



UNIVERSITAS INDONESIA

**PENGARUH KOROSI ATMOSFER LINGKUNGAN AIR LAUT
TERHADAP DISAIN KETEBALAN PIPA PENYALUR
DENGAN METODA *PIPELINE RISK MANAGEMENT***

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains
pada Program Studi Ilmu Material, Fakultas Matematika dan
Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia**

**A.DAEROBI
1006827083**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI ILMU MATERIAL
PROGRAM PASCA SARJANA
JAKARTA
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : A.Daerobi
NPM : 1006827083
Tanda Tangan : 
Tanggal : 7 Juli 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : A. Daerobi
NPM : 1006827083
Program Studi : Ilmu Bahan-Bahan/Material
Judul Tesis : Pengaruh Korosi Atmosfer lingkungan Air Laut Terhadap Disain Ketebalan Pipa Penyalur dengan Metoda *Pipeline Risk Management*.

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Studi Ilmu Bahan-Bahan/Material, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Ketua Dewan Penguji : Dr. Azwar Manaf, M.Met (.....)

Pembimbing/
Sekretaris Sidang : Dr. Ir. M. Yudi M. Solihin, MBA, M.Si (.....)

Penguji I : Dr. Azwar Manaf, M.Met (.....)

Penguji II : Dr. Budhy Kurniawan (.....)

Penguji III : Dr. Ir. M. Yudi M. Solihin, MBA, M.Si (.....)

Ditetapkan di : Jakarta.

Tanggal : 7 Juli 2012

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah swt. karena atas berkat dan rahmat-Nya penulis diberikan segala jalan kemudahan dan kelancaran sehingga dapat menyelesaikan tesis ini. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, mulai dari awal perkuliahan hingga sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. M. Yudi Masduky Solihin, MBA, M.Sc., selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, pikiran, dan tenaga untuk mengarahkan penulis dalam penyusunan tesis ini;
2. Ir. To'at Nursalam, Drs. Sundjono, Ari Yestesia, S.Si., dan pihak-pihak lainnya dari Pusat Penelitian Metalurgi-LIPI, yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data-data sekunder, literatur-literatur penunjang, saran-saran, dan juga melaksanakan pengujian akselerasi korosi;
3. Hendra Adinanta, ST dari Pusat Penelitian Fisika-LIPI dan Ngatenan, A.Md. dari Pusat Penelitian KIM-LIPI, yang telah banyak membantu dalam pengujian tarik material dan pembuatan preparat sampel uji;
4. Kedua orang tua dan keluarga yang telah banyak memberikan bantuan dukungan finansial, material, dan moral; serta
5. R.Ibrahim STP, M.Si, rekan seperjuangan selama kuliah yang telah bersama-sama melakukan pengujian laboratorium dan memberikan saran-saran positif selama melakukan penelitian.

Akhir kata, semoga Allah swt. berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah banyak membantu. Semoga tesis yang sederhana ini dapat bermanfaat bagi yang membacanya.

Jakarta, Juli 2012,
A.Daerobi

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

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertandatangan di bawah ini:

Nama : A.Daerobi
NPM : 1006827083
Program Studi : Ilmu Bahan-Bahan/Material
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

“Pengaruh Korosi Atmosfer lingkungan Air Laut Terhadap Disain Ketebalan
Pipa Penyalur dengan Metoda *Pipeline Risk Management*”

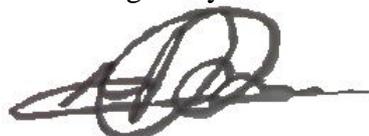
beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 7 Juli 2012

Yang menyatakan



(A.Daerobi)

ABSTRAK

Nama : A.Daerobi
Program Studi : Ilmu Bahan-Bahan/Material
Judul : Pengaruh Korosi Atmosfer lingkungan Air Laut Terhadap Disain Ketebalan Pipa Penyalur dengan Metoda *Pipeline Risk Management*.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh korosi atmosfer lingkungan air laut terhadap disain ketebalan pipa penyalur. Dilakukan pengujian uji komposisi dan uji tarik untuk mengetahui indentifikasi pipa penyalur sesuai dengan API 5L grade B. kemudian dilakukan pengukuran ketebalan aktual pipa untuk mengetahui sisa umur pakai, dilakukan pengujian korosi dengan metoda *salt spray* dan pengujian lapangan berdasarkan data yang ada, mereview dan menganalisa data *pipeline* untuk mengetahui nilai risk tertinggi yang dijadikan asumsi dasar ketebalan pipa untuk daerah yang akan dijadikan tempat jalur pipa penyalur. Hasil kalkulasi, sisa umur berdasarkan ketebalan pipa API 5L grade B dapat layak operasi. Dengan laju korosi 0.67 ipy maka ketebalan untuk lingkungan air laut adalah 0.71 inci. dan hasil perhitungan risk tertinggi adalah 4.02 maka ketebalan yang tepat adalah 0.51 inci. Dengan ketebalan jauh dari ketebalan nominal maka dianjurkan pipa yang melewati laut atau bermalam hingga berhari-hari di dermaga atau pelabuhan perlu dilakukan *Coating* agar pada saat pemasangan tidak mengalami kemunduran disain.

Kata kunci: Identifikasi API 5L, analisa ketebalan, korosi atmosfer, Risk

ABSTRACT

Name : A. Daerobi
Courses : Material Science
Title : Effect of Atmospheric Corrosion Sea environment The thickness of the pipeline design Suppliers with Pipeline Risk Management Method.

The main aim of this experiment is to analyze the influence of atmospheric corrosion of sea water environment to the thickness design of the conduit. Tests performed are the composition test and tensile test to determine the identification conduit in accordance with API 5L grade B. Thereafter, the actual thickness of the pipe is measured to determine the remaining life, corrosion testing performed by the method of salt spray and field testing based on existing data. The pipeline data are reviewed and analyzed to determine the highest risk to be the basic assumption thickness of the pipe to be used in the area of the supplier pipeline. The results of calculation of the pipeline remaining life based on the thickness of the API 5L grade B have a can reasonable operated. With the corrosion rate of 0.67 (ipy) thickness for seawater environment is 0.71 inches and from the risk management, highest risk calculation is 4.02 with the proper thickness is 0.51 inches. With a thickness far from the nominal thickness of pipe, it is recommended for the pipes, that are distributed through the sea till stay up for days on the pier or port, to be coated so by the time of installation it will not experience a setback design.

Key words: Identification of API 5L, analysis of thickness, atmospheric corrosion, Risk

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR	v
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xii
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan	2
1.3. Perumusan Masalah	2
1.4. Batasan masalah	2
1.5. Manfaat Penelitian	2
1.6. Sistematika Penulisan	3
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Jenis – Jenis Atmosfer	5
2.2. Korosi Atmosfer	9
2.3. Faktor-faktor yang mempengaruhi korosivitas atmosfer	10
2.4. Korosi Sumuran	11
2.5. Korosi Erosi	12
2.6. Laju Korosi	12
2.7. <i>Pipeline Risk Management</i>	15
2.7.1. Dasar Konsep Risiko	16
2.7.2. Probabilitas	18
2.7.3. Konsekuensi (<i>Consequences</i>)	19
BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN	20
3.1. Diagram Alir Metode Penelitian	20
3.2. Waktu dan Tempat Penelitian	21
3.3. Material Sampel	21
3.4. Persiapan dan Pembuatan Benda Uji	22
3.4.1. Uji Komposisi	22
3.4.2. Uji Tarik	22
3.4.3. Uji Korosi	23
3.5. Prosedur Pengujian	23
3.5.1. Pengujian Komposisi	23
3.5.2. Pengujian <i>Tensile Strength</i>	24
3.5.3. Pengujian Kekerasan	27
3.5.4. Pengujian Korosi	27
3.5.5. Pengujian Metalografi	29
3.6. Penilaian Resiko Model Indeks	33

3.7. Perhitungan Model <i>Risk Pipeline</i>	35
3.7.1. Probabilitas.....	35
3.7.2. Konsekuensi / <i>leak Impact Factor</i>	38
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	39
4.1. Identifikasi Material API 5L	39
4.1.1. Analisis Hasil Pengujian Komposisi Kimia	39
4.1.2. Analisis Hasil Pengujian Uji Tarik	41
4.1.3. Analisis Nilai Kekerasan dari Hasil Uji Tarik	43
4.2. Analisa Hasil Uji Metalografi	46
4.2.1. Analisis Hasil Uji Metalografi Sampel Utuh	46
4.2.2. Analisis Hasil Uji Metalografi Sampel Terkorosi.....	47
4.3. Analisis Ketebalan Pipa dan Sisa Umur Pakai API 5L Grade B diameter 6 inci	48
4.4. Pengaruh Korosi Atmosfer	50
4.4.1. Analisis Hasil Uji Korosi Metoda <i>Salt Spray</i>	50
4.4.2. Analisis Hasil Perbandingan Data <i>Salt Spray</i> dan Lapangan Hasil Validasi Penelitian Sebelumnya	55
4.4.3 Analisis Ketebalan Pipa dengan Pengaruh Korosi Atmosfer.....	56
4.5. Analisis Risk Management	60
4.5.1. <i>Third Party Damae</i>	60
4.5.2. <i>Corrosion index</i>	61
4.5.3. <i>Design index</i>	61
4.5.4. <i>Incorrect Operations</i>	62
4.5.5. <i>LIF</i>	62
4.5.6. Analisis <i>Probability</i> dan <i>Consequences</i>	63
4.5.7. Risk Matrik.....	65
4.6. Analisis Hubungan Ketebalan Disain dengan Tingkat Risk	66
KESIMPULAN DAN SARAN	69
DAFTAR PUSTAKA	70
LAMPIRAN	72

