara matematik, *limit state*

biasanya disimbolkan dengan “g”. Untuk $g > 0$ dikatakan masuk daerah aman , sedangkan $g \leq 0$ dikatakan daerah failure, dan apabila $g = 0$, maka sistem dikatakan berada dalam kondisi kritis. Fungsi *limit state* ditentukan dari definisi kegagalan yang kita tentukan. Beberapa contoh definisi *limit state* dapat dilihat pada Tabel 2.2 berikut [4]:

Tabel 2.2 Contoh definisi *limit state* ^[4]

<i>Yield strength</i> \leq <i>tegangan</i>
<i>Ukuran kritis crack</i> \leq <i>pertumbuhan crack</i>
<i>Ketebalan Material</i> \leq <i>kedalaman korosi</i>
<i>Fracture toughness</i> \leq <i>stress-intensity factor</i>

Contoh fungsi limit state untuk peristiwa kegagalan karena *stress* (S) yang lebih besar dibandingkan dengan *strength* (R):

$$g=R-S \dots \dots \dots (6)$$

$$g = R/S - 1 \dots \dots \dots (7)$$

$$g = \ln(R/S) \dots \dots \dots (8)$$

2.4.4 Simulasi Monte Carlo

Simulasi Monte Carlo merupakan salah satu metode untuk analisis keandalan pada bidang rekayasa maupun ekonomi. Metode ini menggunakan pemodelan baik secara fisik atau numerik. Pemodelan secara fisik dengan membuat prototipe dari kenyataan kemudian dilakukan serangkaian percobaan dan asumsi-asumsi untuk mengetahui responnya. Sedangkan pemodelan numerik dilakukan dengan bantuan komputer sehingga cara ini menjadi lebih populer karena murah dan efisien bila dibandingkan dengan permodelan fisik [19]

Ketika suatu sistem yang sedang dipelajari mengandung variabel atau parameter yang memiliki nilai *random*, atau mengandung perubah acak maka metode simulasi Monte Carlo dapat digunakan untuk memecahkan persoalan ini, suatu set nilai dari tiap-tiap variabel (satu nilai untuk setiap variabel) dari suatu sistem disimulasikan berdasarkan distribusi peluangnya, misalnya berdasarkan fungsi kerapatan peluang tiap-tiap variabel tersebut. Untuk setiap set ini, respon

atau kinerja sistem dihitung berdasarkan fungsi kinerja dari sistem tersebut. Perhitungan respon atau kinerja sistem dihitung berdasarkan fungsi deterministik untuk suatu set nilai dari respon atau kinerja sistem tersebut, sehingga pada akhir simulasi akan diperoleh sekumpulan data respon atau kinerja sistem.

Unsur pokok yang diperlukan dalam simulasi Monte Carlo adalah *Random Number Generator* (RNG). Prinsip dasar metode ini adalah *sampling* numerik dengan bantuan RNG, dimana simulasi dilakukan dengan mengambil beberapa sampel dari perubah acak berdasarkan distribusi peluang perubah acak tersebut. Sampel yang diambil tersebut dipakai sebagai input dalam persamaan fungsi kinerja $FK(X)$, dan harga $FK(X)$ kemudian dihitung. Jika nilai $FK(X) < 0$, dan jumlah sampel tersebut adalah N , maka sistem yang ditinjau dianggap gagal sejumlah n kali. Sehingga peluang kegagalan sistem adalah rasio antara jumlah kejadian gagal dengan jumlah sampel,

$$P_f = n/N \dots \dots \dots (9)$$

dengan:

n = jumlah kejadian yang gagal

N = jumlah sampel

P_f = peluang kegagalan ;

maka keandalan dapat dicari dengan cara sebagai berikut:

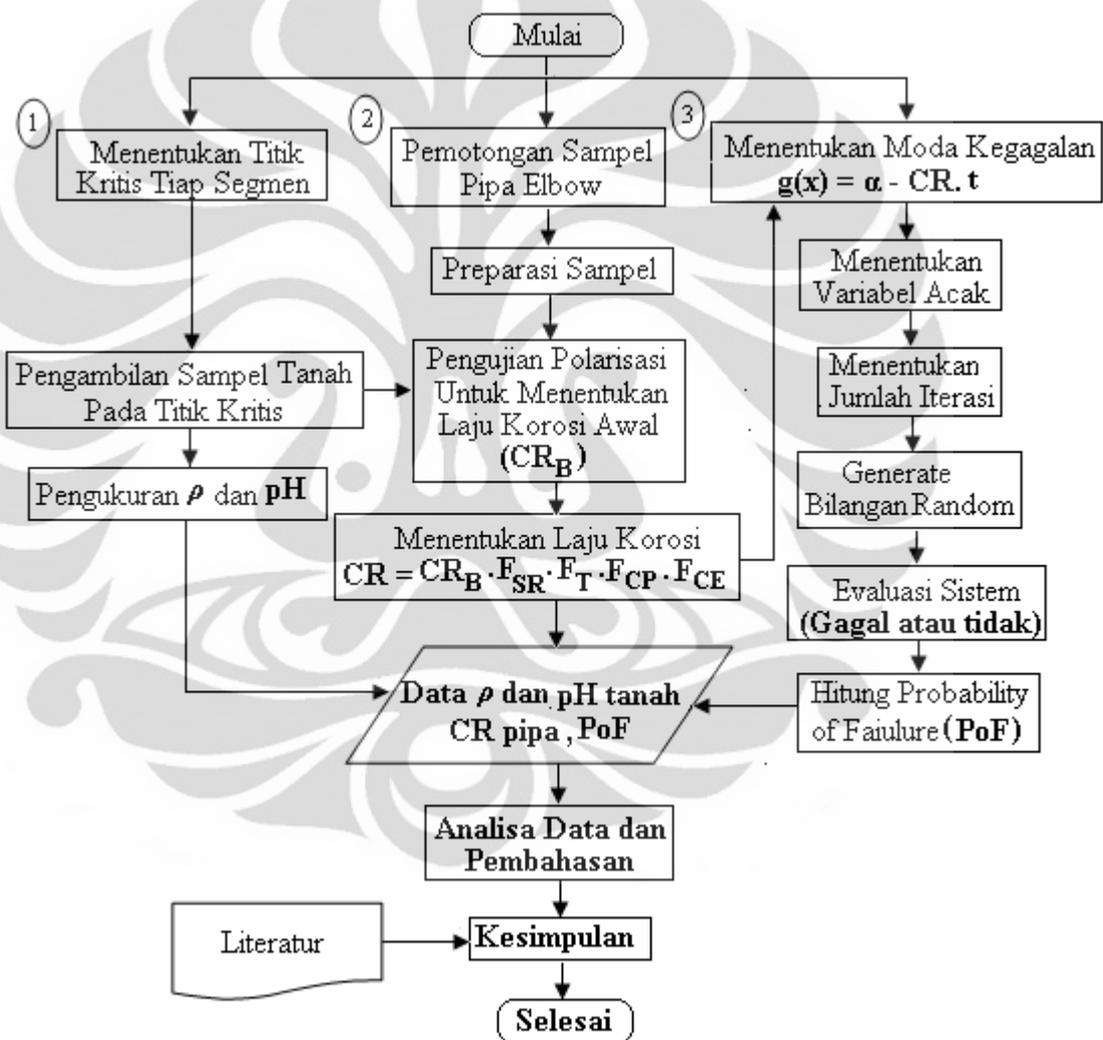
$$K = 1 - P_f \dots \dots \dots (10)$$

dengan: K = keandalan

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Langkah-langkah penelitian yang akan dilakukan untuk menghitung keandalan pipa *elbow* pada setiap segmen adalah sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.2 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang akan digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1) *Pengambilan Sampel Tanah*

Alat:

- Sekop kecil
- Cangkul
- Kantong kresek + label nama

2) *Pengukurana Resistivitas dan pH tanah*

Alat:

- *Four Pin Winner Soil Resistance Testing Box*
- *Soil pH meter*

Bahan:

- Tanah
- Aquades

3) *Pengujian Polarisasi*

Alat:

- Cetakan *mounting*
- Kabel konektor
- Kertas amplas
- Alat solder
- Perangkat alat uji polarisasi (WE,AuxE, SCE)
- Perangkat lunak Gamry CMS 105
- Spatula
- Jangka sorong

Bahan:

- Resin
- Hardener
- Timah solder
- Tanah + Aquades

3.3 Prosedur Penelitian

3.3.1 Penentuan Titik Kritis Pada Setiap Segmen Pipa

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa sistem pada jaringan pipa transmisi gas, yang melewati daerah dengan kondisi lingkungan yang berbeda-beda, lebih rumit jika dibandingkan dengan sistem pipa yang berada statis pada sebuah plant dengan lingkungan yang konstan. Kondisi yang berbeda-beda ini tentu saja akan menimbulkan ketidakseragaman tingkat resiko disetiap daerah yang dilaluinya. Ketidakseragaman resiko tersebut disebabkan oleh banyak faktor yang merupakan kombinasi dari peluang kegagalan (*Probability of Failure, PoF*) dan konsekuensi kegagalan (*Consequence of Failure, CoF*).

Jaraknya yang panjang (94 Km) tidak memungkinkan analisis keandalan dilakukan pada setiap kilometer pipa tersebut mengingat waktu dan sumber daya manusia yang tersedia, sehingga analisis keandalan difokuskan pada daerah-daerah yang memiliki potensi resiko paling tinggi (daerah kritis) dan daerah representatif yang mewakili daerah-daerah yang memiliki potensi resiko yang sama. Patuan Alfon (2010) telah mengembangkan sebuah metode kualitatif (*scoring*) untuk mengetahui tingkat resiko dari sebuah jaringan pipa transmisi gas. Metode yang dikembangkan Patuan Alfon ini akan digunakan dalam menentukan daerah-daerah yang memiliki potensi resiko tinggi.

Patuan Alfon mendefinisikan resiko sebagai peluang kegagalan (PoF) dikalikan dengan konsekuensi kegagalan (CoF) sesuai dengan API RP RBI 581. Kemudian faktor penyebab kegagalan dan konsekuensi kegagalan ini dibagi lagi menjadi subfaktor dengan bobot yang berbeda pada setiap subfaktornya. Berikut adalah faktor-faktor yang berpengaruh dalam menentukan kriteria daerah kritis yang digunakan Patuan Alfon [10]:

Tabel 3.1 Tabel bobot PoF dan CoF ^[10]

No	PoF		Bobot	
1.	Pihak Ketiga			15%
2.	Korosi Eksternal	CP	15%	30%
		Resistivitas tanah	15%	
3.	Korosi Internal	Watercut+ CO2	25%	35%
		Intelligent Pig	10%	
4.	Desain&Operasional			10%
	Riwayat kebocoran			10%
	Total			100%
No	CoF		Bobot	
1.	Production hilang	Jumlah gas keluar		40%
2.	Lingkungan	Lama Perbaikan		30%
3.	Keamanan	Hazard		30%
	Total			100%

- **PoF**

PoF: Pihak ketiga		15%	
Kategori	Deskripsi	Pengali	Skor
<i>Di atas tanah</i>			
Sangat Tinggi	Populasi padat	5	0,75
Menengah-Tinggi	Ramai	3	0,45
Menengah	Jarang	2	0,3
Rendah	Tidak ada populasi	1	0,15
<i>Di bawah tanah</i>			
Menengah	Ada populasi	2	0,3
Rendah	Tidak ada populasi	1	0,15
PoF: Korosi Eksternal		30%	
Kategori	Deskripsi	Pengali	Skor
CP		15%	
Sangat Tinggi	Tidak terproteksi	5	0,75
Tinggi	Sebagian terproteksi	4	0,6
Menengah-Tinggi	Kurang terproteksi	3	0,45
Menengah	Overproteksi	2	0,3
Rendah	Terproteksi	0	0
Resistivitas		15%	
Di bawah tanah			
<i>Tanpa coating/CP</i>			
Sangat Tinggi	$R < 500 \Omega.cm$	5	0,75
Tinggi	$500 < R < 1000 \Omega.cm$	4	0,6
Menengah-Tinggi	$1000 < R < 2000 \Omega.cm$	3	0,45
Rendah	$R > 2000 \Omega.cm$	2	0,3
<i>Dengan coating/CP</i>			
	Di atas tanah	1	0,15
		0	0

PoF: Korosi Internal		35%	
Kategori	Deskripsi	Pengali	Skor
Watercut		>1	25%
Sangat Tinggi	pCO2 > 1 psia	5	1,25
Tinggi	pCO2 0,1 – 1 psia	4	1
Menengah-Tinggi	pCO2 0 – 0,1 psia	3	0,75
Menengah	pCO2 0 psia	2	0,5
Watercut			
Rendah	0	0	0
Penipisan-anomali		10%	
Sangat Tinggi	> 10 anomali	5	0,5
Menengah-Tinggi	3 – 10 anomali	3	0,3
Rendah	< 3 anomali	1	0,1

PoF: Desain&Operasional		20%	
Kategori	Deskripsi	Pengali	Skor
Tekanan operasi		10%	
Sangat Tinggi	> 90% MAOP	5	0,5
Tinggi	50-90% MAOP	3	0,3
Rendah	< 50% MAOP	1	0,1
Riwayat kebocoran		10%	
Sangat Tinggi	> 1	5	0,5
Tinggi	1	3	0,3
Rendah	0	0	0

- **CoF**

CoF:			
Kategori	Deskripsi	Pengali	Skor
Produksi hilang		40%	
Sangat Tinggi	> 50%	5	2
Tinggi	26-50%	4	1,6
Menengah-Tinggi	5-25%	3	1,2
Menengah	< 5%	2	0,8
Lingkungan		30%	
Sangat Tinggi	Tidak terdeteksi	5	1,5
Menengah-Tinggi	Terdeteksi-lambat	3	0,9
Rendah	Terdeteksi-cepat	1	0,3
Hazard		30%	
Sangat Tinggi	Hi-P; Eksplosif/ terbakar	5	1,5
Tinggi	Lo-P; Gas terbang	3	0,9
Rendah	Tidak berbahaya	1	0,3

Kriteria Resiko (Risk)

Tabel 3.2 Risk = PoF X CoF ^[10]

PoF	5	5	10	15	20	25	 Very High High Medium Low-medium Low
	4	4	8	12	16	20	
	3	3	6	9	12	15	
	2	2	4	6	8	10	
	1	1	2	3	4	5	
		1	2	3	4	5	
	CoF						

Daerah yang dijadikan titik kritis atau daerah pengambilan sampel tanah adalah daerah yang memiliki nilai resiko paling tinggi pada setiap segmen sesuai dengan Tabel 3.2 diatas.

3.3.2 Teknik Pengambilan Sampel, Pengukuran pH dan Resistivitas Tanah

Sampel tanah diambil pada daerah-daerah kritis yang telah ditentukan sebelumnya. Sampel tanah diambil dengan menggunakan cangkul dan sekop pada kedalam sekita 50-60 cm disekita pipa. Sampel tanah yang telah diambil ini kemudian dimasukkan kedalam kantong kresek untuk selanjutnya diukur nilai

resistivitasnya di laboratorium. Sementara itu pengukuran pH tanah dilakukan secara dilapangan (*in-situ*) dengan menggunakan *soil pH meter*.

Pengukuran nilai resistivitas tanah dilakukan di Laboratorium Korosi Departemen Metalurgi dan Material Universitas Indonesia. Nilai resistivitas tanah diukur dengan menggunakan metode *Wenner Four-Elctrode* menggunakan alat *Digital M.C Miller Soil Box Resistance Meter* sesuai dengan standar ASTM G.57.

Berikut merupakan prosedur pengukuran nilai resistivitas:

- 1) Masukkan tanah pada pada *soil box* hingga menutupi seluruh permukaan *soil box*.
- 2) Hubungkan ke empat kabel konektor pada *resistance meter* dengan ke empat elektroda pada *soil box*.
- 3) Tekan tombol *start* pada *resistance meter*, untuk memulai pembacaan besarnya nilai resistansi tanah hingga nilai resistansi stabil. Lakukan pengukuran sebanyak 3 kali.
- 4) Catat besarnya nilai resistansi yang dihasilkan, dan ganti tanah pada *soil box* dengan tanah yang lain..

Nilai yang terbaca pada *resistance meter* merupakan nilai hambatan tanah (*resistance*). Untuk mendapatkan besarnya nilai resistivitas tanah, kita harus mengkonversinya sesuai denga persamaan berikut:

$$R = \rho \frac{L}{W \times D} \dots\dots\dots(11)$$

dimana: R (resistan , Ω), ρ (resistivity, Ω -cm), L (panjang *soil box*, cm), W (lebar *soil box*, cm) dan D (tinggi *soil box*, cm).