DAFTAR TABEL

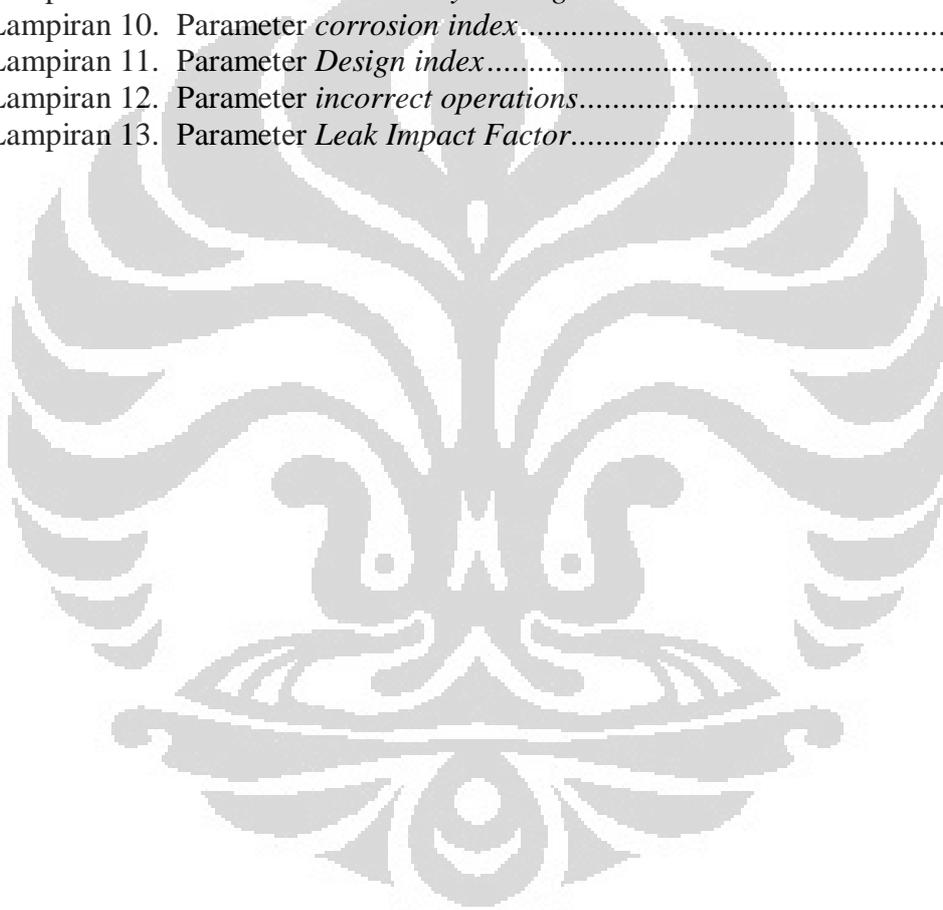
Tabel 2.1.	Hubungan laju korosi dan ketahanan korosi	13
Tabel 2.2.	Tingkat korosivitas lingkungan udara berdasarkan standar ISO 9223.....	13
Tabel 3.1.	Skor maksimum indeks kerusakan pihak ketiga	36
Tabel 3.2.	Skor maksimum indeks korosi	37
Tabel 3.3.	Skor maksimum indeks disain	37
Tabel 3.4.	Skor maksimum <i>incorrect operation</i>	38
Tabel 3.5.	<i>Leak Impact Factor</i>	38
Tabel 4.1.	Data Hasil Pengujian Komposisi Kimia Sampel API 5L	39
Tabel 4.2.	Perbandingan Data Hasil Pengujian dengan Standar API 5L Grade B.....	40
Tabel 4.3.	Data Hasil Pengujian Tarik Sampel API 5L Dia. 6 Inchi. Utuh.....	41
Tabel 4.4.	Data Hasil Pengujian Tarik Sampel API 5L Dia. 6 Inchi. Terkorosi.....	41
Tabel 4.5.	Data Hasil Analisa Rata-rata Uji Tarik Sampel Tidak Terkorosi .	42
Tabel 4.6.	Data Hasil Nilai Kekerasan.....	43
Tabel 4.7.	Hasil Uji Mekanikal dan Standar API 5L.....	44
Tabel 4.8.	Perbandingan Antara Hasil Uji Kimia dan Mekanis Terhadap Standar API 5L.....	45
Tabel 4.9.	Data Hasil Uji Korosi Salt <i>Spray</i>	50
Tabel 4.10.	Perbandingan R^2 untuk mendapatkan Corrosion Allowable (CA)	56

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Proses korosi atmosfer pada baja.....	4
Gambar 2.2.	Mekanisme korosi sumuran.....	11
Gambar 2.3.	<i>Basic risk assessment model</i>	18
Gambar 3.1.	Flow Chart Metode Penelitian.....	20
Gambar 3.2.	Sampel Uji Pipa API 5L.....	21
Gambar 3.3.	(a). Sampel API 5L belum terkorosi, (b). Sampel API 5L terkorosi	22
Gambar 3.4.	Sampel uji korosi dengan metoda <i>salt spray</i>	23
Gambar 3.5.	Sampel setelah dilakukan uji komposisi	24
Gambar 3.6.	Alat uji tarik.....	25
Gambar 3.7.	Hasil Uji Tarik (a). sampel utuh dan (b). sampel terkorosi.....	26
Gambar 3.8.	Penentuan panjang ukur saat putus sekitar pertengahan.....	27
Gambar 3.9.	Mesin <i>Salt Spray Chamber</i>	28
Gambar 3.10.	Mesin Grinding / Polishing	30
Gambar 3.11.	Mikroskop	32
Gambar 4.1.	Perbandingan <i>Elongation</i> terhadap <i>Tensile Strength</i>	42
Gambar 4.2.	Sampel Utuh API 5L Tanpa Etsa.....	46
Gambar 4.3.	Dengan Etsa, (a). Sampel Utuh Perbesaran 50 nm (b). Sampel Utuh Perbesaran 30 nm.....	46
Gambar 4.4.	Sampel Terkorosi API 5L Tanpa Etsa	47
Gambar 4.5.	Sampel Terkorosi dengan Etsa, (a). API 5L Perbesaran 50 nm dan (b). API 5L Perbesaran 30 nm.....	47
Gambar 4.6.	Kurva laju korosi terhadap ketebalan aktual	49
Gambar 4.7.	Diagram Laju Korosi Metoda <i>Salt Spray</i>	51
Gambar.4.8	Hasil visual korosi atmosfer metoda <i>Salt Spray</i> dengan waktu ekspos (a). 2 jam, (b).4 jam dan (c). 6 jam.....	52
Gambar. 4.9.	Perbandingan Hasil Pengujian Musallam dengan R.Nasution	55
Gambar. 4.10.	Kurva Perbandingan Laju Korosi Hasil Validasi	55
Gambar 4.11.	Kurva ketebalan aktual terhadap laju korosi	58
Gambar 4.12.	Kurva CR terhadap sisa umur.....	59
Gambar 4.13	Hasil <i>Third party damage</i>	60
Gambar 4.14.	Hasil <i>Corrosion index</i> sebelum pengujian mekanis	61
Gambar 4.15	Hasil <i>Design index</i> terhadap <i>Risk</i>	61
Gambar. 4.16	Hasil <i>Incorrect operations index</i>	62
Gambar. 4.17	Hasil <i>Index Sum</i> dan <i>LIF</i>	62
Gambar. 4.18.	Matriks antara PoF dan CoF.....	65
Gambar. 4.19.	Kurva perbandingan t_{design} dengan risk	68

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1.	Data hasil penelitian laju korosi atmosferik	72
Lampiran 2.	Analisa sisa umur sampel pipa API 5L grade B	73
Lampiran 3.	Perhitungan penentuan desain ketebalan.....	74
Lampiran 4.	Data Lapangan Hasil Pengukuran Resistivitas Tanah.....	76
Lampiran 5.	Hasil <i>risk management</i> sebelum dilakukan pengujian mekanis	79
Lampiran 6.	Hasil <i>risk management</i> setelah dilakukan pengujian mekanis	80
Lampiran 7.	Data hubungan t_{actual} dengan risk	81
Lampiran 8.	Data Laju Korosi Atmosfer	82
Lampiran 9.	Parameter <i>Third Party Damage</i>	83
Lampiran 10.	Parameter <i>corrosion index</i>	85
Lampiran 11.	Parameter <i>Design index</i>	88
Lampiran 12.	Parameter <i>incorrect operations</i>	89
Lampiran 13.	Parameter <i>Leak Impact Factor</i>	91



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada perusahaan produksi dan eksplorasi MIGAS kebocoran yang sering terjadi pada instalasi pipa di lapangan produksi umumnya terjadi pada pipa-pipa yang mengalami degradasi (kemunduran) bahan akibat pengaruh lingkungan operasinya, seperti korosi, erosi, dan lain-lain. Selain itu, diakibatkan oleh pengaruh cacat material, seperti laminasi, goresan-goresan akibat fabrikasi, dan lain sebagainya. Kerusakan ini terkadang terjadi pada saat jauh dibawah umur teknis yang direncanakan sehingga menimbulkan kerugian dari segi ekonomi berupa tingginya biaya perusahaan maupun keterlambatan waktu penyerahan hasil produksinya.

Salah satu usaha untuk menanggulangi kerugian dan menghindari kejadian serupa adalah dengan melakukan penelitian terhadap jenis dan faktor penyebab terjadinya kerusakan dan melakukan penilaian serta perhitungan secara kuantitatif terhadap peluang terjadinya kegagalan hal itu berguna untuk menentukan sisa umur pakai sistem pemipaan tersebut. Sisa umur pakai itu disimulasikan terhadap tingkatan resiko yang outputnya berupa penyusunan perencanaan disain ketebalan pipa, pemeriksaan dan pembuatan strategi pemeliharaan secara terpadu. Guna menunjang pelaksanaan aktivitas – aktivitas tersebut perlu data-data yang mencakup aspek-aspek disain, metalurgis, fabrikasi, hasil pengukuran dan pengujian lapangan, kondisi-kondisi operasi, dan data historis operasi.

Penilaian resiko dengan mengidentifikasi kemungkinan terjadinya kemunduran mutu bahan dan konsekuensinya pada sistem pemipaan dilapangan eksplorasi dan produksi minyak dan gas dapat dilakukan dengan menggunakan metoda *pipeline risk management*. Analisis ini diharapkan berguna untuk tindakan penanggulangan. Hal ini berguna sebagai langkah pemeriksaan dan untuk pencegahan lebih dini dalam melaksanakan strategi pemeliharaan yaitu menentukan ketebalan pipa yang tepat.

1.2 Rumusan Masalah

Pada penelitian ini ingin dipelajari disain ketebalan pipa penyalur dan manajemen resiko sistem perpipaan terhadap pengaruh korosi atmosfer lingkungan air laut untuk jalur distribusi pipa. Dengan mengetahui manajemen resiko pada sistem perpipaan tersebut maka dapat diprediksi kondisi pipa dengan lokasi yang berbeda pada jalur pipa tersebut secara keseluruhan dan pipa yang tepat untuk pipa ditempat yang akan dijadikan jalur pipa, disamping itu dapat direncanakan langkah-langkah pencegahan kerusakan, inspeksi berkala, dan mencegah masuknya unsur-unsur penyebab korosi

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini hanya dibatasi mengenai disain ketebalan pipa berdasarkan pengaruh korosi atmosfer lingkungan air laut sebagai jalur distribusi dengan tingkat resiko jalur pipa ditempat yang akan dijadikan jalur pipa dengan mengaitkan beberapa faktor – faktor, seperti faktor konstruksi, faktor disain, faktor korosi maupun lingkungan.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah ;

- a. Untuk mengetahui *range* API 5L berdasarkan komposisi dan identitas kekuatan.
- b. Untuk mengetahui kelayakan operasional pipa API 5L.
- c. Untuk mengetahui ketebalan disain untuk lingkungan air laut sebagai jalur distribusi.
- d. Untuk mengetahui ketebalan disain di jalur pipa dengan mengaitkan nilai *risk*.

1.5 Manfaat Penelitian

Dengan adanya penelitian ini diharapkan dapat menjadi pertimbangan dalam mendisain ketebalan pipa serta dapat memperbaiki metoda jalur pemasangan pipa yang dapat mengurangi potensi terjadinya korosi dan rencana perbaikan dalam jangka pendek maupun jangka panjang dapat dilakukan dengan pertimbangan dari aspek biaya dan keselamatan kerja.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan ini adalah sebagai berikut :

Bab I Pendahuluan

Pendahuluan terdiri dari latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian dan sistematika penulisan.

Bab II Tinjauan Pustaka

Tinjauan Pustaka meliputi pemahaman, jenis-jenis atmosfer, korosi atmosfer, faktor-faktor yang mempengaruhi korosivitas atmosfer yaitu: (kandungan debu, gas-gas di atmosfer, kelembaban nisbi, absorpsi lapisan air, embun, curah hujan dan lamanya waktu pembasahan), korosi sumuran, korosi erosi, laju korosi dan *risk management*.

Bab III Metode Penelitian

Metode Penelitian meliputi waktu dan tempat penelitian, metode penelitian, material sampel, persiapan dan pembuatan benda uji, prosedur penelitian, penilaian resiko model indeks, dan perhitungan model *risk pipeline*.

Bab IV Hasil dan Pembahasan

Hasil dan pembahasan ini yaitu identifikasi material API 5L diantaranya data hasil komposisi kimia, data hasil pengujian uji tarik, Analisis nilai kekerasan dari hasil uji tarik, Analisis hasil data uji metallografi. Kemudian Analisis ketebalan pipa dan sisa umur pakai material API 5L grade B diameter 6 inci, pengaruh korosi atmosfer meliputi data hasil uji *salt spray*, hasil perbandingan data *salt spray* dan lapangan hasil validasi penelitian sebelumnya, Analisis ketebalan pipa terhadap pengaruh korosi atmosfer. Analisis *Risk Management* dan Analisis hubungan ketebalan disain dengan tingkat *risk*.

Bab V Kesimpulan

Terdiri dari kesimpulan dan saran.

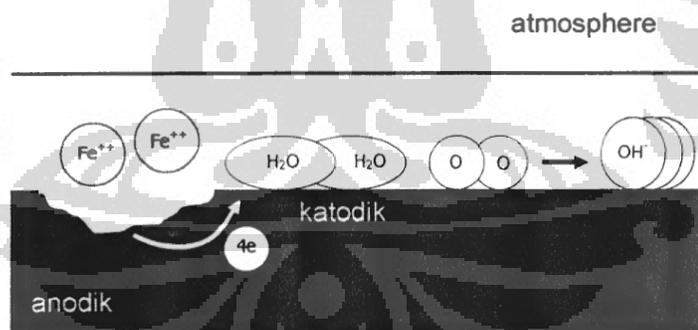
BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Masalah kerusakan logam karena proses korosi disebabkan oleh pengaruh lingkungan udara banyak dijumpai disekitar kita. Keadaan seperti ini selain mengurangi daya dukung lingkungan juga akan merugikan dari segi ekonomi dan membahayakan ditinjau dari segi keselamatan. Adanya materi pencemar yang berasal dari gas buangan industri seperti SO_2 , NO_2 , H_2S , ion klorida, debu dan lain-lain membuat korosivitas bertambah agresif.

Korosi adalah bentuk kerusakan material akibat adanya reaksi kimia antara logam atau *alloy* dengan lingkungannya. Pada dasarnya reaksi korosi memerlukan 4 (empat) faktor yaitu anoda sebagai tempat terjadinya oksidasi, katoda sebagai tempat terjadinya reduksi, elektrolit sebagai media penghantar listrik dan adanya hubungan antara anoda dan katoda (Solihin, 2009).

Korosi merupakan proses elektrokimia dimana proses ini terjadi apabila adanya daerah anoda, katoda, elektrolit dan hubungan tertutup seperti terlihat pada gambar di bawah ini.



Gambar.2.1 Proses korosi atmosfer pada baja

Bila udara mempunyai kelembaban yang cukup tinggi ($>60\%$), maka akan terjadi lapisan air pada permukaan logam yang bertindak sebagai elektrolit. Korosi atmosfer terjadi bila ada kesetimbangan antara reaksi anodik dan katodik. Reaksi anodik terjadi di daerah anoda dimana logam akan terurai menjadi ion :

Anodik : $2\text{Fe} \longrightarrow 2\text{Fe}^{2+} + 4\text{e}^-$.

Sedangkan reaksi katodik terjadi didaerah katoda dimana oksigen tereduksi :

Katodik : $\text{O}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \longrightarrow 4\text{OH}^-$.

Untuk mengetahui tingkat korosivitas dari suatu daerah dilakukan dengan mengekspos beberapa jenis logam dengan waktu tertentu dan laju korosi dihitung dengan metoda kehilangan berat. Dari hasil perhitungan laju korosi, kategori tingkat korosivitas dapat ditentukan dengan menggunakan ISO 9223.

2.1 Jenis – jenis Atmosfer

Jenis-jenis lingkungan atmosfer di bagi dalam kelompok sebagai berikut

1. Atmosfer pedesaan (*rural*)
2. Atmosfer perkotaan (*urban*)
3. Atmosfer industri
4. Atmosfer *marine*

Lingkungan atmosfer sangat bervariasi, berhubungan dengan kelembaban, temperatur dan kontaminan, oleh karena itu laju korosi atmosfer berbeda dari satu lokasi dengan lokasi yang lainnya. Semakin dekat dengan pantai, jumlah garam laut sebagai partikel NaCl semakin meningkat. Partikel-partikel NaCl tersebut berasal dari percikan air laut yang terbawa oleh angin.

Pada daerah industri dan perkotaan, SO₂ merupakan polutan yang paling dominan, disamping itu ada sejumlah kecil polutan-polutan lainnya seperti H₂S, NH₃, NO₂ dan bermacam-macam garam tersuspensi. Polutan SO₂ dan NO₂ sebagian berasal dari sisa buangan hasil pembakaran bahan bakar minyak. Konsentrasi NO₂ dalam atmosfer urban bisa mencapai 1 (satu) ppm. Sedangkan konsentrasi dari gas-gas yang mengandung sulfur di lingkungan atmosfer urban dan industri sangat bervariasi tergantung pada tingkat pencemaran dari lingkungan tersebut. Di lingkungan atmosfer urban, konsentasi SO₂ dan NO₂ semakin meningkat dengan peningkatan jumlah kendaraan bermotor.

Pada tahun 1981 telah dilakukan penelitian korosi atmosfer di daerah jakarta pada 5 (lima) daerah yang mewakili daerah pantai, daerah industri, daerah padat kendaraan, daerah perdagangan, dan daerah pemukiman. Kandungan ion

klorida di dalam air hujan untuk daerah pantai adalah 24 ppm, daerah perdagangan 20 ppm, dan daerah pemukiman 17 ppm (Musalam, 1990).