3.3.3 Teknik Perhitungan Laju Korosi Pipa

Perhitungan laju korosi didasarkan pada API RBI 581 Part 2 Annex 2B "Determination of Corrosion Rates" pada bagian "2.B.12. Soil Side Corrosion" dengan persamaan sebagai berikut:

$$CR = CR_B \cdot F_{SR} \cdot F_T \cdot F_{CP} \cdot F_{CE} \dots\dots\dots(12)$$

dimana CR adalah *corrosion rate* (mm/year), CR_B adalah *basic corrosion rate* (mm/yaer), F_{SR} adalah faktor pengali untuk resistivitas tanah, F_T adalah faktor pengali untuk temperatur, F_{CP} adalah faktor pengali untuk proteksi katodik, dan F_{CE} adalah faktor pengali untuk efektifitas *coating*.

Pada penelitian ini, penentuan *basic corrosion rate* (CR_B) dilakukan dengan menggunakan teknik polarisasi, dan yang menjadi media konduktor (korosif) adalah tanah, sehingga CR_B yang didapat adalah CR_B telah dipengaruhi oleh nilai resistivitas tanah. Oleh karena itu nilai faktor resistivitas tanah tidak dipertimbangkan lagi dalam menentukan CR pada lingkungan tanah. Sehingga Persamaan 12 diatas dapat disederhanakan menjadi:

$$CR = CR_B \cdot F_T \cdot F_{CP} \cdot F_{CE} \dots\dots\dots(13)$$

Besarnya nilai faktor pengali untuk tempeatur, proteksi katodik dan efektifitas *coating* dapat dilihat pada Tabel 3.2 berikut:

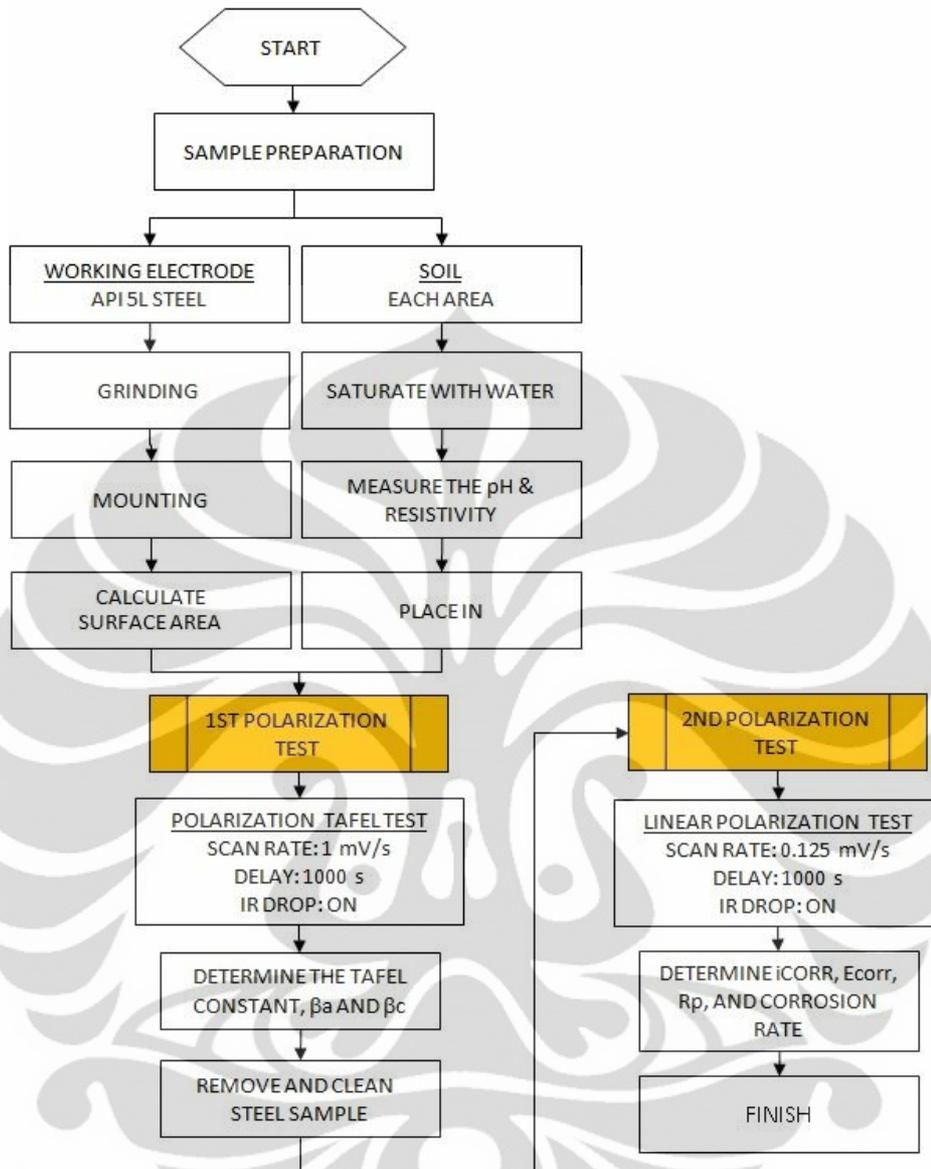
Tabel 3.2 Faktor pengali pntukemperatur (atas), CP (tengah), CE (bawah) ^[18]

Temperature		Multiplying Factor
°C	°F	
< 49	< 120	1.00
49 - 104	120 - 220	2.00
> 104	> 220	1.00

Cathodic Protection Measurement Practices	Multiplying Factor
No CP on structure (or CP exists but is not regularly tested per NACE RP0169) and CP on an adjacent structure could cause Stray Current Corrosion	10.0
No Cathodic Protection	1.0
Cathodic Protection exists, but is not tested each year or part of the structure is not in accordance with any NACE RP0169 criteria	0.8
Cathodic Protection is tested annually and is in accordance with NACE RP0169 "on" potential criteria over entire structure	0.4
Cathodic Protection is tested annually and is in accordance with NACE RP0169 polarized or "instant-off" potential criteria over entire structure	0.05

COATING TYPE	Base Factor for Coating Type	Multiplying Factors		
		Age > 20 yrs	Maximum Rated Temperature is Occasionally Exceeded	Coating Maintenance is Rare or None
Fusion Bonded Epoxy	1.0	1.1	1.5	1.1
Liquid Epoxy				
Asphalt Enamel				
Asphalt Mastic				
Coal Tar Enamel	1.0	1.2	2.0	1.5

Pengujian polarisasi dilakukan dengan metode *Linear Polarization Resistance* (LPR) sesuai dengan ASTM G.59 *Standard Test Method for Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements*, dan dilakukan di Laboratorium Korosi dan Proteksi Logam Departemen Metalurgi dan Material UI. Pengujian dilakukan untuk mendapatkan kecepatan korosi dasar (*basic corrosion rate*) pipa *elbow* pada lingkungan tertentu, dalam hal ini lingkungan tanah. Prosedur pengujian polarisasi pipa *elbow* dapat dilihat pada diagram berikut:



Gambar 3.3 Diagram alir pengujian linear polarization resistance (LPR)

Diagram pada Gambar 3.3 diatas dapat dijelaskan sebagai berikut:

- 1) Proses persiapan sampel pipa *elbow* API 5L X42 sebagai *working electrode*. Bagian pipa *elbow* yang telah diambil dilapangan dipotong pada bagian *elbow* nya menggunakan mesin potong besi mejadi bagian yang lebih kecil dengan luas permukaan kurang lebih 1cm^2 .
- 2) Sampel yang telah dipotong tersebut dikemudian dihubungkan dengan kawat tembaga (konduktor) pada salah satu sisinya dengan menggunakan solder.

- 3) Sampel pipa yang telah disolder tadi kemudian di *mounting* dengan menggunakan *resin* dan *hardener* pada sebuah cetakan silinder.
- 4) Setelah *mounting* nya mengeras, sampel kemudian diampas pada bagian yang akan terekspos lingkungan yang korosif. Proses pengamplasan dilakukan dengan menggunakan kertas amplas *abrasive* silikon karbida. Dan selanjutnya sampel siap digunakan sebagai *working electrode*.
- 5) Setelah *working electrode* selesai, proses selanjutnya adalah persiapan tanah sebagai media korosif. Tanah yang telah diambil dari lapangan, diambil secukupnya kemudian ditambahkan aquades sedikit demi sedikit hingga tanah bersifat jenuh. Hal ini dilakukan mengingat kondisi terburuk yang mungkin terjadi dilapangan yakni ketika hujan dan tanah basah dimana akan sifat konduktifitas tanah akan meningkat.
- 6) Setelah *working electrode* dan sampel tanah selesai disiapkan, maka proses polarisasi siap dilakukan. Proses polarisasi dilakukan melalui dua tahap, yaitu *Tafel Extrapolation Test* dan *Linear Polarization Test*. Proses *Tafel Extrapolation Test* dilakukan untuk mendapatkan nilai konstanta Tafel, nilai tafel katodik β_c , maupun nilai tafel anodik β_a . Nilai tafel ini nantinya akan dijadikan sebagai input dalam *Linear Polarization Test* untuk mendapatkan laju korosi pipa.

3.3.4 Permodelan Pipa *Elbow* Menggunakan Autodesk Inventor dan Caesar II.5.1.

Autodesk Inventor merupakan sebuah perangkat lunak analisis elemen hingga (*finite element analysis*). Permodelan dengan menggunakan *software* Autodesk Inventor bertujuan untuk mengetahui sebaran konsentrasi tegangan akibat *residual stress* yang mungkin ada pada proses fabrikasi. Hal ini dilakukan untuk mengetahui apakah material pipa *elbow* rentan terhadap SCC. Pipa *elbow* dikategorikan rentan terhadap SCC apabila tegangan tariknya sebesar 45-76% dari SMYS (*Specific Minimum Yield Stress*).

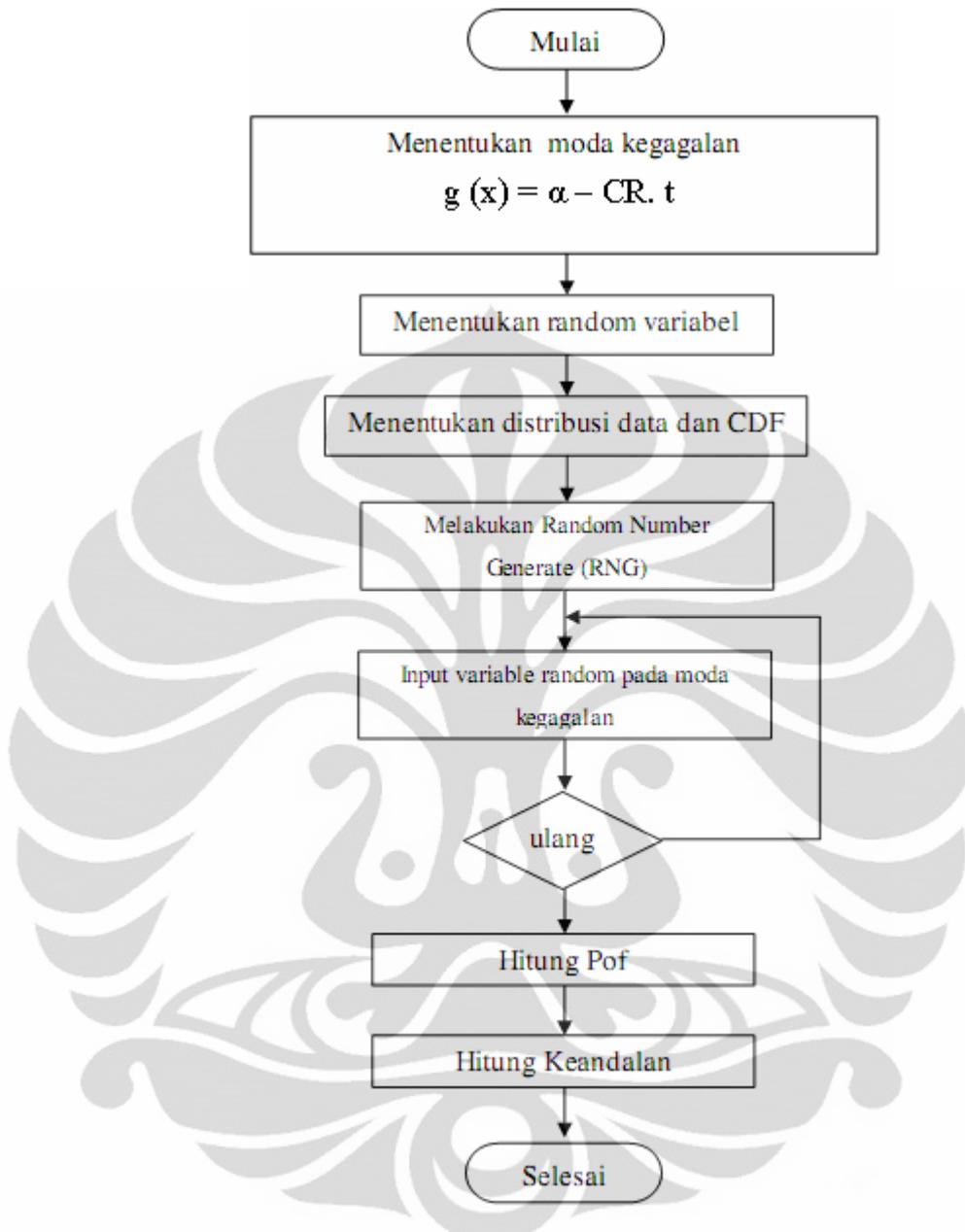
Permodelan dengan Autodesk Inventor dilakukan melalui beberapa tahap. Tahap pertama adalah membentuk geometri pipa dengan menginput nilai

diameter luar (OD), diameter dalam (ID), Modulus Young dan *Poisson Ratio* pipa, pada Autodesk Inventor. Kemudian setelah itu diberikan *boundary condition* pada pipa berupa temperatur pemanasan pada saat *hot bending*. Setelah inputan tersebut dimasukkan, selanjutnya dilakukan pemberian mesh (*meshing*) pada pipa. Kemudian barulah dihitung besarnya *local stress element* pada pipa menggunakan *Von-Mises Stress Calculation*.

Caesar II.5.1 merupakan perangkat lunak untuk analisis tegangan pada pipa. Dengan bantuan Caesar II.5.1 kita bisa menghitung besarnya tegangan pada bagian tertentu pada sebuah sistem perpipaan ketika sistem tersebut beroperasi. Analisis tegangan pada bagian *elbow* dilakukan untuk mengetahui apakah bagian *elbow* tersebut mengalami tegangan berlebih (*overstress*) pada saat kondisi operasi sehingga bisa memicu terjadinya SCC. Perhitungan *stress* menggunakan Caesar II.5.1 dilakukan dengan cara terlebih dahulu memodelkan sistem perpipaan *underground* dengan menginput sejumlah nilai seperti OD, ID, *wall thickness*, *design temperature*, *design pressure*, dan *pipe density*. Setelah itu diberikan *support* pada pipa tersebut berupa *anchor* yang mengindikasikan bahwa pipa dalam kondisi statis dan berada pada *underground*. Setelah dilakukan permodelan, selanjutnya dilakukan pendefinisian beban yang akan dialami pipa selama kondisi operasi, berupa beban *sustain*, *operating*, *expansion* dan *occasional*. Kemudian selanjutnya dilakukan pemilihan *code* yang digunakan pada pipa dan pada penelitian ini *code* yang digunakan adalah *ASME B.31.3 Process Piping*. Setelah dilakukan pemilihan *code*, selanjutnya dilakukan simulasi untuk mengevaluasi *stress* pada tiap komponen pipa.

3.3.5. Teknik Perhitungan Keandalan.

Analisis keandalan pipa *elbow* pada setiap segmen dilakukan dengan menggunakan simulasi Monte Carlo, seperti yang terlihat pada Gambar 3.4 berikut.



Gambar 3.4 Diagram alir analisis keandalan menggunakan simulasi Monte Carlo

Teknik Monte Carlo merupakan sebuah teknik metode statistik iterasi berulang. Prosedurnya adalah dengan men-generate sejumlah angka sebagai input untuk variabel *random* (contoh: *load*, *material properties*, dll) dengan didasarkan jenis probabilitasnya distribusinya, mengevaluasi model, dan mencatat hasilnya.