2.2 Korosi Atmosfer

Ada 3 (tiga) faktor yang saling berpengaruh terhadap korosi atmosfer yaitu

- Komposisi kimia dari polutan-polutan korosif di udara
- Jenis debu dan bahan partikel lainnya
- Kelembaban relatif

Disamping faktor - faktor tersebut, interaksi polutan dari atmosfer dengan logam, yang interaksinya tergantung pada sifat-sifat logam tersebut, temperatur juga berpengaruh terhadap intensitas korosi atmosfer. Untuk korosi yang terbentuk pada permukaan logam dalam lingkungan atmosfer, cenderung menjadi protektif, sehingga laju korosinya menurun dengan waktu pengeksposan, yang mana ini tergantung dari sifat-sifat fisik dan mekanik dari produk korosi tersebut. Logam tembaga dan paduannya yang terekspos dalam atmosfer, permukaannya selalu dibasahi oleh air dari hasil pengembunan/kondensasi uap air dari udara, khususnya pada lokasi tersembunyi tidak terekspos terhadap sinar matahari maupun curah air hujan. Polutan-polutan agresif dan debu akan terabsorpsi pada lapisan air. Pada lokasi tersebut, air hujan tidak dapat menghilangkan polutan-polutan yang ada pada permukaan logam. Ketebalan dan jumlah polutan semakin meningkat sebanding dengan lamanya waktu pengeksposan sehingga laju korosinya relatif lebih besar dibandingkan dengan permukaan logam yang seluruhnya terekspos langsung terhadap sinar matahari maupun curah air hujan. Hal ini disebabkan, H_2SO_4 yang dihasilkan dari proses perubahan secara kimiawi polutan-polutan SO_2 dengan uap air, terabsorpsi oleh produk korosi secara kontinyu sehingga mempercepat korosi.

2.3 Faktor-faktor yang mempengaruhi korosivitas atmosfer.

Faktor yang mempengaruhi laju korosi dapat ditinjau dari logamnya dan korosivitas atmosfer sekitarnya. Faktor - faktor spesifik yang mempengaruhi korosivitas atmosfer adalah kelembaban, lamanya pembasahan (*time of wetness*) curah hujan, kadar debu, gas diudara. Disamping itu, temperatur dan kecepatan dan arah angin, pola aliran udara diatas permukaan logam menentukan laju transfer kontaminan pada permukaan logam tersebut.

- **Kandungan debu (*Dust Content*)**

Atmosfer industri dan urban mengandung bermacam-macam polutan-polutan dari partikel debu yang tersuspensi seperti karbon (C), senyawa karbon. metal oksida, H_2SO_4 , $(NH_4)SO_4$, NaCl dan garam-garam lainnya. Sedangkan dalam atmosfer *marine* mengandung partikel-partikel garam NaCl dari percikan air laut. Partikel-partikel NaCl bisa terbawa oleh angin sampai jarak tertentu, tergantung dari besar dan arah anginnya. Debu-debu tersebut berkombinasi dengan kelembaban sehingga dapat menginisiasi korosi melalui pembentukan sel galvanik/ *differential aeration cell* atau dikarenakan sifat higroskopiknya sehingga mampu membentuk elektrolit dipermukaan logam. Udara yang bebas debu, kecenderungannya relatif kecil untuk menyebabkan korosi dibandingkan dengan udara yang tercemar oleh sejumlah besar polutan-polutan partikel debu khususnya yang mudah larut dalam air atau partikel-partikel debu dimana H_2SO_4 terabsorpsi.

- **Gas-gas di Atmosfer**

disamping oksigen dan nitrogen, lingkungan atmosfer mengandung gas-gas lainnya. Pada umumnya atmosfer pedesaan pengaruhnya relatif kecil terhadap korosi, karena tidak tercemar oleh polutan-polutan agresif Sedangkan atmosfer perkotaan, industri dan *marine* tercemar dengan polutan-polutan korosif seperti CO , SO_2 , H_2S , NO_2 , NaCl dan sebagainya.

Gas karbondioksida merupakan asam lemah dan bersifat korosif bila terlarut dalam air. Sebelum bersifat asam, CO_2 pertama kali harus terhidrasi menjadi H_2CO_3 . Pada baja proses korosi dikontrol oleh laju pembentukan produk korosi CO_2 berupa *scale* $FeCO_3$ yang bersifat protektif (Morshed, and Kermani, 2003). Pada umumnya, lapisan protektif yang terbentuk dipermukaan logam akan melarut kedalam aliran air. Umumnya dianggap proses ini adalah *steady-state*, dimana lapisan yang terlarut diantara muka oksida-air akan digantikan oleh lapisan baru dengan ketebalan yang sama (Balzar, 2004).

level polutan-polutan yang menentukan intensitas efek korosivitas tergantung pada lokasinya, termasuk jarak dari pesisir pantai, jumlah/padatnya lalu lintas kendaraan, jenis dan banyaknya aktivitas industri disekitarnya. konstituen korosif yang sangat dominan di atmosfer industri dan urban adalah

SO₂, yang sebagian besar berasal dari gas buangan hasil pembakaran bahan bakar seperti minyak, gasoline dan batu bara. Gas SO₂ diudara dapat terabsorpsi oleh butiran air atau partikel-partikel debu yang lembab menghasilkan asam sulfat (H₂SO₄). Oleh karena itu, konsentrasi H₂SO₄ dalam lingkungan tersebut sangat tinggi sehingga dapat memperpendek umur pelayanan dari struktur logam. Efeknya sangat signifikan khususnya terhadap logam-logam seng (Zn), cadmium (Cd), nikel (Ni) dan besi (Fe), tetapi pada logam-logam yang tahan terhadap H₂SO₄ seperti plumbum (Pb), aluminium (Al) dan stainless steel, efeknya kurang signifikan. Logam tembaga membentuk lapisan protektif *basic copper sulfate* yang lebih tahan dibandingkan dengan produk korosi yang terbentuk pada permukaan logam nikel atau *Coppernickel* (70% Cu - 30 % Ni).

Disamping itu, lingkungan atmosfer urban dan industri kadang-kadang tercemar oleh gas NO₂, yang mana dapat mempercepat korosi. Pada umumnya gas CO₂ dan H₂S ada di udara dalam jumlah relatif kecil. Gas H₂S meskipun dalam jumlah yang sangat kecil dapat menyebabkan tarnis pada logam tembaga (Cu), tersusun oleh senyawa campuran Cu₂S, CuS serta Cu₂O. Dalam adanya air, *carbonyl sulfide* (COS) terdekomposisi menjadi H₂S. Gas H₂S sangat berperan terhadap pengkusaman perhiasan terutama yang terbuat dari logam perak yang akan membentuk senyawa Cu₂S + CuS dan Cu₂O yang juga berwarna hitam yang disebut tarnish (Uhlig, 1991).

- **Kelembaban Nisbi (Relative Humidity % RH)**

Konsentrasi uap air di udara dinyatakan dengan kelembaban nisbi (% RH) atau titik embun (*dew point*). Kelembaban nisbi adalah perbandingan antara tekanan uap air sebenarnya pada temperatur dengan tekanan uap jenuh dari air pada temperatur tertentu (Nasution R, 2010).

- **Adsorpsi lapisan air (*adsorption layer*)**

jumlah dan ketebalan lapisan air atau elektrolit yang teradsorpsi pada permukaan logam tergantung pada kelembaban nisbi dari atmosfer, sifat-sifat fisik dan kimia dari produk korosi dan partikel-partikel debu. Permukaan logam akan lebih mudah dibasahi melalui absorpsi air dari atmosfer atau kondensasi uap air

bilamana polutan non agresif seperti partikel-partikel padatan / debu dan garam-garam atau produk korosi bersifat higroskopis, derajat higroskopisnya tergantung sifat-sifat fisik dan kimia dari garam-garam, produk korosi dan partikel-partikel debu tersebut.

Absorpsi uap air. yang terjadi diatas kelembaban nisbi tertentu disebut sebagai kelembaban nisbi kritis (*critical relative humidity*). kelembaban nisbi kritis bervariasi dari 70-85 % tergantung Jenis dan kadar kontaminan-kontaminan atmosfer. Pada umumnya *Critical relative Humidity* untuk. logam besi, tembaga, nikel dan seng diantara 50 - 70 %. Jumlah dan ketebalan lapisan air pada permukaan logam yang terkorosi sangat berpengaruh terhadap laju/proses korosi selanjutnya. Korosi meningkat secara signifikan , bilamana kelembaban nisbi naik diatas harga dimana garam-garam mulai mengabsorpsi air dan melarutkan garam-garam tersebut. Lapisan fasa air pada permukaan logam disamping di sebabkan oleh kelembabaan nisbi, juga berasal dari presipitasi air hujan , kabut atau embun yang terbentuk melalui kondensasi uap air pada permukaan logam pada kondisi dingin (Schweitzer, 2007).

- **Embun (dew)**

Pengembunan terjadi bilamana temperatur permukaan logam dibawah temperatur atmosfer / *dew point* (titik embun). Pembentukan embun terjadi di *outdoor* pada malam hari, bilamana temperatur permukaan logam menurun melalui pemancaran *heat transfer* dari permukaan logam ke udara atau terjadi pada pagi hari dimana temperatur udara meningkat dengan cepat dari pada temperatur permukaan logam. Embun merupakan salah satu penyebab utama terhadap korosi logam, khususnya jika struktur logam berada pada tempat tersembunyi, tidak secara langsung terekspos terhadap sinar matahari atau curah air hujan. jumlah air pada permukaan yang tertutup oleh embun sekitar 10 g/m². yang mana ini lebih besar dari pada permukaan yang tertutup oleh *adsorption layer*. Periode pengembunan di anggap sangat korosif. karena efek pencucian terhadap deposit atau produk korosi sangat sedikit.