Pada penelitian ini, perhitungan keandalan dengan menggunakan simulasi Monte Carlo menggunakan bantuan perangkat Microsoft Excel, dengan ketentuan berikut:

- 1) Model deterministik atau moda kegagalan (*limit state*) yang akan digunakan adalah kebocoran akibat penipisan yang terjadi sebagai akibat dari korosi eksternal, sesuai dengan persamaan:

$$G(x) = \alpha - CR \cdot t \dots \dots \dots (14)$$

dimana α adalah ketebalan pipa minimum yang diizinkan (*Minimum Allowable Wall Thickness, MAWT*), (mm). Menurut ASTM B.31 G besarnya nilai adalah 80% dari *wall thickness* pipa. **CR** adalah *corrosion rate* pipa (mm/tahun), dan **t** adalah tahun. Pada penelitian ini, penulis akan menganalisis keandalan pipa *elbow* selama lima 10 tahun kedepan. Sistem dikatakan gagal apabila nilai $g(x) < 0$, sedangkan sistem dikatakan berhasil apabila nilai $g(x) > 0$, dan apabila nilai $g(x) = 0$ maka sistem dikatakan berada dalam kondisi kritis (*surface failure*)

- 2) Variabel acak yang digunakan dalam moda kegagalan adalah besarnya nilai CR pada setiap segmen pipa.
- 3) Jenis distribusi data probabilitas laju korosi pipa (CR) dilakukan dengan bantuan *software* Minitab.
- 4) Jumlah iterasi yang akan digunakan adalah sebanyak 10000 iterasi. Semakin besar jumlah iterasi yang digunakan, maka akan semakin besar pula simulasi ini mendekati kondisi sesungguhnya.
- 5) Proses simulasi Monte Carlo dilakukan dengan cara men-*generate* sebanyak 10000 bilangan random dari sistem sesuai dengan jenis distribusi datanya.
- 6) Setelah dilakukan proses simulasi, selanjutnya dilakukan evaluasi sistem untuk menghitung jumlah sistem yang gagal, $g(x) < 0$, sehingga dihitung peluang kegagalan pipa *elbow* tersebut setiap segmen. Perhitungan peluang kegagalan dilakukan sesuai persamaan $PoF = N_{failure} / N_{iterasi}$. Prosedur ini dilakukan untuk semua segmen pipa.

3.4 Teknik Analisis Data

3.4.1 Data penentuan titik kritis tiap segmen

Data dari hasil analisis kualitatif (*scoring*), untuk menentukan titik kritis setiap segmen dari jalur pipa transmisi gas, akan ditampilkan dalam bentuk grafik. Dari grafik tersebut akan dilihat titik mana dari setiap segmen yang memiliki potensi resiko yang paling besar untuk selanjutnya dilakukan analisis keandalan pada titik tersebut. Kelayakan data diperoleh akan dianalisis dengan menilik kembali sumber-sumber yang mendukung (literatur ilmiah) yang berhubungan dengan proses penyediaan data titik kritis tersebut.

3.4.2 Data nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen.

Data profil besarnya nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen akan disajikan dalam bentuk grafik. Analisis dilakukan berdasarkan literatur ilmiah tentang kemungkinan perbedaan besarnya nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen-segmen pipa tersebut.

3.4.3 Data hubungan nilai resistivitas dan pH tanah terhadap laju korosi.

Data hubungan besarnya nilai resistivitas dan pH terhadap besarnya laju korosi pipa *elbow* akan disajikan dalam bentuk grafik. Dari grafik ini diharapkan akan dihasilkan sebuah persamaan matematis tentang hubungan antara besarnya nilai resistivitas tanah dan pH terhadap laju korosi pada pipa *elbow*.

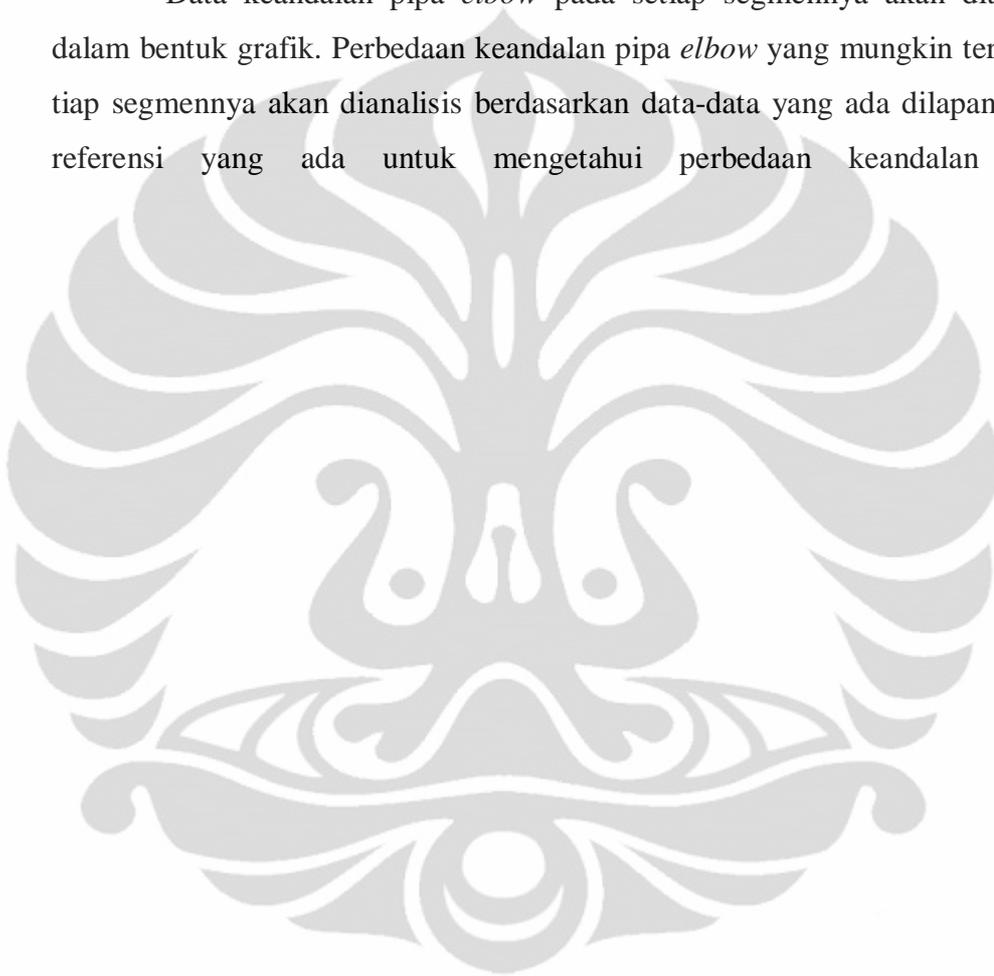
3.4.4 Data hubungan antara geometri pipa *elbow* dan besarnya laju korosi.

Data laju korosi pipa *elbow* yang didapat dari hasil polarisasi akan dibandingkan dengan data laju korosi pipa lurus dengan material yang sama. Perbedaan laju korosi yang didapat akan dianalisis untuk selanjutnya diketahui penyebabnya serta jenis korosi yang terjadi pada kedua pipa tersebut. Bantuan perangkat lunak seperti Autodesk Inventor dan Caesar II.5.1 akan digunakan untuk mengetahui distribusi *stress concentration* pada kedua jenis pipa tersebut akibat proses fabrikasi serta tegangan pada saat kondisi operasi. Hal ini dilakukan untuk mengetahui apakah SCC mungkin terjadi pada pipa *elbow*. Selain itu

pengujian struktur mikro juga akan dilakukan untuk mengetahui perbedaan struktur mikro kedua jenis pipa tersebut yang mungkin menjadi penyebab perbedaan laju korosi kedua jenis pipa.

3.4.5 Data keandalan pipa *elbow* disetiap segmen

Data keandalan pipa *elbow* pada setiap segmennya akan ditampilkan dalam bentuk grafik. Perbedaan keandalan pipa *elbow* yang mungkin terjadi pada tiap segmennya akan dianalisis berdasarkan data-data yang ada dilapangan serta referensi yang ada untuk mengetahui perbedaan keandalan tersebut.



BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

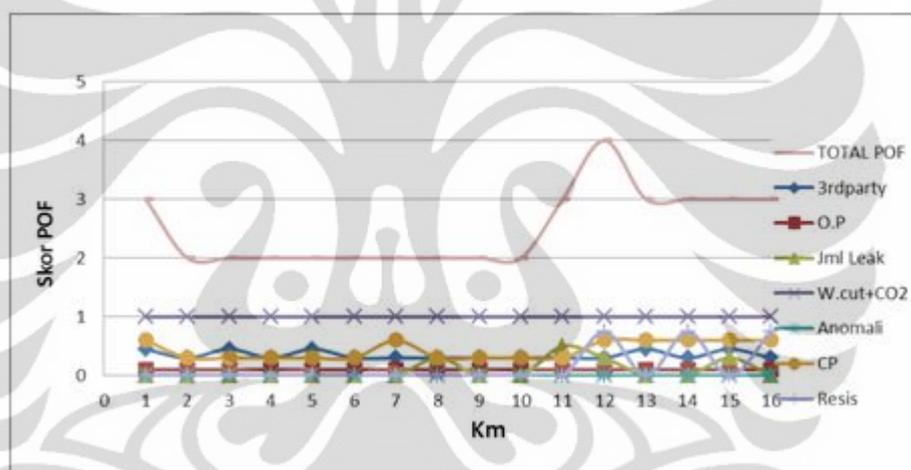
4.1 Data Pipa dan Penentuan Titik Kritis

Jalur pipa yang diteliti adalah jalur pipa transmisi gas milik PT. X sepanjang 94 Km, yang terdiri dari 3 segmen; Segmen I (Pipa dari SKG A–SKG B sepanjang 18 Km.), Segmen II (Pipa dari SKG B – SKG C sepanjang 43 Km.), dan Segmen III (Pipa dari SKG C – SKG D sepanjang 33 Km).

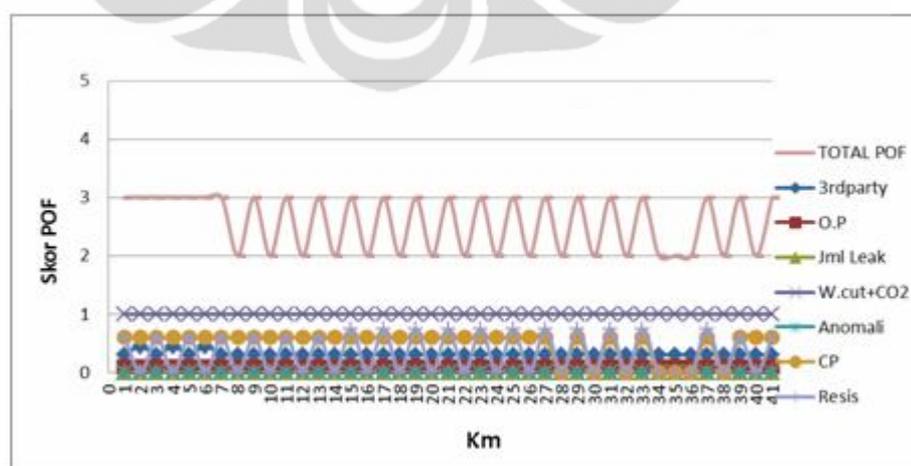
Tabel 4.1 Profil jalur pipa transmisi gas Milik PT. X

No	Item	Unit	Segmen I	Segmen II	Segmen III
1	Diameter	inch	12	14	24
2	Thickness	mm	4.55	4.55	4.55
3	Length	km	18	43	33
4	Material	API	5L-X42	5L-X42	5L-X42
5	Design Pressure	psi	719	719	719
6	Operating Pressure	psi	200	242	428
7	Design Temperature	deg C	50	50	50
8	Operating Temperature	deg C	30	32.5	28
9	Fluid Composition	availability	YES	YES	YES
10	Flow Rate	m ³ /h	23,361	35,160	195,032
11	Coating	Type	External	External	External
12	Inhibitor	Vendor	-	-	X
13	Year Built	Year	1978	1998	1978
14	Pigging	Year	1998	1995	1996 & 2007
15	Corrosion Protection	Type	Sa.Anode	Sa.Anode	Sa.Anode
16	Corrosion Coupon	Retrival	-	-	2004
17	Corrosion Rate (CR)				
		mm/yr	0.0279	0.0381	0.028
A	Internal	Mpy	1.116	1.524	1.12
B	External	mm/yr	-	-	-
18	Remaining Life	Year	67	49	0
19	CP Survey	Year	2010	2005	2008
21	Geohazard	Type	No	No	No
22	Location Class	ANSI Class	2	2	4
23	Repair Data	Year	-	-	-
24	MAOP	Kg/cm ²	52.31	48.62	48.62
			743.88	691.53	691.53

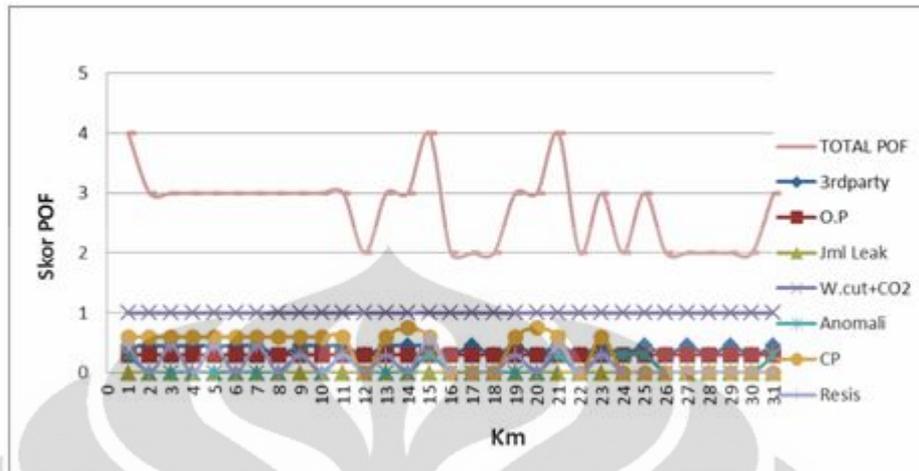
Penentuan titik kritis tempat pengambilan sampel uji tanah pada setiap segmen pipa dilakukan dengan metode kualitatif RBI dengan teknik *scoring* yang dikembangkan oleh Patuan Alfon (2010). Metode ini menggunakan resiko sebagai acuan untuk menentukan daerah kritis yang merupakan gabungan antara *Probability of Failure* (PoF) dan *Consequence of Failure* (CoF) seperti yang telah diuraikan pada bagian 3.3.1. Daerah yang memiliki tingkat resiko paling tertinggi disetiap segmen akan dijadikan titik kritis untuk pengambilan sampel tanah sebagai indikator penyebab korosi eksternal. Patuan Alfon (2010) telah melakukan metode RBI kualitatif pada PT.X. Berikut adalah hasil *scoring* untuk *Probability of Failure* (PoF) dan *Consequence of Failure* (CoF) untuk setiap segmen yang dilakukan Patuan Alfon [10].



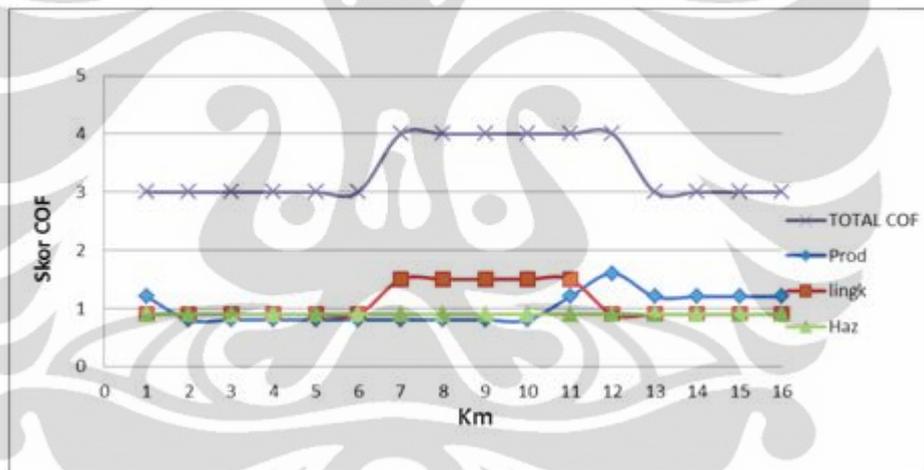
Gambar 4.1 PoF segmen I ^[10]



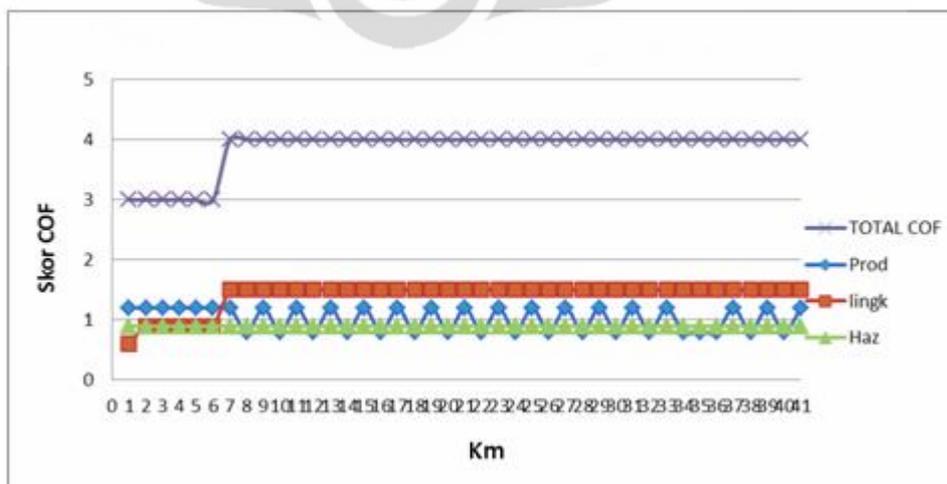
Gambar 4.2 PoF segmen II ^[10]



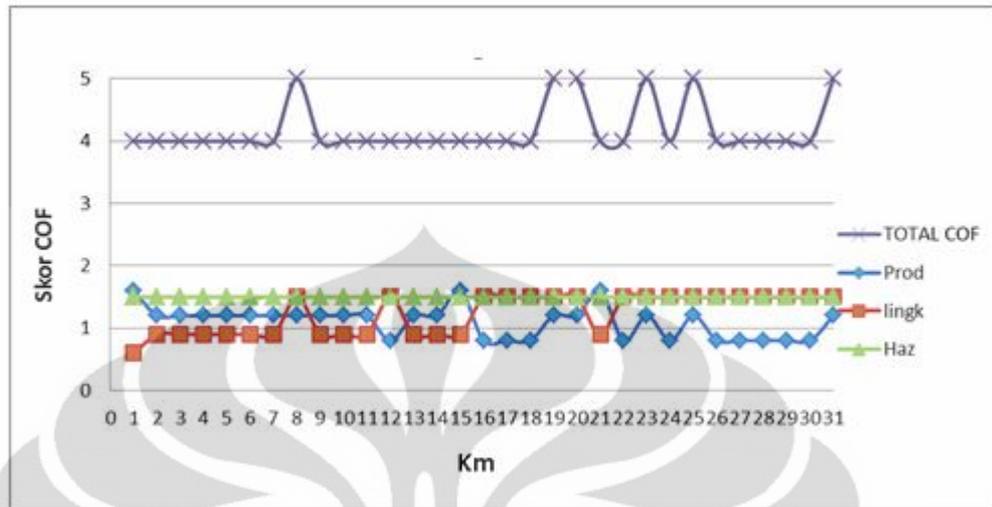
Gambar 4.3 PoF segmen III ^[10]



Gambar 4.4 CoF segmen I ^[10]

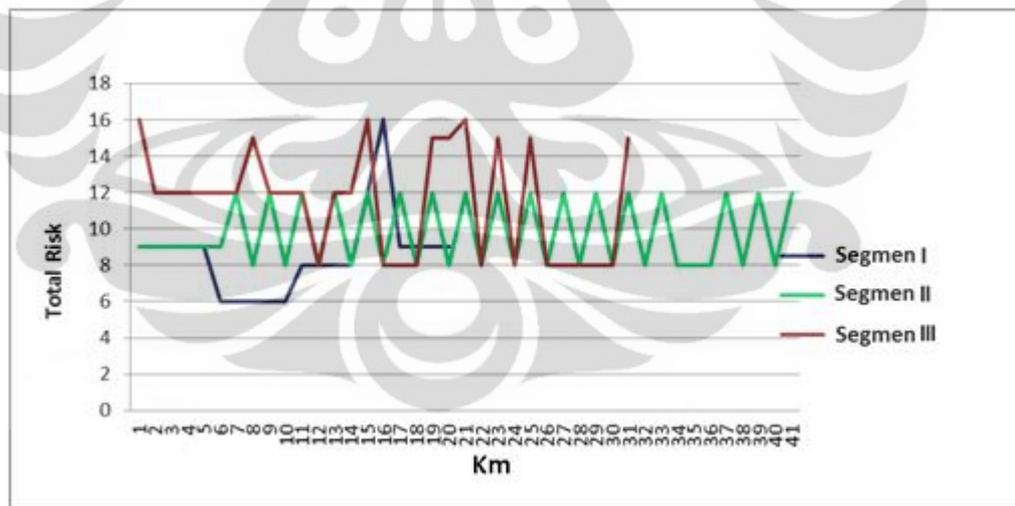


Gambar 4.5 CoF segmen II ^[10]



Gambar 4.6 CoF segmen III ^[10]

Dari semua grafik diatas, maka didapatkan besarnya nilai resiko yang merupakan perkalian antara nilai PoF dan CoF untuk setiap kilometer pipa disetiap segmen, seperti yang terlihat pada Gambar 4.7 berikut:



Gambar 4.7 Profil resiko untuk setiap segmen ^[10]

Berdasarkan Gambar 4.7 diatas terlihat bahwa secara kualitatif setiap segmen jalur pipa memiliki variasi tingkat resiko yang berbeda, mulai dari tingkat *medium* (nilai resiko 6) sampai pada tingkat resiko *high* (nilai resiko 16). Pada segmen I, tingkat resiko pada kilometer awal (Km 6-10) berada pada level *medium* dan cenderung seragam. Peningkatan resiko mulai terjadi pada kilometer

10, dan mencapai puncaknya pada kilometer 15. Berdasarkan grafik diatas, titik kritis pada segmen I adalah pada Km. 7, Km. 12, Km. 13, Km. 14, dan Km. 15.

Sementara itu pada jalur pipa segmen II terlihat bahwa terjadi ketidakstabilan nilai resiko, dimana nilai resiko pipa selalu mengalami kenaikan dan penurunan, dari 8 (medium) ke 12 (high), pada hampir setiap kilometernya. Hal ini disebabkan oleh nilai resistivitas tanah yang juga berbeda hampir setiap kilometernya seperti yang terlihat pada Gambar 4.2. Berdasarkan grafik nilai resiko diatas, maka pengambilan sampel seharusnya dilakukan pada setiap kilometer pipa. Akan tetapi karena keterbatasan peneliti, maka pengambilan sampel hanya dilakukan pada daerah-daerah yang bisa dijangkau oleh peneliti. Hal ini tentu saja tidak mengurangi keabsahan data mengingat bahwa tingkat resiko pada setiap kilometer pipa tersebut menunjukkan tren yang sama. Titik kritis pada jalur pipa segmen II adalah: Km. 1, Km. 3, Km. 12, Km. 13, Km. 21, Km. 23, Km. 39, dan Km. 42.

Pada segmen III, secara umum tingkat resiko pipa secara kualitatif berada pada level *high* (nilai resiko > 12) dan pada titik-titik tertentu terjadi peningkatan resiko yang cukup ekstrim. Titik kritis pada segmen III ini adalah: Km 8, Km. 15, Km. 21, dan Km. 31.

4.2 Resistivitas dan pH Tanah

Pengambilan sampel tanah untuk mengetahui besarnya nilai resistivitas dan pH dilakukan pada titik kritis yang telah ditentukan sebelumnya. Pengukuran pH tanah dilakukan secara *insitu* dengan menggunakan pH meter. Sedangkan pengukuran resistivitas tanah dilakukan di Laboratorium DTMM UI dengan menggunakan *resistance meter*, seperti yang terlihat pada gambar berikut:

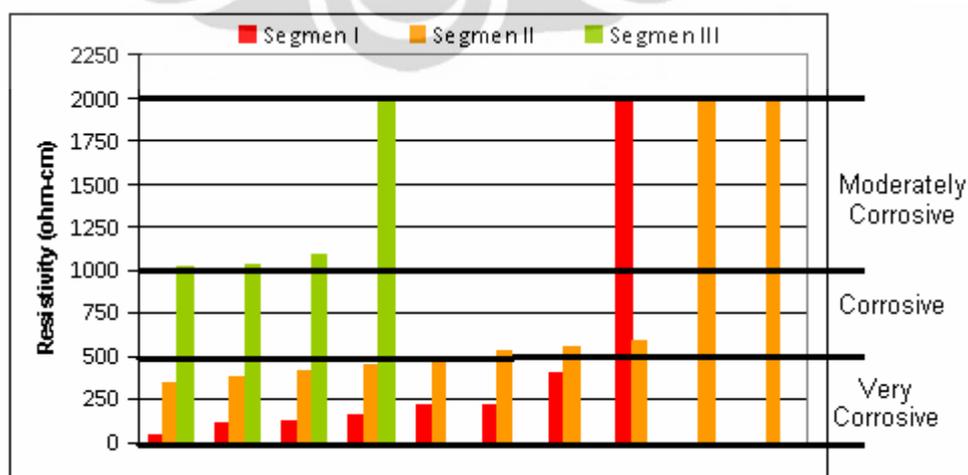


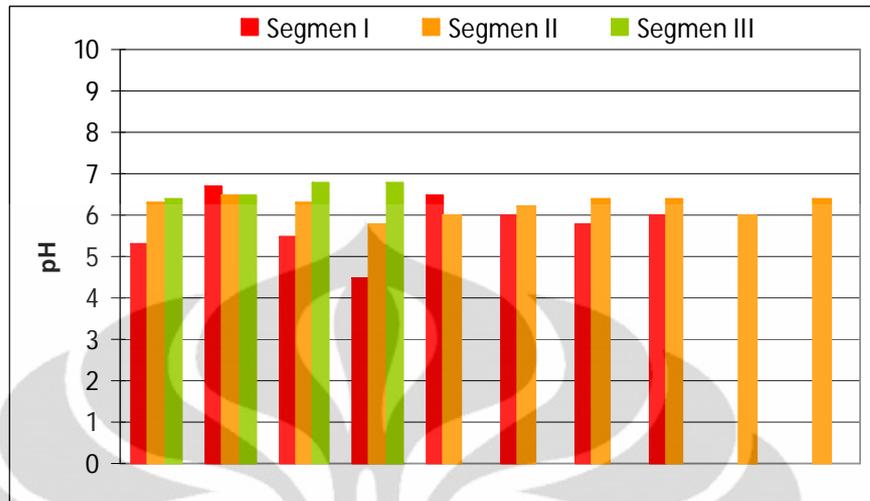
Gambar 4.8 Pengambilan Sampel Tanah (kiri), Pengukuran pH (tengah), Pengukuran Resistivitas Tanah (kanan)

Hasil pengukuran resistivitas dan pH tanah dapat lihat pada Tabel 4.2 berikut:

Tabel 4.2 Nilai resistivitas dan pH tanah untuk setiap segmen jalur pipa

SEGMENT	LOKASI	KONDISI MEDAN	pH	Resistivity (Ω -cm)	KET.
I	KM. 15	Pesisir Pantai	5.3	218.2	Pernah Bocor
	KM. 15	Pantai	6.7	156.5	-
	KM. 14	Pesisir Pantai	5.5	34.9	Bocor Jan 2011
	KM. 14	-	4.5	211.6	Bocor Des 2010
	KM. 13.5	Rawa, Test Ponit	6.5	126.0	Test point
	KM. 13	Pantai Tirtamaya	6.0	122.2	-
	KM. 12	Pumkiman Nelayan	5.8	> 2000	Test point
	KM. 7.1	Sawah	6.0	404.7	Bocor di sawah
II	KM. 1	Pinggir Sawah	6.3	> 2000	-
	KM. 3	Pinggir Sawah	6.5	462.0	-
	KM. 3	Pinggir Sungai	6.3	385.1	-
	KM. 12	Tanah Kering Pondasi	5.8	> 2000	Up-Under Ground
	KM. 13	Tanah Kebun Warga	6.0	597.8	Up-Under Ground
	KM. 21	Tanah Pondasi Up Pipe	6.2	454.4	River Crossed
	KM. 21	Pinggir Sungai Bangklan	6.4	409.6	River Crossed
	KM. 23	Tanah Kering	6.4	559.6	MLV Pipe
	KM. 39	Pinggir Sungai Perawan	6.0	355.1	River Crossed
	KM. 42	Pinggir Sungai Beji	6.4	525	River Crossed
III	KM. 8	Daerah Pinggir Sawah	6.4	> 2000	Elbow,Reinfrcd 2009
	KM.15	Tanah Kebon.point 7	6.5	1082	Reinforced 2009
	KM. 21	Tanah Pinggir Jalan Cikampek	6.8	1041	Reinforced 2009
	KM.31	Daerah Bendungan Walahar	6.8	1025	Up-Underground





Gambar 4.10 Grafik sebaran nilai pH untuk setiap segmen

Dari Gambar 4.9 diatas terlihat bahwa adanya perbedaan nilai resistivitas tanah pada setiap segmen pipa. Berdasarkan Tabel 2.1 tentang tingkat korosifitas tanah berdasarkan nilai resistivitas, secara umum tanah pada segmen I berada pada level *very corrosive* ($\rho < 500 \Omega\text{-cm}$). Hal ini dikarenakan oleh topografi daerah segmen I yang berada pada daerah pantai dan rawa. Ihsan (2002) menjelaskan bahwa pada daerah pantai nilai resistivitas tanah cenderung rendah. Hal ini disebabkan oleh tingginya kandungan air serta garam-garam terlarut pada daerah pantai [14]. Air yang ada pada tanah tersebut akan berperan sebagai konduktor (media transfer elektron), sehingga elektron lebih mudah mengalir dan menyebabkan tahanan tanah menurun. CAPP (2009) juga menyatakan bahwa nilai resistivitas tanah pada daerah pantai bernilai $< 500 \Omega$ dengan kondisi tanah yang selalu basah [15].

Sementara itu pada segmen II, tingkat korosifitas tanah berada pada level *corrosive* ($\rho 500\text{-}1000 \Omega\text{-cm}$). Hal ini disebabkan oleh tekstur tanah pada segmen II rata-rata bertekstur liat (*clay*) yang melewati persawahan dengan kandungan air yang cukup tinggi. Kondisi ini menyebabkan tanah ini memiliki kemampuan menghantarkan elektron yang cukup baik.

Sedangkan untuk segmen III, tingkat korosifitas tanah berada pada level *moderately corrosive* ($\rho 1000\text{-}2000 \Omega\text{-cm}$) dimana pada daerah ini tekstur tanah

nya kering, berkerikil dan sedikit pasir. Tanah yang berkerikil ini akan menyebabkan kerapatan tanah sangat kecil sehingga banyak terdapat rongga pada tanah. Kondisi ini menyebabkan elektro tidak dapat mengalir dengan sempurna pada tanah sehingga resistivitas tanahnya cukup besar.

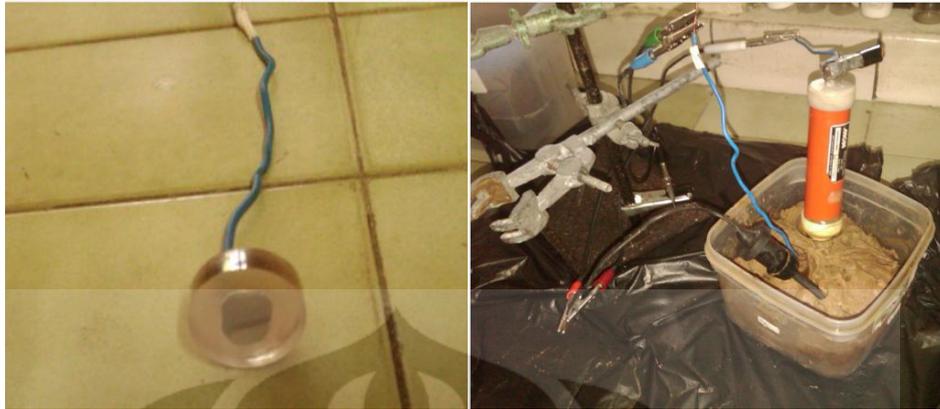
Sementara itu dari grafik pada Gambar 4.10 itu nilai pH tanah untuk setiap segmen tidak memperlihatkan perbedaan yang cukup ekstrim. pH tanah berada rentang *near-neutral pH* yaitu 4.5-6.8.