Salah satu faktor yang menyebabkan embun bersifat sangat korsiif adalah kontaminan-kontaminan agresif dari atmosfer, yang terabsorpsi oleh embun tersebut dalam jumlah yang sangat besar. Harga pH bisa mencapai < 3 dalam

lingkungan industri dan *marine* yang sangat tercemar oleh polutan-polutan agresif, konsentrasinya bisa mencapai masing-masing 0.2 g/l sulfat dan 0.35 g/l cr. Dimana konsentrasi tersebut sekitar 100 kali lebih besar pada saat adanya curah hujan pada lokasi yang sama (Schweitzer, 2007).

- **Curah hujan (*rain*)**

Adanya curah hujan menyebabkan lapisan air/elektrolit lebih tebal pada permukaan logam dibandingkan dengan pengembunan. Ketebalan lapisan air yang tertinggal pada permukaan logam setelah curah hujan sekitar 100 g/m². Presipitasi air hujan sangat berpengaruh terhadap laju korosi, dikarenakan lapisan air pada permukaan logam semakin tebal, sehingga polutan-polutan agresif seperti SO₄⁻, dan H⁺ jumlahnya meningkat. Semakin tinggi konsentrasi SO₄⁻ dan H⁺ yang terabsorpsi ke dalam lapisan air, laju korosi logam semakin meningkat secara signifikan. Air juga dapat menghilangkan polutan non agresif (seperti partikel-partikel padatan dan garam-garam atau produk korosi yang bersifat higroskopis) dari permukaan logam yang terbentuk selama perioda sebelumnya pada kondisi kering. Laju korosi meningkat dengan signifikan selama perioda kering-basah, dibandingkan selama perioda curah hujan. Dalam atmosfer yang tercemar oleh polutan-polutan senyawa sulfur, jumlah deposit kering dari polutan tersebut jauh lebih besar dibandingkan dengan deposit basah. Hal ini dikarenakan sebagian dari deposit senyawa sulfur pada permukaan logam tercuci oleh pengaruh curah hujan. pengaruh curah air hujan bervariasi, tergantung apakah air hujan tersebut dapat menghilangkan lapisan protektif, debu, garam-garam dan kontaminan-kontaminan agresif yang ada pada permukaan logam. pengeksposan logam-logam secara langsung terhadap air hujan dapat menghilangkan asam H₂SO₄ yang bersifat sangat korosif, sehingga akan menurunkan laju korosinya (Schweitzer P.A, 2007).

- **Lamanya waktu pembasahan (*time of wetness*).**

Efek korosi secara keseluruhan selama perioda waktu pengeksposan ditentukan oleh lamanya waktu pembasahan permukaan logam dan komposisi elektrolit. semakin lama waktu pembasahan permukaan logam oleh lapisan air/elektrolit, semakin signifikan pengaruhnya terhadap korosi atmosfer. Lamanya

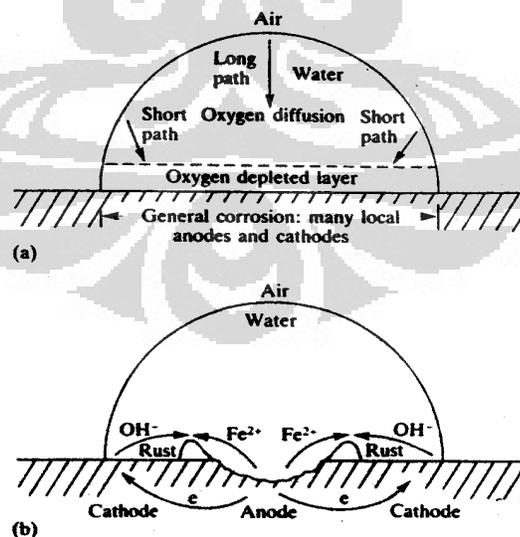
pembasahan sangat bervariasi dengan kondisi cuaca setempat, yang mana ini tergantung kelembaban nisbi atmosfer, lamanya dan frekuensi hujan atau penyinaran langsung oleh sinar matahari, pengembunan (*dew*), pengkabutan (*fog*), temperatur udara dan permukaan logam serta arah dan kecepatan angin (Schweitzer, 2007).

2.4 Korosi Sumuran (*Pitting Corrosion*)

Korosi sumuran terjadi karena adanya serangan korosi lokal pada permukaan logam hingga membentuk cekungan atau lubang pada permukaan logam. Korosi sumuran pada baja tahan karat terjadi karena rusaknya lapisan pelindung (*passive film*).

Korosi sumuran merupakan korosi lokal yang menyerang permukaan logam karena :

- Selaput pelindung tergores atau retak akibat perlakuan mekanik
- Mempunyai tonjolan akibat dislokasi atau slip yang disebabkan oleh tegangan tarik yang dialami atau tersisa
- Mempunyai komposisi heterogen dengan adanya inklusi, segregasi atau presipitasi



Gambar 2.2. Mekanisme korosi sumuran

Mekanisme terjadinya korosi sumuran :

- Mula-mula korosi di seluruh permukaan logam yang menyebabkan berkurangnya kandungan oksigen dalam elektrolit di dekatnya
- Lintasan oksigen menuju bagian tengah lebih panjang sehingga bagian ini menjadi anoda sedangkan lintasan yang lebih pendek menjadi katoda. Akibatnya pelarutan logam terjadi di bagian tengah dan reaksi ion logam dengan hidroksil menyebabkan penumpukan produk korosi di seputar lubang sumuran dan membentuk cincin karat.

2.5 Korosi Erosi

Korosi erosi disebabkan oleh kombinasi fluida korosif dan kecepatan alir yang tinggi. Bagian fluida yang kecepatan alirannya rendah akan mengalami laju korosi rendah sedangkan fluida kecepatan tinggi menyebabkan terjadinya erosi dan dapat menggerus lapisan pelindung sehingga mempercepat korosi.

Tiap logam umumnya memiliki batas kecepatan yang akan menyebabkan korosi atau disebut dengan *breakaway velocity*. Sentuhan lapisan pasif atau pelindung dengan aliran yang cukup cepat akan menghancurkan lapisan tersebut yang berakibat meningkatkan laju korosi (Roberge, 2007).

2.6 Laju Korosi

Laju korosi adalah banyaknya logam yang dilepas tiap satuan waktu pada permukaan tertentu (ASM Handbook, 2005). Laju korosi umumnya dinyatakan dengan satuan mil per year (mpy). Laju korosi dapat ditentukan dengan berbagai cara, diantaranya dengan ekstrapolasi kurva tabel, pengukuran tahanan listrik yang dipasang secara “*on-line*” dan pemasangan kupon di tempat yang ingin diketahui laju korosinya secara aktual. Pada tabel berikut dapat dilihat hubungan laju korosi dengan ketahanan korosinya relatif.

Tabel 2.1. Tabel Hubungan laju korosi dan ketahanan korosi (Jones, 1992)

Ketahanan Korosi Relatif	Laju Korosi				
	Mpy	Mm/yr	$\mu\text{m/yr}$	Nm/hr	Pm/s
Sangat baik	< 1	< 0,02	< 25	< 2	< 1
Baik	1 – 5	0,02 – 0,1	25 - 100	2 - 10	1 -5
Cukup	5 -20	0,1 – 0,5	100 - 500	10 - 50	20 - 50
Kurang	20 – 50	0,5 – 1	500 - 1000	50 - 150	20 - 50
Buruk	50 – 200	1 -5	1000 - 5000	150 - 500	50 - 200

Untuk laju korosi pada lingkungan udara yang berhubungan korosi atmosfer pada periode pengamatan berdasarkan standar ISO 9223 adalah 1 (satu) tahun dan dilakukan selama 10 tahun karena laju korosi untuk logam baja tidak konstan selama sepuluh tahun pertama. Dan diketahui tingkat korosivitas berdasarkan lingkungan udara sehingga akan diketahui karakteristik dari lingkungan tersebut terhadap disain baja.

Tabel 2.2. Tingkat korosivitas lingkungan udara berdasarkan standar ISO 9223.

Tingkat Korosif	Laju korosi $\text{g}/(\text{m}^2.\text{th})$			
	Baja	Zn	Cu	Al
C1	≤ 10	≤ 0.7	≤ 0.9	-
C2	$10 \leq 200$	$0.7 \leq 5$	$0.9 \leq 5$	≤ 0.6
C3	$200 \leq 400$	$5 \leq 15$	$5 \leq 12$	$0.6 \leq 2$
C4	$400 \leq 650$	$15 \leq 30$	$12 \leq 25$	$2 \leq 5$
C5	$650 \leq 1500$	$30 \leq 60$	$25 \leq 50$	$5 \leq 10$

Catatan tingkat korosif lingkungan udara

C1 : sangat rendah. C2 : rendah. C3 : sedang. C4 : tinggi. C5 : sangat tinggi.

Perhitungan laju korosi berdasarkan kehilangan berat berdasarkan (Solihin, 2002).

$$\text{Laju korosi} = \frac{K \times W}{A \times T \times D} \dots\dots\dots(2.1)$$

Keterangan:

- K = Konstanta
 W = Kehilangan berat (gr)
 D = Densitas (gr/cm²)
 A = Luas Permukaan (cm²)
 T = Waktu expos (jam)

Perhitungan laju korosi berdasarkan ketebalan pipa dengan menggunakan rumus (Solihin, 2002)

$$\text{Laju korosi (mm/tahun)} = \frac{t \text{ aktual} - t \text{ minimum}}{\text{masa pakai (tahun)}} \dots\dots\dots(2.2)$$

Perhitungan tekanan kerja maksimum yang diizinkan *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP) berdasarkan (ASME B31.8, 2010).

$$P = \frac{2 \times S \times t \times F \times E \times T}{D} \dots\dots\dots(2.3)$$

Perhitungan ketebalan minimum.