4.3 Hubungan Resistivitas Tanah dan pH Terhadap Laju Korosi Pipa

Untuk mengetahui hubungan antara besarnya nilai resistivitas tanah dan pH terhadap laju korosi maka dilakukanlah pengujian polarisasi untuk mengetahui laju korosi dasar (*basic corrosion rate*) pipa *elbow* dengan metode *Linear Polarization Method* (LPR). Pengujian polarisasi dilakukan dengan menggunakan sampel tanah pada setiap titik kritis, disetiap segmen, sebagai konduktor (media aliran elektron). Sedangkan *working electrode* (WE) yang digunakan adalah sampel pipa *elbow* yang diambil langsung dilapangan, seperti yang terlihat pada Gambar 4.11 dan Gambar 4.12 berikut:

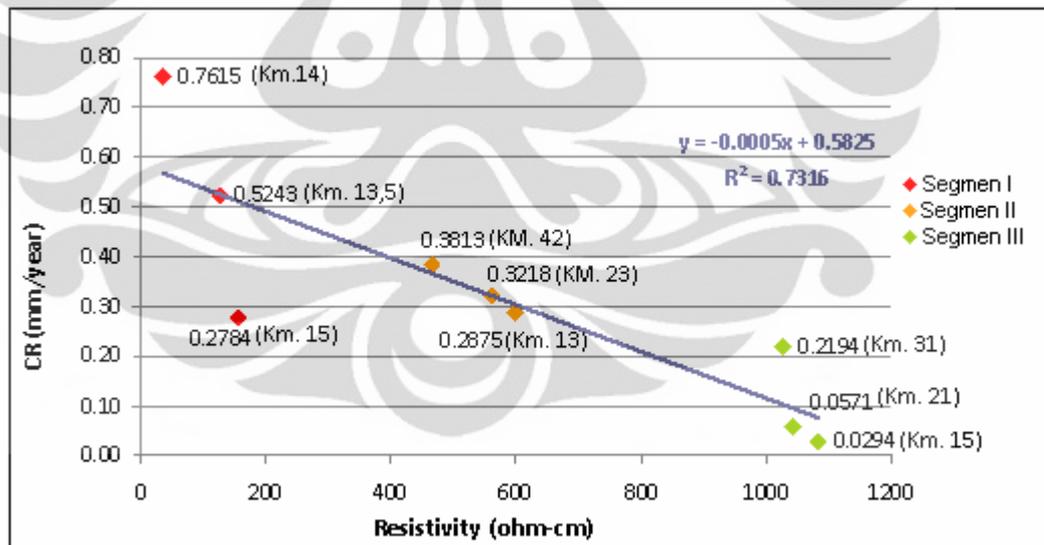


Gambar 4.11 Sampel pipa *elbow* (kiri), lokasi pengambilan sampel untuk polarisasi dan foto mikro (kanan)

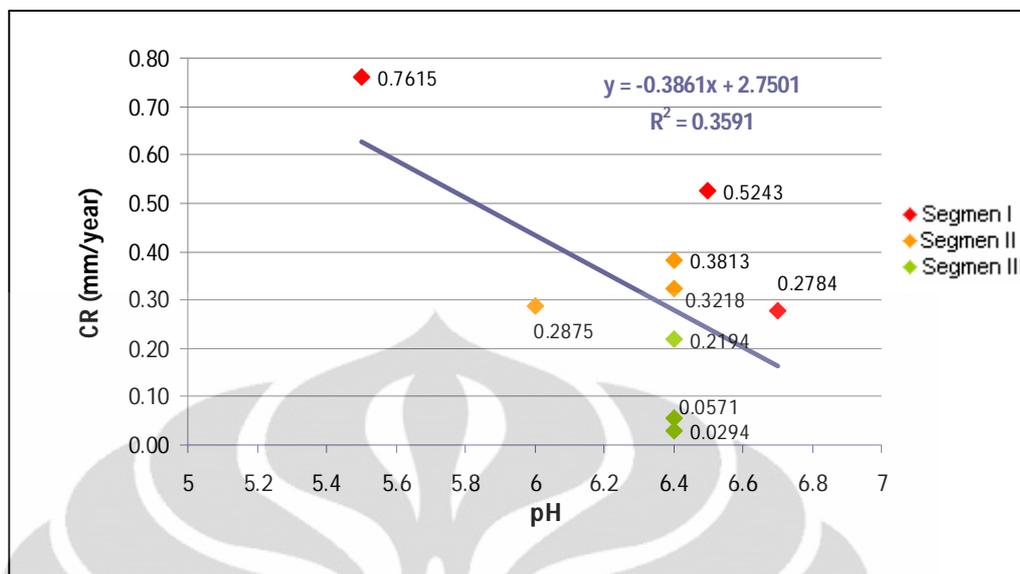


Gambar 4.12 Sampel polarisasi setelah dimounting (kiri), Proses polarisasi (kanan)

Pengujian polarisasi dilakukan pada tiga sampel tanah dari setiap segmen. Pada segmen I, pengujian dilakukan pada tanah Km. 14, 13,5, dan 15. Segmen II pada Km. 42, 23, dan 13. Sedangkan untuk segmen III pengujian polarisasi dilakukan menggunakan tanah pada Km. 31, 21 dan 15. Dari hasil pengujian polarisasi didapat grafik hubungan antara besarnya nilai resistivitas tanah dan pH terhadap laju korosi sebagai berikut:



Gambar 4.13 Grafik hubungan nilai resistivitas terhadap laju korosi pipa *elbow*



Gambar 4.14 Grafik hubungan pH terhadap laju korosi pipa elbow

Dari Gambar 4.13 dan Gambar 4.14 di atas terlihat bahwa laju korosi pipa lebih dipengaruhi oleh nilai resistivitas dibandingkan dengan pH. Hal tersebut terlihat dari besarnya nilai R^2 pada kedua grafik, yang menjelaskan tentang persentase pengaruh nilai sumbu x terhadap sumbu y. Pada grafik resistivitas vs laju korosi, terlihat bahwa laju korosi dipengaruhi sebesar 73.16% oleh besarnya nilai resistivitas. Sedangkan pada grafik pH vs laju korosi, terlihat bahwa laju korosi hanya dipengaruhi 35.91% saja oleh besarnya nilai pH.

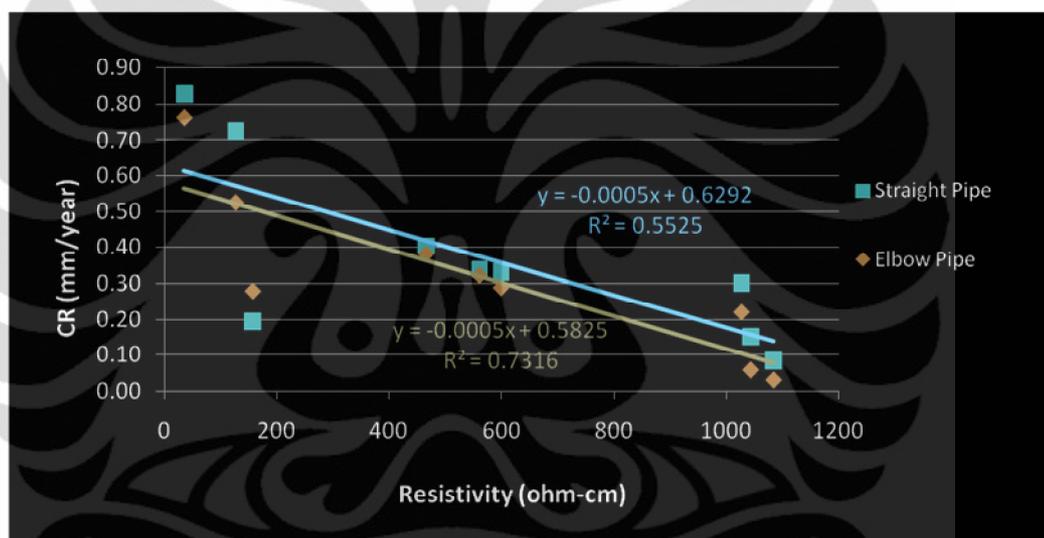
Dari Gambar 4.13 terlihat bahwa secara umum semakin kecil nilai resistivitas maka laju korosi pipa akan semakin besar. Durrm, C.L. (1998) menjelaskan bahwa tanah yang memiliki resistivitas yang rendah biasanya memiliki kandungan garam terlarut yang cukup besar. Anion yang ada pada garam tersebut akan menyerang lapisan film oksida pada pipa, sehingga mempercepat terjadinya reaksi elektrokimia pada permukaan baja yang menyebabkan pipa terkorosi [7].

Sementara itu pada Gambar 4.14 terlihat bahwa pH tanah juga mengontrol *underground corrosion*, meskipun pengaruhnya tidak terlalu signifikan. Durrm, C.L. (1998) menjelaskan bahwa pada lingkungan yang memiliki pH rendah, lapisan film pada permukaan baja akan terdestabilisasi

sehingga menghasilkan *local corrosion*. Ketika pH tanah kecil (< 4), laju reduksi ion hidrogen cukup tinggi sehingga meningkatkan laju korosi pipa [7].

4.4 Pengaruh Geometri Pipa *Elbow* terhadap laju korosi eksternal

Untuk mengetahui pengaruh geometri pipa terhadap laju korosi eksternal, maka akan dilakukan perbandingan nilai laju korosi hasil polarisasi antara pipa *elbow* dan pipa lurus untuk spesifikasi material dan lingkungan yang sama. Laju korosi pipa lurus diperoleh dari penelitian yang dilakukan oleh Redian W. Elanda (2011) [17]. Perbandingan laju korosi antara pipa *elbow* dan pipa lurus dapat dilihat pada Gambar 4.15 berikut:



Gambar 4.15 Grafik perbandingan laju korosi antara pipa *elbow* dan pipa lurus

Dari Gambar 4.15 diatas terlihat bahwa laju korosi pada pipa *elbow* lebih rendah jika dibandingkan dengan pipa lurus untuk spesifikasi material dan lingkungan yang sama. Hal ini terlihat dari persamaan yang dihasilkan dari grafik tersebut. Untuk pipa lurus, laju korosi menurun seiring peningkatan nilai resistivitas tanah sesuai dengan persamaan $y = -0.0005x + 0.5856$. Sedangkan untuk pipa *elbow*, laju korosi menurun seiring peningkatan nilai resistivitas tanah sesuai dengan persamaan $y = -0.0005x + 0.6292$. Untuk mengetahui penyebab perbedaan laju korosi kedua jenis pipa ini, maka dilakukanlah analisis struktur mikro pada kedua jenis pipa tersebut.

Sedangkan untuk mengetahui kemungkinan terjadinya *Stress Corrosion Cracking* (SCC), maka dilakukanlah analisis *residual stress*, dan serta analisis

stress concentration pada saat kondisi operasi pada pipa *elbow*, dengan menggunakan bantuan perangkat lunak Autodesk Inventor dan Caesar II.5.1.

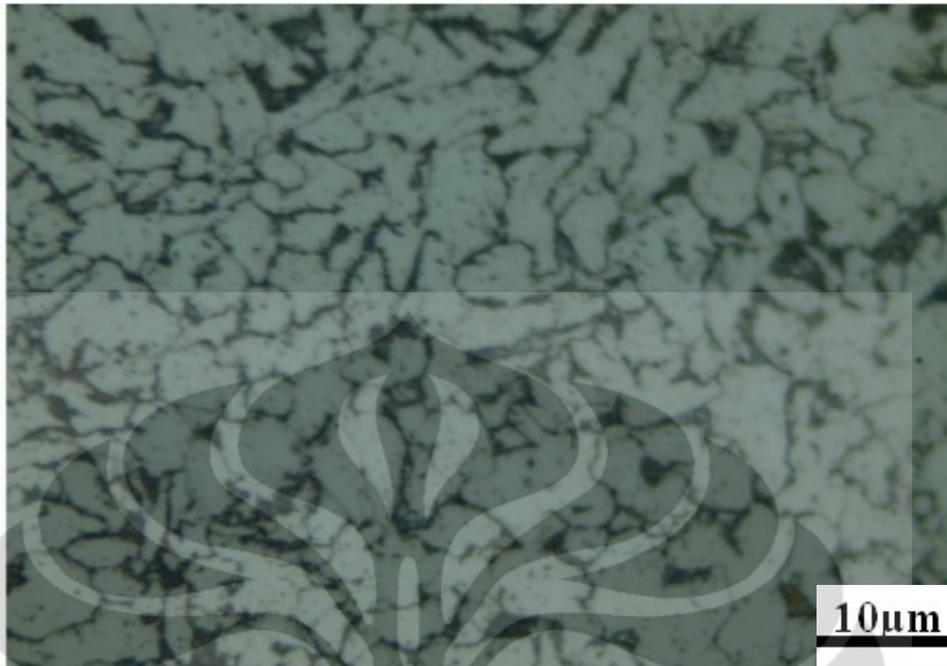
4.4.1 Perbedaan Laju Korosi Akibat Perbedaan Struktur Mikro

Pada pipa *elbow*, pengamatan struktur mikro dilakukan pada bagian lengkungan yang membentuk sudut 90° karena pada bagian ini diperkirakan terjadi perubahan struktur mikro yang cukup signifikan akibat dari proses fabrikasi. Sementara itu pada pipa lurus, pengamatan struktur mikro dilakukan pada daerah jam 6 bagian luar pipa. Pengamatan struktur mikro dilakukan menggunakan mikroskop optik dengan Nital 2 % sebagai zat etsa.

Berikut adalah hasil pengamatan struktur mikro dari kedua jenis sampel pipa tersebut:



Gambar 4.16.A Struktur mikro pipa elbow



Gambar 4.16.B Struktur mikro pipa lurus

Dari hasil pengamatan struktur mikro pada Gambar 4.16.A dan Gambar 4.16.B diatas terlihat bahwa pipa *elbow* memiliki ukuran butir yang lebih besar dibandingkan dengan ukuran butir pipa lurus. Dari hasil perhitungan didapatkan bahwa ukuran diameter butir pada pipa *elbow* adalah sebesar $16,5 \mu\text{m}$. Sedangkan untuk pipa lurus didapatkan ukuran butir sebesar $10,84 \mu\text{m}$. Dari ukuran butir yang dihasilkan diprediksi bahwa pipa *elbow* yang digunakan di fabrikasi dengan teknik *hot bending*. Panas yang dihasilkan selama proses *bending* menyebabkan ukuran butir pipa menjadi lebih besar. Fenomena ini terjadi akibat adanya proses rekristalisasi, *recovery*, dan *grain growth* ketika proses fabrikasi. Ukuran butir yang besar ini akan menghasilkan jumlah butir yang lebih sedikit dibandingkan dengan pipa lurus untuk luas penampang yang sama.

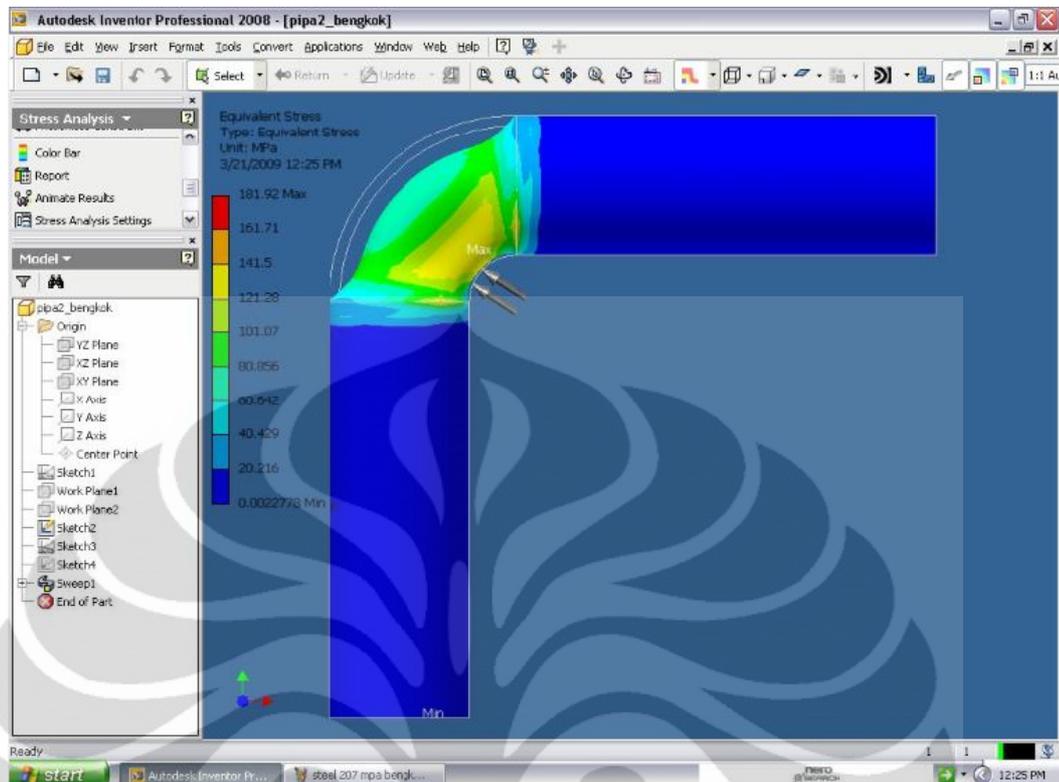
Patuan Alfon (2010) menyebutkan bahwa salah satu penyebab terjadinya korosi adalah akibat perbedaan mikrostruktur. Area dengan perbedaan mikrostruktur akan menghasilkan daerah katoda – anoda dalam logam tersebut, dan jika dipaparkan dalam media elektrolit akan potensial untuk terjadi korosi. Semakin sedikit jumlah butir pada pipa *elbow* maka jumlah area katoda-anoda pada pipa tersebut juga akan semakin sedikit, sehingga laju korosinya juga akan lebih kecil dibandingkan dengan pipa lurus. [10].