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T} \dots\dots\dots(2.4)$$

Keterangan :

- P = MAWP (Psi)
 t = Ketebalan dinding pipa (inci)
 S = Kekuatan mulur minimum = 35000 psi (API 5L grade B)
 F = Faktor disain lokasi
 E = Faktor sambungan arah memanjang pipa = 1.0 (API 5L tanpa lipatan)
 T = Faktor *derating* suhu = 1.0 (suhu disain kurang dari 250°F)
 D = Diameter luar nominal pipa (inci)

Perhitungan ketebalan disain (Solihin, 2002)

$$t_r = t + CA \dots \dots \dots (2.5)$$

Keterangan:

t_r = Ketebalan disain

CA = *Corrosion Allowable* (korosi yang mengikuti)

Perhitungan sisa umur pakai sistem pemipaan (Solihin, 2002)

$$RL = \frac{t_a - t}{CR} \dots \dots \dots (2.6)$$

Keterangan :

RL = Sisa umur pakai (tahun)

CR = Laju korosi

t_a = ketebalan aktual (inci)

t = ketebalan minimum (inci)

2.7 Pipeline Risk Management

Pipeline risk management adalah salah satu sistem yang digunakan untuk mengatur strategi terhadap suatu sistem *pipeline network* dengan melihat potensi resiko yang ada agar *pipeline system* tersebut tetap dapat mengalirkan fluida (Dawson et al, 1999). Setiap operator *pipeline* atau perusahaan yang mempunyai *pipeline network system* tidak menginginkan adanya kecelakaan kerja (*zero incidents*) selama *pipeline* beroperasi. Melakukan *pipeline* dengan melihat pada potensi resiko adalah tujuan utama dari semua operator *pipeline*. Metoda ini terus dikembangkan berkelanjutan oleh dan untuk operator *pipeline* dengan cara menyediakan informasi-informasi yang diperlukan lalu di implementasikan secara terintegrasi dan efektif melalui program-program praktis yang telah terbukti di dunia industri oil dan gas. Program rekomendasi praktis ini dikondisikan dan berlaku untuk seluruh *pipeline* baik itu di on-shore maupun di offshore tergantung dengan data informasi yang tersedia.

2.7.1 Dasar Konsep Resiko

Dasar definisi resiko secara konsep adalah bahaya. Sangat penting untuk membuat perbedaan antara bahaya dengan resiko, karena pada dasarnya adalah resiko dapat berubah tanpa mengubah bahaya. Intinya resiko dapat dikurangi dengan mengidentifikasi lalu meminimalisasi resiko yang ada. Beberapa metode yang ada dapat digunakan untuk mengidentifikasi resiko dan penyebab resiko dengan menggunakan suatu table seperti hazard operability (*hazop*) studi. Definisi hazop studi adalah suatu teknik studi mengidentifikasi bahaya yang ada tanpa terjadinya kecelakaan terlebih dahulu, melalui proses formal yang menggunakan kata kunci spesifik (Dawson et al, 1999). Identifikasi penyebab kecelakaan secara umum dapat dikelompokkan ke dalam dua kategori yaitu tergantung mekanisme kegagalan waktu dan mekanisme kegagalan acak. Saat melakukan pengkajian terhadap identifikasi dan penyebab resiko kadang-kadang mengacu pada keahlian atau beberapa referensi untuk dapat mengidentifikasi mekanisme kegagalan tersebut, sehingga dapat mengetahui kegagalan dengan menyertakan konsekuensinya.

Secara umum resiko di definisikan sebagai probabilitas dari suatu peristiwa yang dapat menyebabkan suatu kerugian atau kehilangan atau potensi kehilangan. Dari definisi tersebut resiko akan meningkat jika peristiwa meningkat atau frekuensi kejadian meningkat dan potensi atau konsekuensi kehilangan meningkat. Secara matematika definisi resiko adalah perkalian antara *likelihood* (*probability*) dan konsekuensi dari kejadian yang akan ditimbulkan (J.Dawson etc, 1999).

$$\text{Resiko} = \text{Probabilitas dari Peristiwa} \times \text{Konsekuensi dari Peristiwa} \dots \dots \dots (2.7)$$

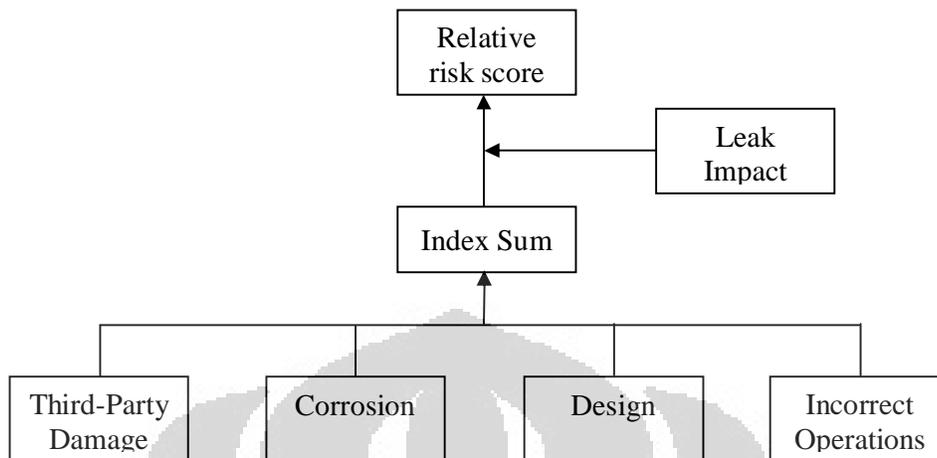
Dengan demikian, suatu resiko sering dinyatakan sebagai jumlah yang dihitung seperti frekuensi kematian-kematian, luka-luka, atau kerugian ekonomi. Biaya moneter sering juga digunakan sebagai bagian dari ekspresi resiko yang menyeluruh, tapi bagaimanapun juga, kesulitan dalam mengkorelasikan antara nilai atau jumlah uang dengan hidup manusia atau kerusakan lingkungan hal ini perlu menggunakan matrik. Terminologi resiko terkait dengan risiko yaitu resiko yang dapat diterima, resiko yang dapat di tolerir, dan resiko yang dapat dianggap

diabaikan, di mana hal ini mempengaruhi dalam pengambilan keputusan sesuai dengan hasil kajian resiko.

Definisi kegagalan *pipeline* adalah pelepasan isi dalam konteks ini hidrokarbon baik minyak bumi atau gas bumi dari *pipeline* secara tidak sengaja. Hilangnya integritas merupakan cara yang lain untuk menandai kegagalan *pipeline*. Tapi suatu *pipeline* dapat mengalami kegagalan juga dengan cara lain yang tidak melibatkan pelepasan hidrokarbon. Jika dilihat definisi secara umum kegagalan *pipeline* adalah kegagalan untuk melaksanakan fungsinya sesuai yang diharapkan, misalnya penyumbatan, kontaminasi, kegagalan alat, dan lain-lainnya.

Metode *risk assessment* yang digunakan adalah metode indeks. Besarnya resiko terhadap suatu *pipeline* tetap dihitung dengan menilai *Probability of Failure (PoF)* dan *Consequences of Failure (CoF)*. Bentuk penilaian terhadap *PoF* dikategorikan menjadi empat indeks, yaitu *Third-Party Damage Index*, *Corrosion Index*, *Design Index*, dan *Incorrect Operation Index*. Setiap indeks melingkupi porsi yang sesuai untuk setiap komponen kemungkinan ancaman yang terjadi di dalam *pipeline system*. Kemudian penilaian terhadap *CoF* dilakukan dengan menghitung besarnya skor *Leak Impact Factor (LIF)*. Untuk kategori konsekuensi diwakili oleh empat faktor di dalam *LIF*, yaitu *Product Hazard*, *Leak Volume*, *Dispersion*, dan *Receptor*. Setelah skor kedua komponen tersebut didapatkan maka dapat dihitung besarnya resiko total yang dihadapi. Kemudian resiko total tersebut akan dilihat apakah masih berada dalam batas yang ditoleransi (Muhlbauer, 2004).

Dari index sum dengan jumlah maksimal 400 akan mewakili *probability of failure (PoF)* dan *Leak impact factor* sebagai *consequences of failure (CoF)* akan dikalkulasi sehingga menghasilkan *Relative risk score* sebagai skala dari keadaan jalur distribusi pipa penyalur API 5L grade B apakah dalam pengamatan ini *low risk*, *medium risk* atau *high risk*. Hal ini akan dipengaruhi oleh keempat faktor yaitu *third party damage*, *corrosion*, *design* dan *incorrect operations*. Ditunjang juga dengan data pengamatan dan pengujian. Dengan parameter-parameter yang ada maka dihasilkan output sebagai penilaian sehingga ada tindakan-tindakan lebih lanjut.



Gambar 2.3 Basic risk assessment model (Muhlbauer, 2004)

2.7.2. Probabilitas

Secara umum definisi probabilitas adalah suatu aspek kritis dari semua kajian risiko. Beberapa prediksi dari probabilitas kegagalan akan diperlukan untuk mengkaji resiko. Beberapa orang berpikir bahwa probabilitas hanya akan terkait dengan statistik. Pada kenyataannya bahwa probabilitas berasal dari analisa data statistik yang ada dengan mengamati kejadian.

Dalam dunia statistik sangat memerlukan data observasi yang telah lalu sehingga dari kesimpulan itu dapat digambarkan hasilnya. Sedangkan interpretasi yang semakin banyak perlu memperoleh hasil prediksi dan analisa yang penuh jelas dan menjadikan sistem yang digunakan akan lebih kompleks. Lebih banyak variabel secara alami yang dipertimbangkan, maka data observasi percobaan lebih sedikit, maka pendekatan frekuensi secara historis akan sering kali menjawab pertanyaan yang ada dengan memprediksi sesuai dengan hasil probabilitas.

Oleh karena itu suatu analisa probabilitas tidak hanya merupakan suatu analisa statistik. Sejarah frekuensi kegagalan yang berhubungan dengan nilai statistik umumnya digunakan untuk pengkajian resiko. Nilai *Probability of Failure* menandakan besarnya kemungkinan suatu peralatan untuk mengalami kegagalan. Dalam metode ini semakin besar nilai *PoF* yang didapat maka semakin kecil kemungkinan terjadinya kegagalan pada *pipeline* yang dinilai. Nilai yang

diberikan mengacu kepada pengumpulan data terbaru dan didukung oleh data data historis suatu *pipeline*. Penilaian yang dilakukan meliputi berbagai aspek di dalam empat indeks utama (Muhlbauer, 2004). Dalam penelitian ini parameter yang akan diperhitungkan sebagai probabilitas antara lain:

1. *Third-Party Damage*
2. *Corrosion*
3. *Design*
4. *Incorrect Operations*

Masing-masing skor maksimum untuk probabilitas adalah 100 maka total skor yang dihasilkan berjumlah 400 yang nanti akan di hubungkan dengan nilai skor konsekuensi.

2.7.3 Konsekuensi / Consequences

Nilai dari *Leak Impact Factor (LIF)* dipakai untuk melengkapi *score index* dengan mewakili nilai *consequences of failure*. Semakin tingginya nilai *LIF* maka semakin tinggi pula konsekuensi dalam suatu sistem, dimana semakin tinggi konsekuensi maka risikonya juga semakin tinggi. Besar *LIF* dipengaruhi oleh empat faktor utama, yaitu tingkat ancaman dari produk, banyaknya volume yang terlepas jika ada kebocoran, jangkauan relatif dari kebocoran, dan lingkungan disekitarnya yang menerima produk yang terlepas. Bila salah satunya tidak memiliki konsekuensi sama sekali atau berharga 0 (nol) maka besar *LIF* juga akan 0 (nol), hal tersebut dijelaskan dalam persamaan berikut:

$$LIF = PH \times LV \times D \times R \dots\dots\dots (2.8)$$

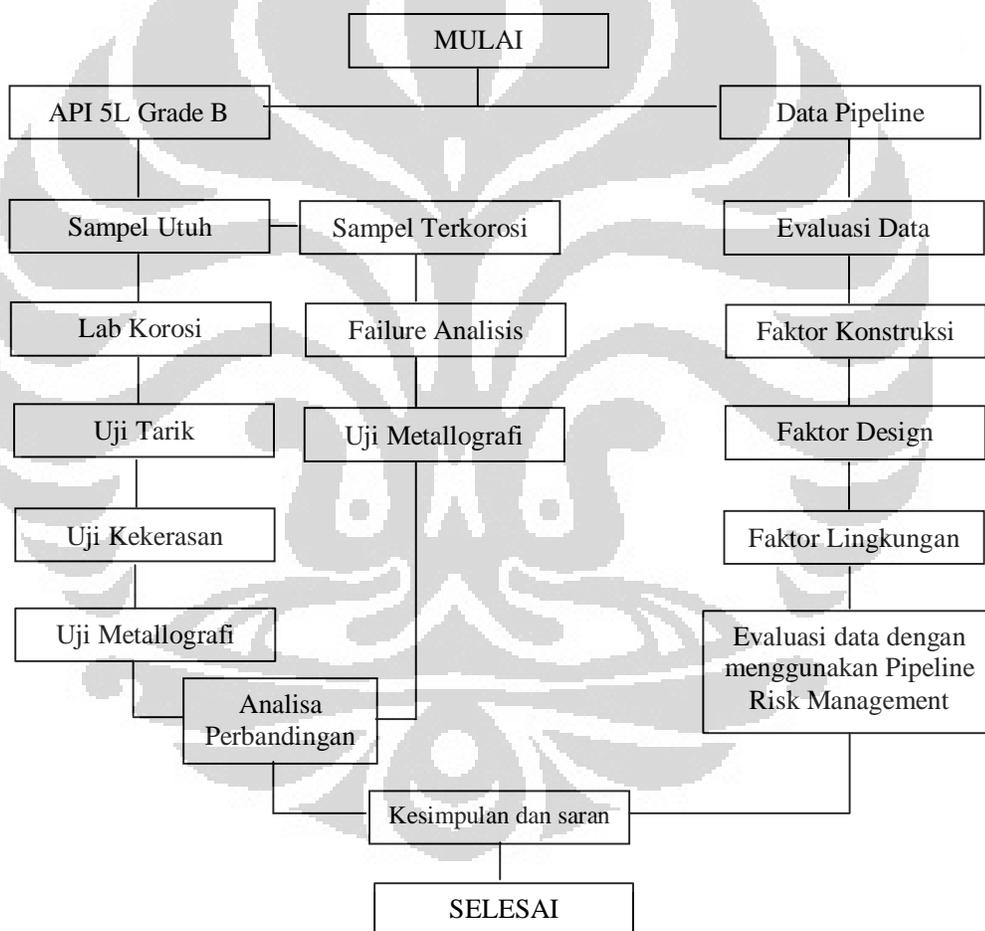
Dengan keterangan:

<i>LIF = Leak Impact Factor</i>	<i>LV = Leak Volume</i>
<i>PH = Product Hazard</i>	<i>R = Receptor</i>
<i>D = Dispersion</i>	

BAB 3 METODE PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Dalam penelitian ini akan diamati tentang pengaruh korosi atmosfer terhadap disain ketebalan pipa penyalur melalui pengujian komposisi kimia, dan pengujian mekanikal untuk mendapatkan kesesuaian sampel mengacu standar ASTM dan SNI. Berikut ini diagram alir proses penelitian yang akan dilakukan.



Gambar 3.1 Flow Chart Metode Penelitian

3.2 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini berlangsung selama 6 (enam) bulan, yaitu dari bulan Januari sampai Juni pada tahun 2012. Dengan mempertimbangkan ketersediaan data yang ada, perangkat keras, perangkat lunak dan waktu yang tersedia. Pengujiannya dilakukan di PT. Inspektindo Pratama, Metalurgi LIPI dan LUK BPPT Serpong, dengan mengambil sampel Baja API 5L dan Pengujian lapangan sekitar laut tanjung priuk.

3.3 Material Sampel

Material sampel merupakan pipa API 5l dengan Diameter 6 (enam) inci dan ketebalan $0.0216 \pm 0.54 - 0.55$ mm. Akan tetapi tidak diketahui grade nya, apakah grade A, grade B atau lainnya.



Gambar 3.2. Sampel Uji Pipa API 5L

Pada Gambar 3.2 merupakan sampel uji yang akan diteliti analisa kelayakan pakai. Pada penelitian ini dituntut untuk mengetahui itu semua dengan mengacu standar API 5L. Sehingga dilakukan serangkaian pengujian guna mendukung hubungan-hubungan terhadap standar yang ada diantaranya dilakukan pengujian komposisi kimia dan pengujian mekanikal, uji tarik dan uji kekerasan.

3.4 Persiapan dan Pembuatan Benda Uji

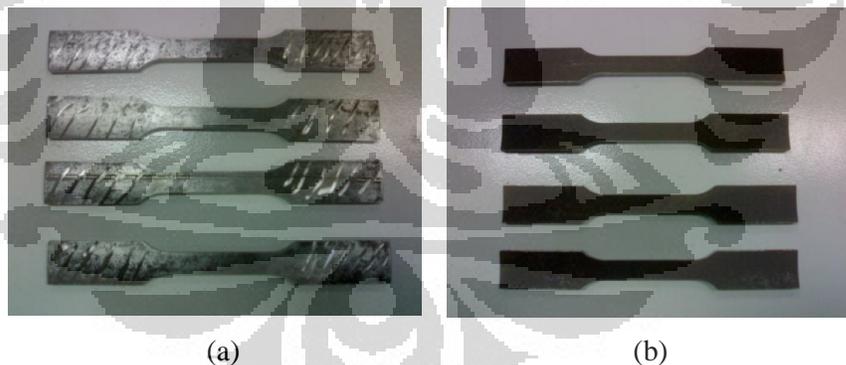
Dalam preparasi bahan API 5L dilakukan di KIM-LIPI, P2F-LIPI dan P2M-LIPI untuk dilakukan pengujian-pengujian spektro, uji tarik, uji korosi, dan uji metalografi.

3.4.1 Uji Komposisi

Dalam pengujian komposisi dilakukan di P2M-LIPI menggunakan Spektrometer. Dengan memberikan sampel utuh kemudian kita mendapatkan data sekunder. hanya dibutuhkan bahan sedikit saja sekitar 6 cm x 4 cm. Setelah itu dilakukan tembakan spektro untuk mengetahui *chemical analysis* nya.

3.4.2 Uji Tarik

Sampel bahan uji di buat sesuai standar ASTM E8 di KIM-LIPI oleh teknisi. Digunakan standar ASTM pada umumnya untuk pipa menggunakan standar ini dan dari keuntungan standar ini karena sampel yang dibuat lebih besar sehingga pegangan atau penjepit dapat dengan leluasa kemudian dalam pengukuran perpanjangan menjadi lebih mudah.