Restudy (2008) juga menjelaskan bahwa material baja karbon rendah yang diberikan perlakuan panas akan memiliki ukuran butir yang lebih besar. Dengan ukuran butir yang besar maka batas butir yang dimiliki juga akan semakin berkurang. Batas butir memiliki tingkat energi yang lebih besar daripada butir sehingga daerah ini lebih rentang terserang korosi (anodik). Peristiwa ini disebut dengan istilah *microcell corrosion* [16].

4.4.2 Analisis Tegangan Sisa Pipa Dengan Menggunakan Autodesk Inventor

Penggunaan perangkat lunak Autodesk Inventor bertujuan untuk mengetahui distribusi tegangan pada pipa *elbow* serta untuk mengetahui adanya tegangan sisa yang ada pada pipa *elbow* yang disebabkan oleh proses fabrikasi pipa. Hal ini dilakukan untuk mengetahui apakah pada bagian pipa *elbow* terdapat *residual stress* sehingga *stress* pada bagian *elbow* tersebut menjadi lebih besar, yang bisa memicu terjadinya *Stress Corrosion Cracking* (SCC).

Hasil dari permodelan Autodesk Inventor pada pipa *elbow* dapat dilihat pada Gambar 4.17 berikut:



Gambar 4.17 Hasil permodelan Autodesk Inventor.

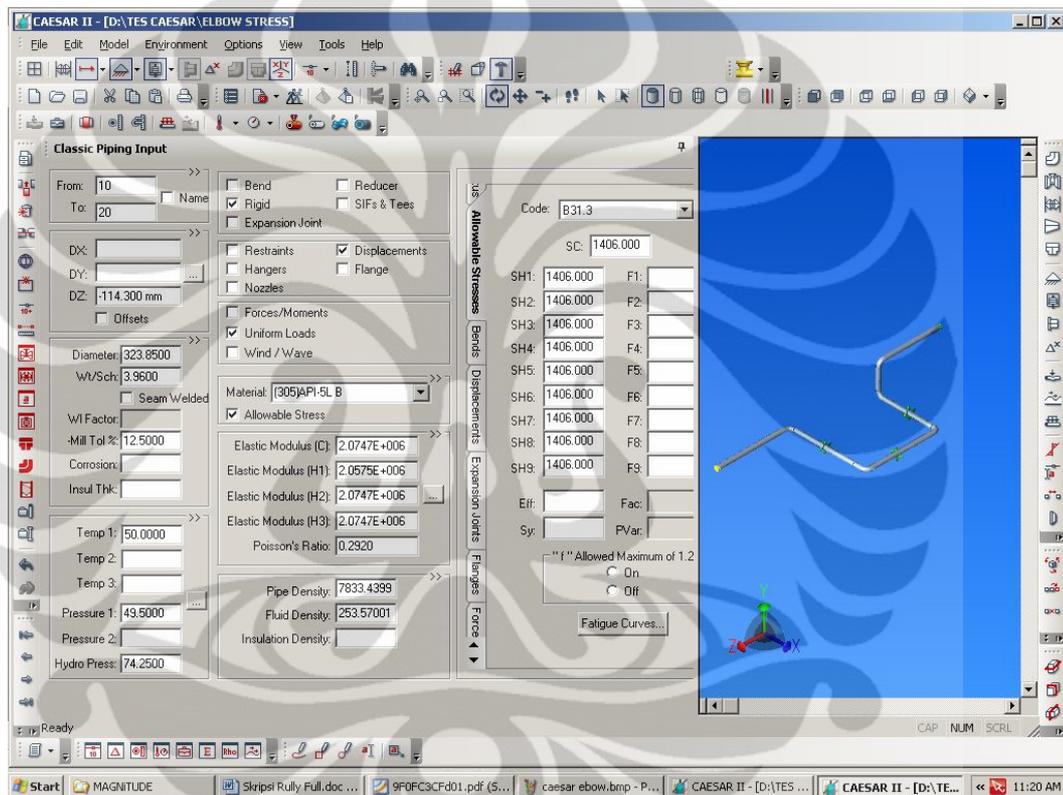
Dari hasil simulasi Autodesk Inventor pada Gambar 4.17 diatas terlihat bahwa bagian dalam pipa (*innert part*) memiliki konsentrasi *stress* yang lebih tinggi jika dibandingkan dengan bagian lainnya, yang diindikasikan dengan adanya sebaran warna kuning kemerahan pada bagian tersebut. . Besarnya nilai *stress* pada bagian tersebut menyebabkan energi yang dibutuhkan untuk menyebabkan kegagalan menjadi lebih kecil. Dari hasil simulasi Autodesk Inventor diatas terlihat bahwa terjadi konsentrasi *stress* pada bagian dalam *elbow*, yaitu sebesar 160 Mpa atau sekitar 58.6% dari *Specific Minimum Yield Strenght* (SMYS) pipa tersebut, yaitu 290 Mpa. Hasil ini menunjukkan bahwa bagian pipa *elbow* rentan terhadap SCC terutama jenis *near-neutral-pH* SCC, dilihat dari *range* pH tanah yang berkisar 6-7.

A. Beaver (2006) menjelaskan bahwa salah satu jenis SCC yang sering terjadi adalah *near-neutral-pH* SCC (SCC pada rentan pH 6-7). Beaver menjelaskan bahwa salah satu penyebab fenomena ini terjadi adalah meningkatnya nilai *local stress* yang disertai dengan peristiwa korosi, *gouges*, dan

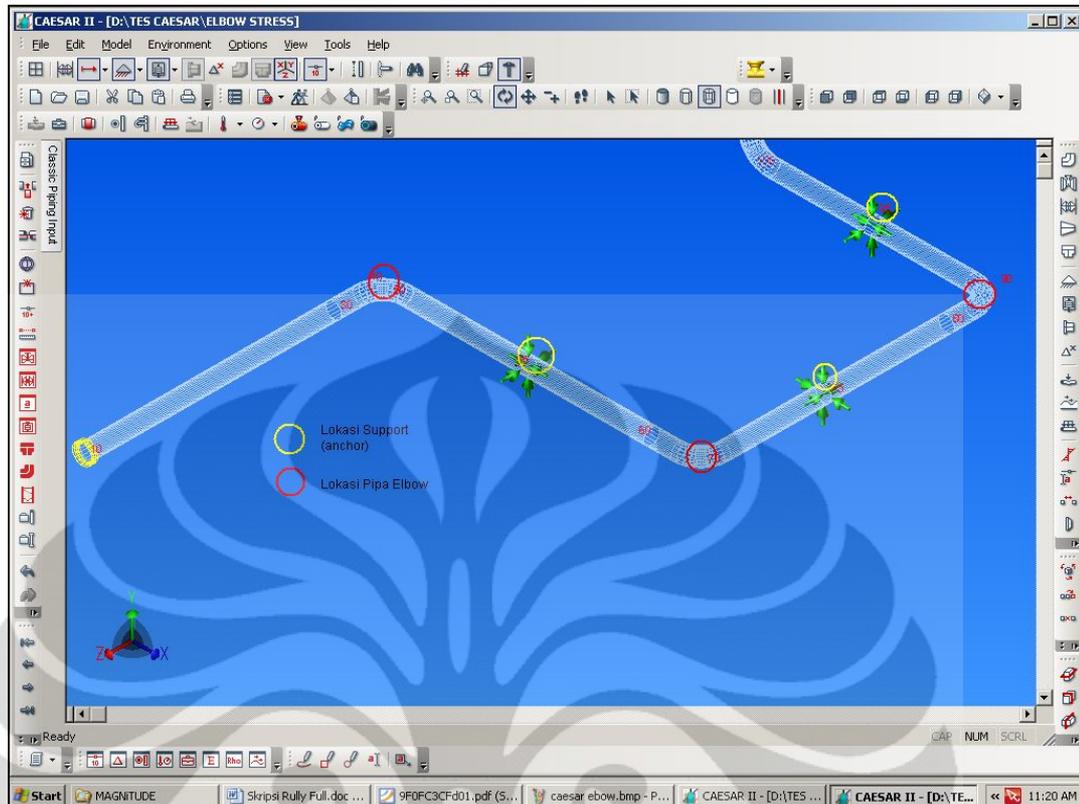
adanya *stress concentration*. Fenomena ini biasanya ditemui pada bagian *elbow* ataupun *welded pipe*.

4.4.3 Analisis Konsentrasi Tegangan Pipa Menggunakan Caesar II.5.1

Penggunaan perangkat lunak Caesar II 5.1 bertujuan untuk menganalisis tegangan pada bagian pipa *elbow* pada saat pipa tersebut beroperasi. Hasil dari permodelan Caesar II.5.1 adalah sebagai berikut:



Gambar 4.18 Permodelan pipa pada Caesar II.5.1



Gambar 4.19 Bagian *bending* pada pipa (Nodal 60,70,90) dan *supports*.

Hasil dari simulasi *stress* dari Caesar II.5.1 dapat dilihat pada Lampiran C. Dari hasil tersebut terlihat bahwa pada kasus beban ekspansi, (beban akibat panas) pada *loadcase* 8,9,10 dan 11, *bending stress* pada pipa *elbow* merupakan *stress* yang paling tinggi pada sistem, yaitu pada nodal 40 (666-679 kg./sq. cm.), meskipun nilainya masih dalam kategori *allowable*. Pada bagian *elbow* lain (nodal 70 dan 90) tidak terjadi kenaikan *stress* yang cukup signifikan. Posisi *elbow* pada nodal 40 yang berhubungan langsung dengan *nozzle* menyebabkan panas yang diterima adalah panas yang dihasilkan langsung dari *dynamic equipment*, baik pompa, *heat exchanger*, ataupun turbin. Selain itu posisinya terhubung langsung dengan *equipment* membuatnya lebih kaku sehingga nilai *stress* nya lebih tinggi. Apabila kondisi ini terjadi dalam kurun waktu yang cukup lama, diprediksi pipa *elbow* pada nodal 40 akan kehilangan kekuatannya dalam menahan beban yang diberikan. Kondisi ini juga akan memicu *Stress Corrosion Cracking* secara tiba-tiba apabila pipa tersebut berada pada lingkungan yang korosif, seperti pada daerah segmen I.

4.5 Keandalan Pipa *Elbow*

Keandalan dihitung dengan menggunakan simulasi Monte Carlo dibantu dengan *software* minitab untuk menentukan distribusi dari *corrosion rate* sebagai variabel *random*. Keandalan pipa dianalisis untuk kurun waktu 10 tahun. Berikut moda kegagalan yang telah ditentukan sesuai dengan Persamaan 14.

$$G(x) = \alpha - CR \cdot t \dots\dots\dots(14)$$

dimana α adalah ketebalan pipa minimum yang diizinkan (*Minimum Allowable Wall Thickness, MAWT*), (mm), Menurut ASTM B.31 G besarnya nilai adalah 80% dari *wall thickness* pipa. CR adalah *corrosion rate* pipa (mm/tahun), dan t adalah tahun. Nilai CR dihitung menggunakan persamaan yang telah dijelaskan pada bagian 3.3.3 Teknik Perhitungan Laju Korosi, sebagai berikut:

$$CR = CR_B \cdot F_T \cdot F_{CP} \cdot F_{CE} \dots\dots\dots(13)$$

dimana CR adalah *corrosion rate* (mm/year), CR_B adalah *basic corrosion rate* (mm/year), F_{SR} adalah faktor pengali untuk resistivitas tanah, F_T adalah faktor pengali untuk temperatur, F_{CP} adalah faktor pengali untuk proteksi katodik, dan F_{CE} adalah faktor pengali untuk efektifitas *coating*

Berikut adalah data yang digunakan untuk menghitung keandalan pipa *elbow* pada setiap segmen:

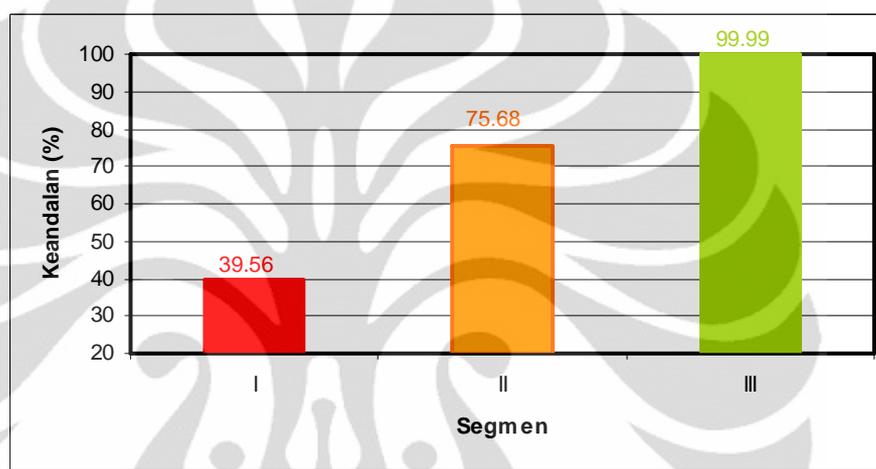
Tabel 4.3 Data perhitungan keandalan

Segmen	CR _B (mpy)	CR _B (mm/yr)	CR _B Mean	CR _B St.Deviasi	Thickness (mm)	MAWT (α , mm)	F _T	F _{CP}	F _{CE}
Segmen I	29.98	0.7615	0.5214	0.2416	4.55	3.64	1	0.8	1
	20.64	0.5243							
	10.96	0.2784							
Segmen II	15.01	0.3813	0.3302	0.0474	4.55	3.64	1	1	1
	12.67	0.3218							
	11.32	0.2875							
Segmen III	8.636	0.2194	0.1020	0.1026	4.55	3.64	1	1	1
	2.248	0.0571							
	1.158	0.0294							

Dari perhitungan keandalan pipa *elbow* pada setiap segmen didapat data sebagai berikut:

Tabel 4.4 Hasil perhitungan keandalan

Segmen	N. Iterasi	N Failure	Keandalan (%)
I	10000	6044	39.56
II	10000	2431	75.68
III	10000	56	99.99



Gambar 4.20 Grafik hasil perhitungan keandalan

Dari grafik pada Gambar 4.20 di atas terlihat bahwa untuk kurun waktu 10 tahun, keandalan segmen I adalah 39.56%, segmen II 75.68%, dan segmen III 99.99%. Hal ini menunjukkan bahwa segmen I sangat rentan terhadap kegagalan dibandingkan segmen II dan segmen III. Hal ini dikarekan oleh tingginya tingkat korosifitas tanah pada segmen I yang berada dilingkungan pantai dan rawa yang basah. Hasil yang didapat dari penelitian ini didukung dengan *failure record* yang dimiliki oleh PT. X yang menunjukkan bahwa pada segmen I sering terjadi kebocoran pipa, seperti yang terlihat pada Tabel 4.1

Dari hasil penelitian in diharapkan operator lapangan lebih memfokuskan *maintenance* pada pipa yang berada di segmen I. Bentuk *maintenance* yang dilakukan bisa berupa pengecekan potensial pipa secara berkala pada test poin, pengecekan lapisan pelindung (*coating*) pada pipa, serta pengecekan efektifitas CP yang telah dipasang.

BAB 5

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, maka didapatkanlah beberapa kesimpulan, antara lain:

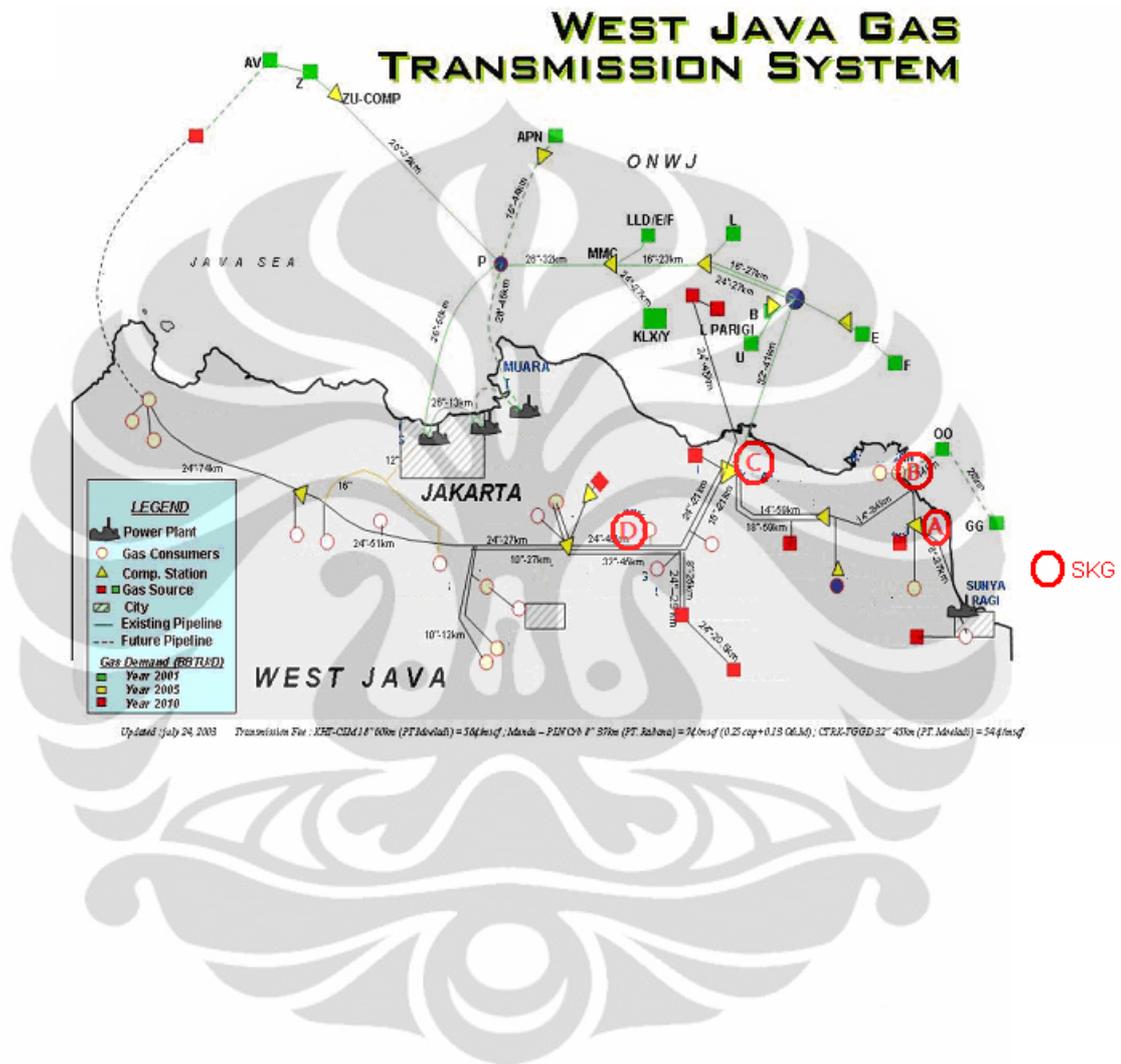
1. Keandalan pipe *elbow* pada segmen I adalah 39.56%, segmen II adalah 75.68%, dan segmen III adalah 99.99%.
2. Pengamatan struktur mikro menunjukkan bahwa ukuran butir pipa *elbow* lebih besar (16,5 μm) dibandingkan ukuran butir pipa lurus (10.84 μm) sehingga menyebabkan laju korosi pipa lurus lebih tinggi dibandingkan pipa *elbow*. Hasil permodelan Autodesk Inventor memperlihatkan bahwa terjadi konsentrasi tegangan pada pipa *elbow* sebesar 160 MPa, sementara itu hasil permodelan Caesar II.5.1 menunjukkan bahwa *bending stress* pada pipa *elbow* merupakan *stress* paling tinggi (666-679 kg./sq. cm) pada saat kondisi operasi.
3. Nilai resistivitas tanah berbeda untuk setiap segment pipa milik PT.X. Nilai resistivitas tanah pada segmen I berada pada level *very corrosive* (<500 Ω -cm), segmen II berada pada level *corrosive* (500-1000 Ω -cm), dan segmen II berada pada level *moderately corrosive* (1000-2000 Ω -cm). Sedangkan pH tanah berkisar antara 5-7 untuk semua segmen pipa. Laju korosi pipa *elbow* meningkat seiring dengan penurunan nilai resistivitas. Sedangkan nilai pH tidak menunjukkan pengaruh yang signifikan terhadap laju korosi pipa *elbow*.

Daftar Pustaka

1. Biro Riset LM FEUI. (2010). *Analisis Industri Minyak dan Gas Indonesia: Masukan Bagi Pengelolaan BUMN*. Jakarta. LM FEUI.
2. A. Beaver, Johan, dkk. (2006). *External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipeline*. ASM Handbook Vol. 13C. Corrosion.
3. Tien, Shiaw-Wen, dkk (2007). *Study of risk-based piping inspection guideline system*. ScienceDirect Journal, diakses 15 April 2011.
4. Iman, Nur. (2007). Skripsi: *Analisis Keandalan Jaringan Pipa Gas Dengan Simulasi Monte Carlo*. Bandung. ITB Bandung.
5. Zaidun, Yasin.(2010).Thesis: *Analisis Perbandingan Metode Assessment Berbasis Resiko Dengan Metode Assessment Berbasis Waktu Pada Stasiun Pengolahan Gas*. Jakart. UI.
6. La Susa, Phil. (2009). *Lab testing reveals relationship among soil quality, Corrosion, and The Pipeline Environment..* Presented at AGA's 2009 Operation Conference and Biennial Exhibiton in Pittsburgh, PA.USA.
7. C. L. Durr and J.A Beaver. (1998). *Technique for assesment of soil corrosivity*. Paper No. 667. Corrosion 98. NACE Internasional.
8. Kalantzis, Eugenia.(1997). Thesis: *Prediction of Soil Corrosivity Using Linear Polarization*. McGill University, Montreal.
9. Folga, S.M.(2007).*Natural Gas Pipeline Technology Overview*.U.S Department of Energy. USA.
10. Alfon S, Patuan.(2010). Penelitian I Disertasi: *Pengembangan Metode Inspeksi Berbasis Resiko Pada Pipa Transmisi Gas Onshore*.UI.Depok.
11. Parisher, Roy A.(2002).Book:*Pipe Drafting and Design*.Woburn, MA. Gulf Profesional Publishing.

12. www.pipe-fitting.net/video.html####. Diakses pada 19 Mei 2011
13. Rosyid, D.M.(2007).*Pengantar Rekayasa Keandalan*. Surabaya: Airlangga University Press.
14. Ihsan, dkk.(2002).*Analisis Pengaruh Jenis Tanah Terhadap Tegangan Permukaan Tanah*.Yogyakarta.Jurnal Teknik Elektro Emitor.
15. Canadian Association of Petroleum Produces.(2009).*Mitigation of External Corrosion on Buried Pipeline System*.Alberta,Canada.
16. Restudy, Julain. (2008). *Skripsi: Studi Morfologi Mikrostruktur Baja HSLA*.FTUI. Depok
17. WE, Redian. (2011). *Skripsi: Analisis Keanadalan Pipa Lurus Akibat Korosi Eksternal Pada Jalur Pipa Transmisi Gas Dengan Menggunakan Simulasi Monte Carlo*.FTUI. Depok
18. American Petroleum Industri (2008). *API RP RBI 581 Risk Based Inspection Technology*. Washington DC, US. API Publishing Service.
19. Abdi, Khusnul. (2010). *Skripsi: Analisa Umur Kelelahan Pada Bottom Plate FPSO Dengan Metode Elastic Plastic Fracture Mechanics Berbasis Keandalan*. Surabaya.ITS

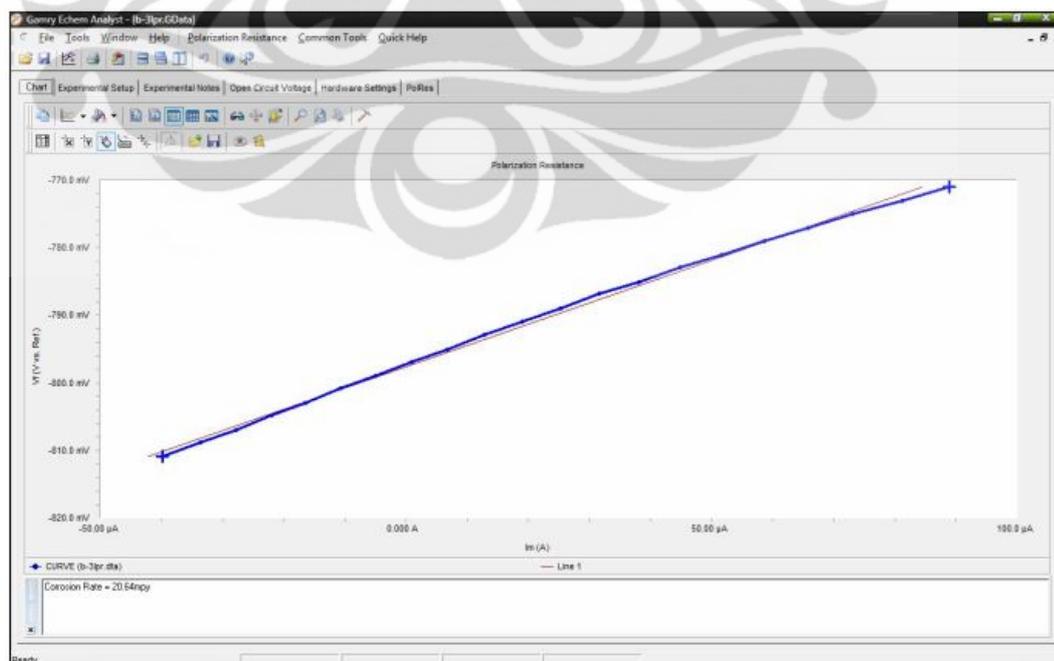
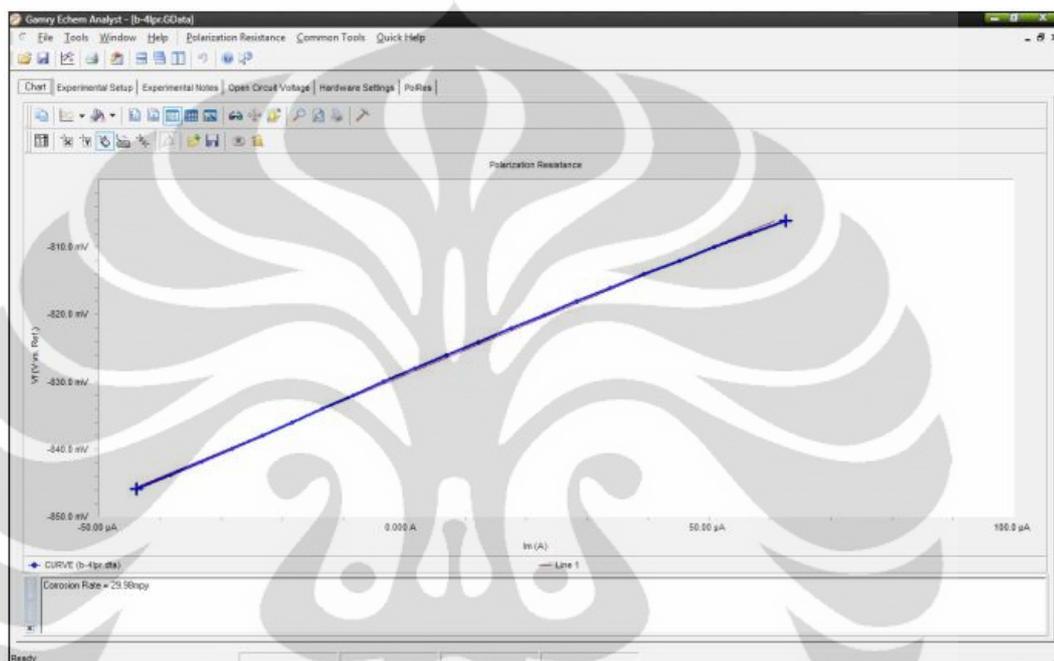
LAMPIRAN A
 PETA JALUR PIPA TRANSMISI MILIK PT.X

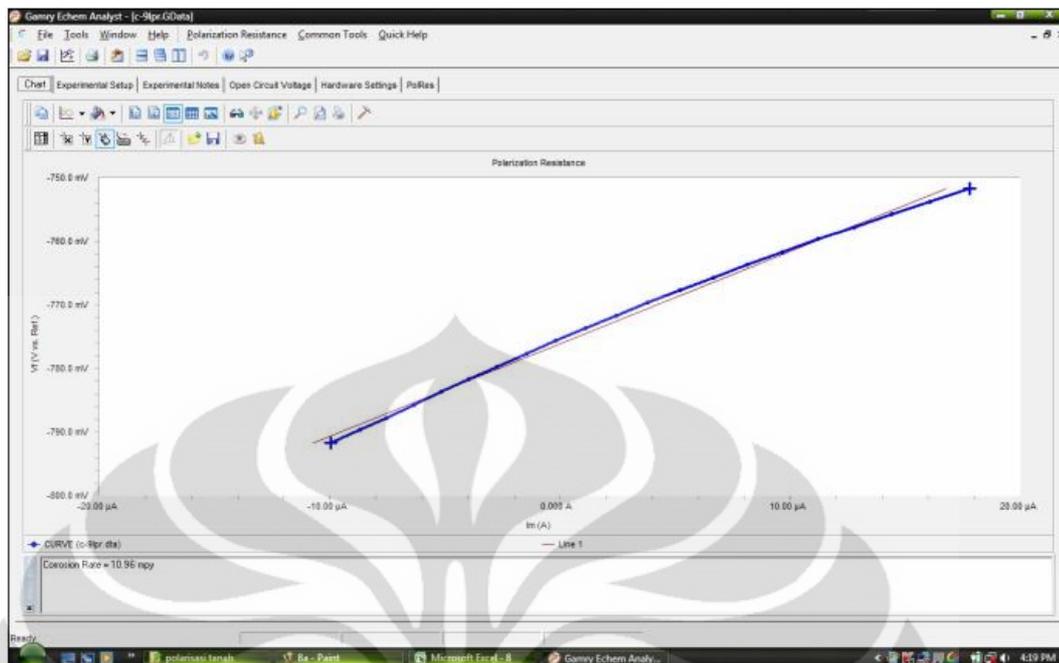


LAMPIRAN B

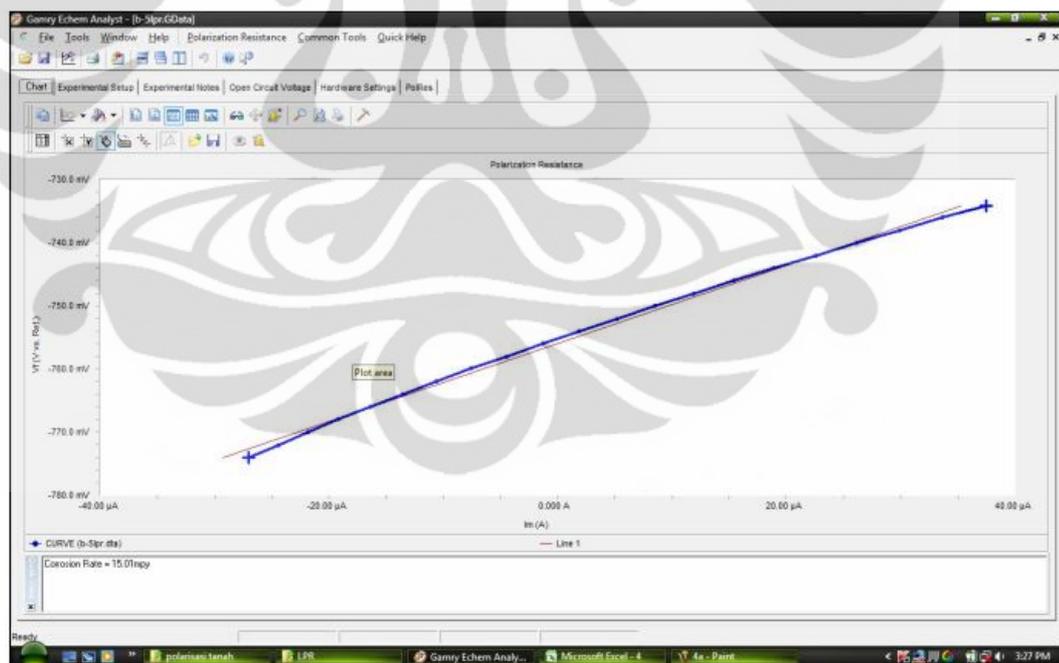
GRAFIK HASIL PENGUJIAN POLARISASI PIPA

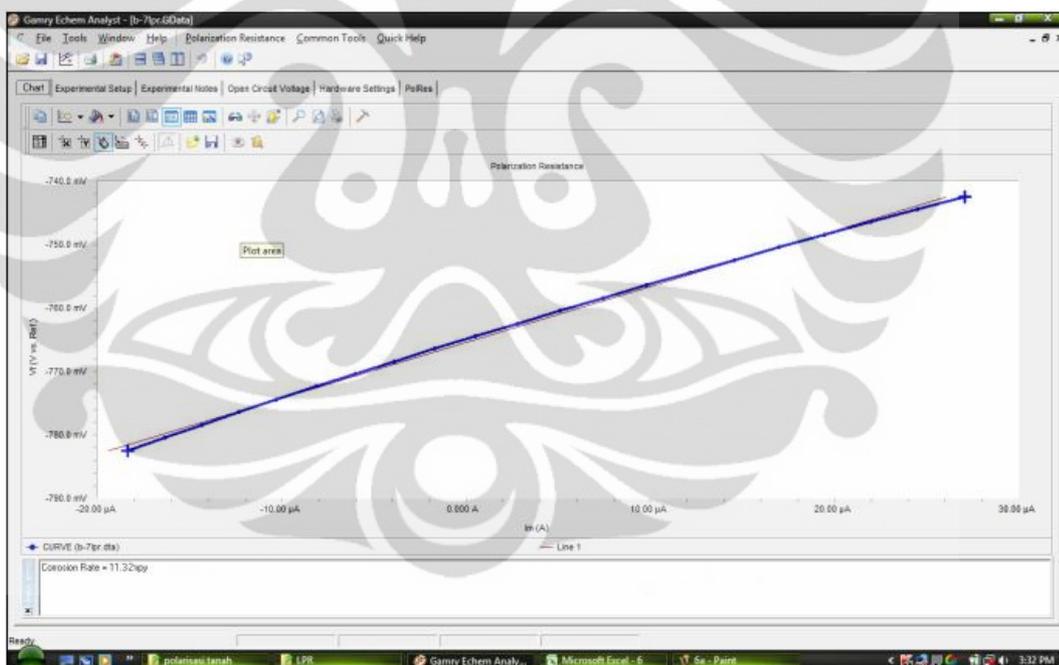
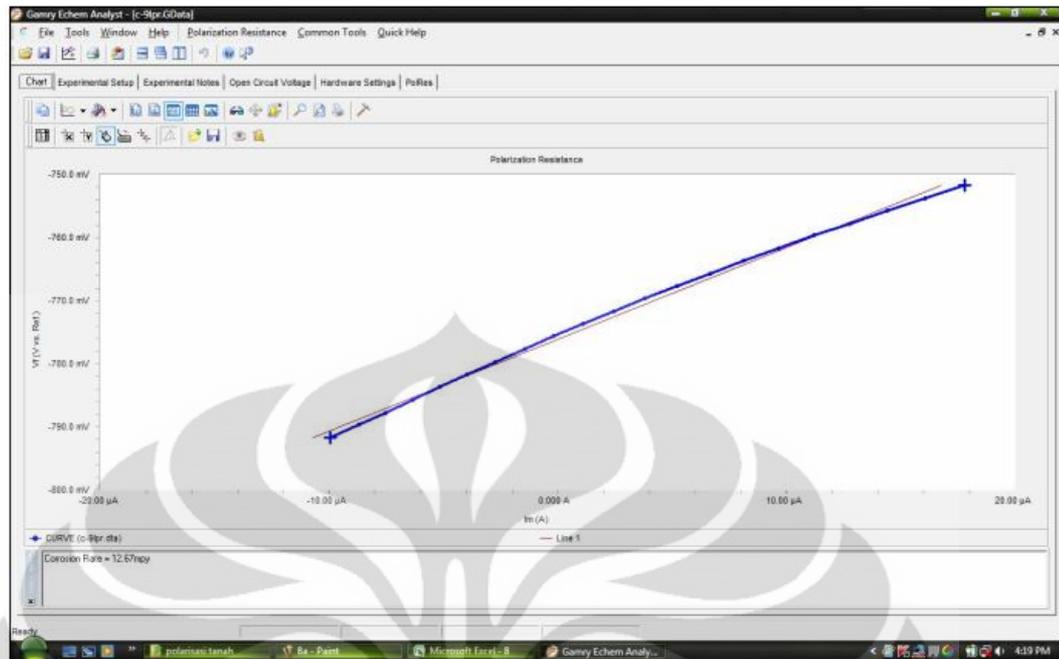
B.1 Grafik Hasil Polarisasi Pada Segmen I (Dari atas ke bawah: Km. 14, 13.5, dan 15)



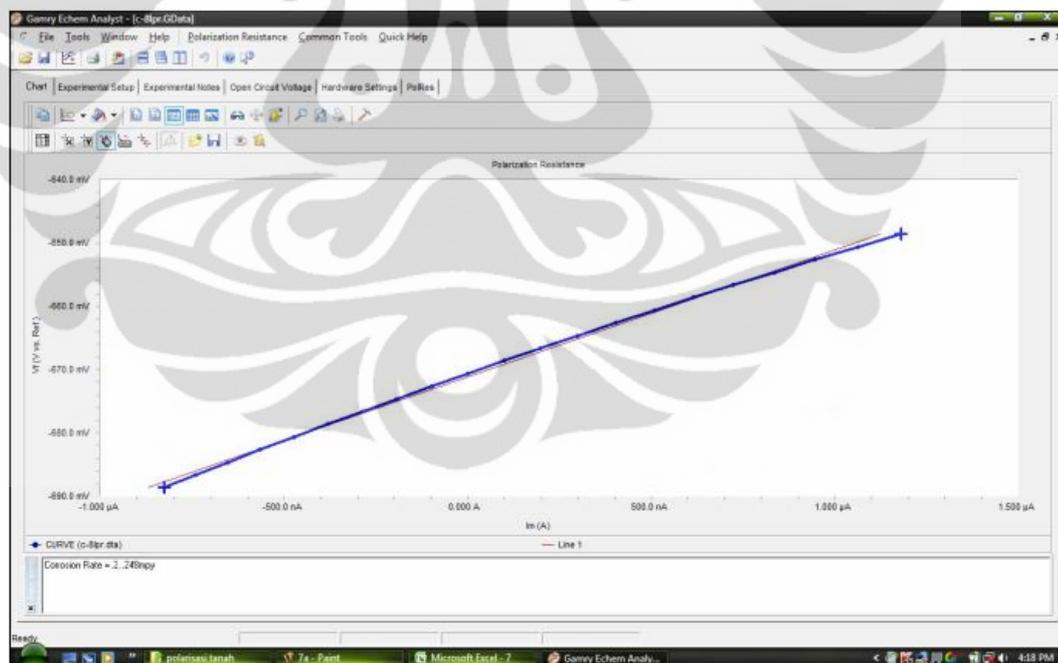
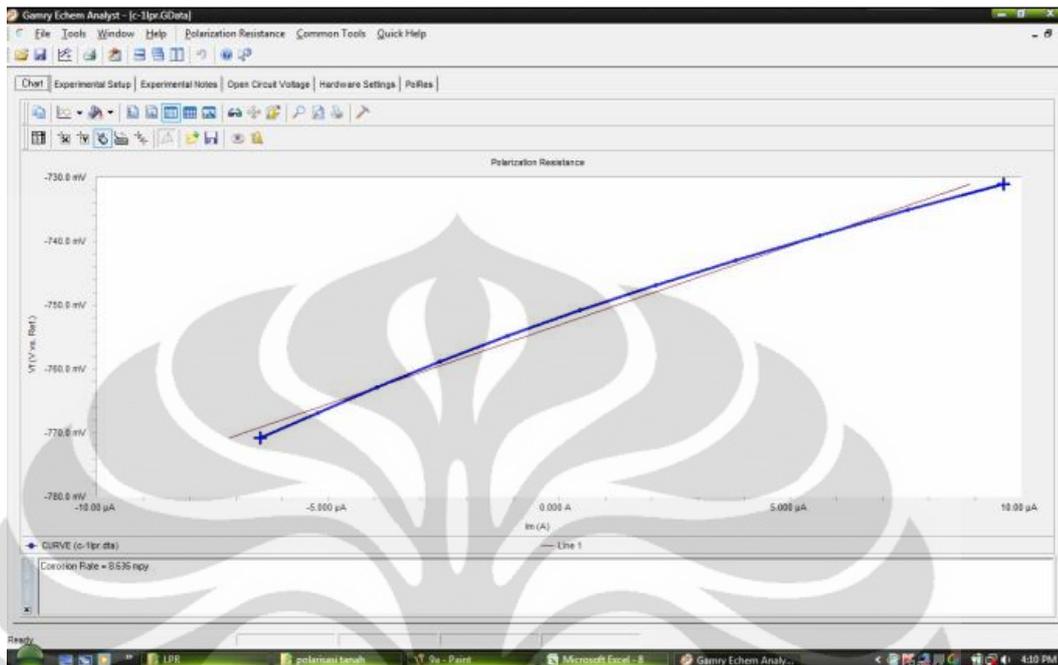


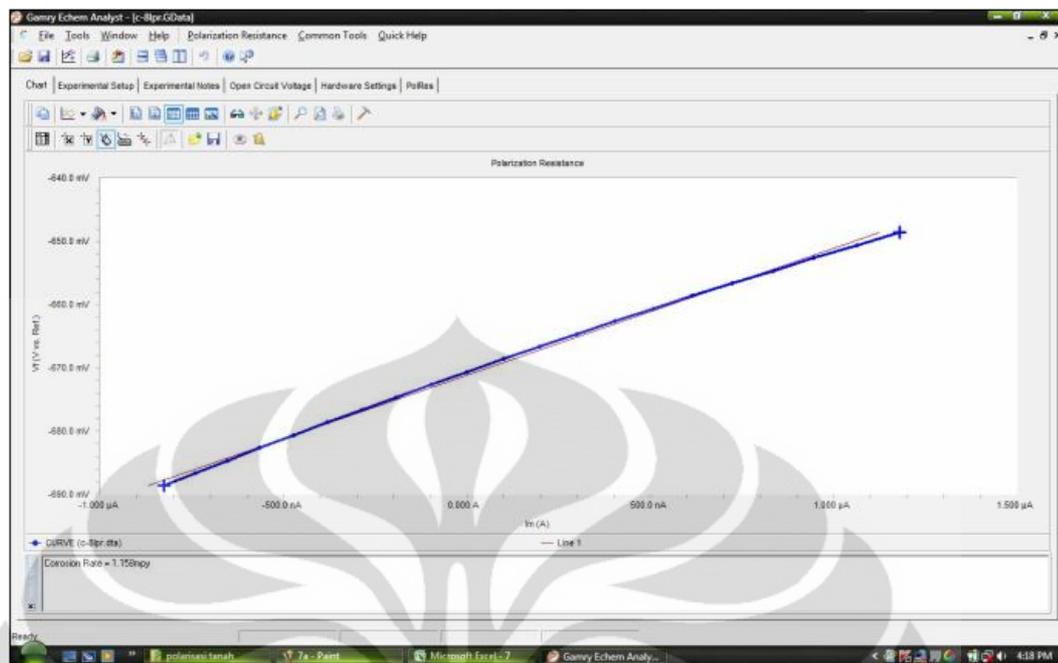
B.2 Grafik Hasil Polarisasi Pada Segmen II (Dari atas ke bawah: Km. 42, 23, dan 13)





B.3 Grafik Hasil Polarisasi Pada Segmen III (Dari atas ke bawah: Km. 31, 21, dan 15)





LAMPIRAN C
STRESS SUMMARY CAESAR II.5.1

CAESAR II Ver.5.10.00, (Build 070917) Date: JUN 6, 2011
 Time: 11:15
 Job: D:\TES CAESAR\ELBOW STRESS
 Licensed To: DEALR/EVAL COPY -- ID #4369
 STRESS SUMMARY REPORT: Highest Stresses Mini Statement
 Various Load Cases

LOAD CASE DEFINITION KEY

CASE 7 (SUS) W+P1
 CASE 8 (EXP) L8=L2-L7
 CASE 9 (EXP) L9=L3-L7
 CASE 10 (EXP) L10=L4-L7
 CASE 11 (EXP) L11=L5-L7
 CASE 16 (OCC) L16=L12+L7
 CASE 17 (OCC) L17=L12+L7
 CASE 18 (OCC) L18=L12+L7
 CASE 19 (OCC) L19=L12+L7

Piping Code: B31.3 = B31.3 -2006, May 31, 2007

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 7 (SUS) W+P1

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 7 (SUS) W+P1
 CodeStress Ratio (%): 86.9 @Node 120
 Code Stress: 1221.6 Allowable: 1406.0
 Axial Stress: 995.9 @Node 109
 Bending Stress: 226.0 @Node 120
 Torsion Stress: 21.7 @Node 39
 Hoop Stress: 2013.3 @Node 30
 3D Max Intensity: 2089.8 @Node 39

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 8 (EXP) L8=L2-L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 8 (EXP) L8=L2-L7
 CodeStress Ratio (%): 27.7 @Node 40
 Code Stress: 678.9 Allowable: 2450.6
 Axial Stress: 114.7 @Node 30
 Bending Stress: 678.9 @Node 40
 Torsion Stress: 11.7 @Node 100
 Hoop Stress: 0.0 @Node 20
 3D Max Intensity: 685.6 @Node 40

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 9 (EXP) L9=L3-L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 9 (EXP) L9=L3-L7
 CodeStress Ratio (%): 27.7 @Node 40
 Code Stress: 679.6 Allowable: 2450.6
 Axial Stress: 115.5 @Node 30
 Bending Stress: 679.6 @Node 40
 Torsion Stress: 12.8 @Node 109
 Hoop Stress: 0.0 @Node 20
 3D Max Intensity: 687.0 @Node 40

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 10 (EXP) L10=L4-L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 10 (EXP) L10=L4-L7
 CodeStress Ratio (%): 27.2 @Node 40
 Code Stress: 666.4 Allowable: 2450.6
 Axial Stress: 114.9 @Node 20
 Bending Stress: 666.4 @Node 40
 Torsion Stress: 12.5 @Node 100
 Hoop Stress: 0.0 @Node 20
 3D Max Intensity: 673.6 @Node 38

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 11 (EXP) L11=L5-L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 11 (EXP) L11=L5-L7
 CodeStress Ratio (%): 27.7 @Node 40
 Code Stress: 678.2 Allowable: 2450.6
 Axial Stress: 113.9 @Node 30
 Bending Stress: 678.2 @Node 40
 Torsion Stress: 12.4 @Node 100
 Hoop Stress: 0.0 @Node 20
 3D Max Intensity: 684.1 @Node 40

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 16 (OCC) L16=L12+L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 16 (OCC) L16=L12+L7
 CodeStress Ratio (%): 66.9 @Node 120
 Code Stress: 1251.9 Allowable: 1870.0
 Axial Stress: 996.1 @Node 109
 Bending Stress: 256.2 @Node 120
 Torsion Stress: 22.0 @Node 39
 Hoop Stress: 2013.3 @Node 30
 3D Max Intensity: 2120.3 @Node 120

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 17 (OCC) L17=L12+L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 17 (OCC) L17=L12+L7
 CodeStress Ratio (%): 66.9 @Node 120
 Code Stress: 1251.9 Allowable: 1870.0
 Axial Stress: 996.1 @Node 109
 Bending Stress: 256.2 @Node 120
 Torsion Stress: 22.0 @Node 39
 Hoop Stress: 2013.3 @Node 30
 3D Max Intensity: 2120.3 @Node 120

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 18 (OCC) L18=L12+L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.) LOADCASE 18 (OCC) L18=L12+L7
 CodeStress Ratio (%): 66.9 @Node 120
 Code Stress: 1251.9 Allowable: 1870.0
 Axial Stress: 996.1 @Node 109

Bending Stress:	256.2	@Node	120
Torsion Stress:	22.0	@Node	39
Hoop Stress:	2013.3	@Node	30
3D Max Intensity:	2120.3	@Node	120

CODE STRESS CHECK PASSED : LOADCASE 19 (OCC) L19=L12+L7

Highest Stresses: (Kg./sq.cm.)	LOADCASE 19 (OCC) L19=L12+L7
CodeStress Ratio (%):	66.9 @Node 120
Code Stress:	1251.9 Allowable: 1870.0
Axial Stress:	996.1 @Node 109
Bending Stress:	256.2 @Node 120
Torsion Stress:	22.0 @Node 39
Hoop Stress:	2013.3 @Node 30
3D Max Intensity:	2120.3 @Node 120