Gambar.3.3. (a). Sampel API 5L belum terkorosi, (b). Sampel API 5L terkorosi

Pada Gambar 3.4 sampel utuh dan sampel terkorosi dibuat dengan standar ASTM untuk dilakukan pengujian uji tarik di LIPI Fisika dengan standar ASTM E8. Bagian ujung sampel dibuat grip sebagai pegangan pada mesin uji tarik agar tidak terjadi slip sehingga dengan dibuat grip hasilnya akan sesuai yang diharapkan.

3.4.3 Uji Korosi

Pengujian laju korosi dilakukan di laboratorium P2M-LIPI dengan metoda *salt pray* (kabut garam). Pengujian ini dilakukan guna mengetahui laju korosi terhadap pengaruh korosi atmosfer di daerah pantai atau laut yang dapat menyebabkan kerusakan korosi pada pipa terutama dalam disain pipa API 5L pada permukaan pipa.



Gambar 3.4 Sampel uji korosi dengan metoda *salt spray*

Pada Gambar 3.4 merupakan sampel uji dengan metoda *salt spray* sehingga korosi pada permukaan akan muncul sesuai dengan mekanisme korosi bahwa besi atau logam akan bereaksi dengan oksigen (O_2), air (H_2O) dan NaCl dan lain lain yang berhubungan dengan *environment*. Pengujian uji korosi dengan metoda *salt pray* (kabut garam) hal yang tepat karena metoda *salt pray* merupakan lingkungan ekstrim untuk atmosfer sehingga dapat di analisis, sehingga penilaian dan upaya apa saja dapat dilakukan untuk mengatasi hal tersebut terutama kaitannya dengan ketebalan disain.

3.5 Prosedur Pengujian

3.5.1 Pengujian Komposisi

Pada pengujian komposisi ini dilakukan oleh teknisi P2M-LIPI dengan memberikan sampel yang telah di preparasi untuk pengujian komposisi dengan alat spektrometer. Maka akan didapatkan data sekunder dari teknisi berupa hasil data unsur-unsur berdasarkan komposisi persen.



Gambar. 3.5. Sampel setelah dilakukan uji komposisi

Setelah dilakukan kalibrasi pada alat uji maka dilakukan penembakan sampel uji dengan mesin uji yaitu spektrometer. Pada Gambar 3.5 adalah sampel hasil uji komposisi dengan alat spektrometer, lingkaran kecil pada Gambar 3.5 merupakan bagian yang ditembakkan kemudian hasilnya di *record* dan tersimpan melalui *software*, maka unsur-unsur yang diketahui muncul dengan kadar persen masing-masing sesuai komposisi pada sampel uji tersebut.

3.5.2 Pengujian *Tensile Strength*

Pengujian yang akan dijadikan dasar untuk menunjukkan kekuatan suatu logam atau sampel adalah uji tarik. Alat uji tarik yang dipakai adalah uji tarik hidrolis yang menggunakan komputer. Pengujian tarik dilakukan dengan memberikan gaya tarik ke arah aksial pada spesimen. Tegangan tarik dinyatakan oleh besarnya gaya tarik yang dialami tiap satu satuan luas spesimen. Dari pengolahan data akan diperoleh Diagram tegangan-regangan yang dapat menunjukkan berbagai sifat mekanik dari material. Banyaknya alat uji tarik maka perlu diketahui beberapa spesifikasi dari alat uji agar dapat disesuaikan dengan aplikasi.



Gambar. 3.6 Alat uji tarik

Spesifikasi mesin uji tarik antara lain sebagai berikut:

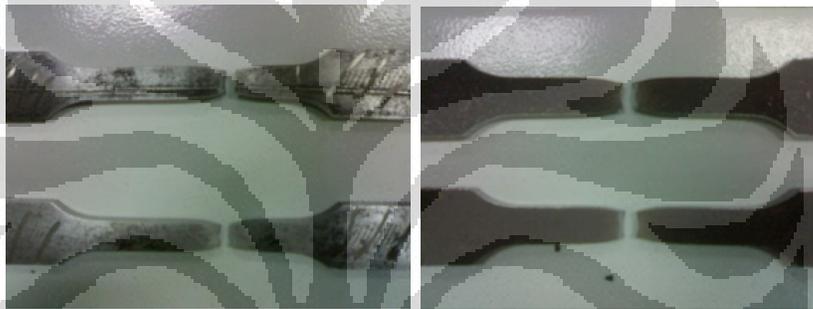
- Merk Krystal Elmec made in India
- Kapasitas 100 kN
- Model UTK-10-E-PC

Langkah-langkah dalam pengujian Tarik.

A. Penarikan Batang Uji

1. Sampel diukur untuk panjang awal, kemudian ditandai sehingga akan terlihat hasil perpanjangannya.
2. Dengan menggunakan paku untuk membuat titik Pada batang uji baja tapi tidak terlalu dalam sehingga Penandaan diharapkan tidak hilang akibat penarikan.
3. Dengan menggunakan mesin uji tarik, kedua benda uji dijepit salah ujung dihubungkan dengan perangkat pengukur beban dari mesin uji dan ujung lainnya dihubungkan keperangkat peregang.
4. Kalibrasi dilakukan dengan menggunakan komputerisasi, kemudian diberi gaya.
5. Pengujian dilakukan dengan menekan start pada komputer dan tetap dalam pengontrolan layar monitor.
6. Kurva kekuatan dilihat sampai dimana kekuatannya pada titik berapa elongasinya akan putus.

7. Disamping memperhatikan pengamatan beban tarik. pengamatan pada batang uji juga perlu. Untuk melihat dengan seksama perubahan-perubahan yang dialami oleh batang uji akibat pembebanan.
8. Setelah batang uji putus, kedua patokan batang uji diambil dan dibawa ke meja kerja untuk mengukur perpanjangan dan pengecilan penampang batang uji.
9. Setelah dilakukan pengujian tarik, maka sampel diambil untuk diukur berapa panjang elongasinya secara manual kemudian dicatat.
10. Pada komputer hasilnya di *print out*.
11. Di analisa perbandingan sampel uji utuh dengan sampel uji terkorosi.



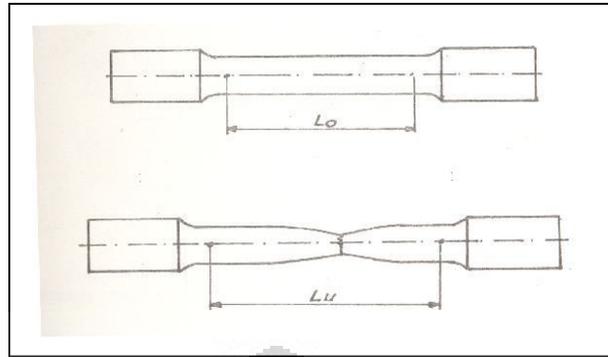
(a)

(b)

Gambar. 3.7 Hasil uji tarik (a). sampel utuh dan (b). sampel terkorosi

B. Pengukuran Batang Uji Setelah Putus

1. Penentuan panjang ukur setelah putus dapat ditentukan dengan cara menyambungkan kedua patahan batang uji yang sudah diuji.
2. batas panjang ukur asal (L_0) yang sudah diberi tanda sebelum batang uji di uji pada mesin diukur.
3. Apabila batang uji putus sekitar pertengahan panjang ukur batang uji atau tidak kurang dari $1/3$ panjang ukur untuk batang uji maka panjang ukur dapat diukur langsung dari titik ujung yang satu ke titik ujung yang lainnya. Seperti Gambar 3.8.



Gambar. 3.8. Penentuan panjang ukur saat putus sekitar pertengahan

Pada Gambar 3.8 adalah sketsa dalam menentukan kuat mulur dalam pengujian tarik sehingga diketahui nilai elongation. Pada Gambar 3.8, L_0 adalah panjang mula-mula dan L_u adalah panjang akhir. Menentukan *elongation* yaitu l_0 dibagi ΔL dimana ΔL adalah $L_u - L_0$.

3.5.3 Pengujian Kekerasan

Untuk pengujian kekerasan akan dilakukan jika nilai uji tarik lebih dari 1500 N/m^2 . Maka dengan melihat data dari Uji Tarik dapat diketahui nilai kekerasan dengan menggunakan rumus sebagai berikut (Pavlina and van Tyne, 2008).

$$HB = \frac{\text{Tensile Strength}}{3.45} \dots\dots\dots(3.1)$$

Keterangan :

HB = Hardness Brinell

TS = Kekuatan uji tarik

3.5.4 Pengujian korosi

Dilakukan pengujian korosi dengan pengamatan laju korosi. Penelitian ini dilakukan berdasarkan metode kehilangan berat sebelum dan setelah diekspos dengan periode waktu tertentu. Pegujian Korosi di Laboraturium Menggunakan Metoda *Salt Spray*. Setelah melakukan preparasi sampel, akan dilakukan proses perlakuan korosi atmosfer. Perlakuan korosi atmosfer dilakukan menggunakan

perangkat *salt spray chamber*. Perangkat *salt spray chamber* digunakan untuk mewakili kondisi lingkungan. Sampel yang telah dipreparasi dan dilapisi akan dikorosikan selama 6 (enam) jam dengan pengambilan data setiap 2 (dua) jam, 3 (tiga) jam dan 6 jam. Proses ini berlangsung secara terus menerus selama 6 (enam) jam. Larutan yang telah disemprotkan ke dalam *chamber* dialirkan menuju wadah penampung. Kondisi *salt spray chamber* adalah suhu 35°C , pH 6,5 – 7,2 , tekanan 69 – 172 kPa/m², dan larutan penguji yang digunakan adalah larutan 5% NaCl.



Gambar. 3.9 Mesin *Salt Spray Chamber*

Pada Gambar 3.9 adalah mesin *salt spray chamber* untuk pengujian laju korosi pada permukaan. logam uji yang diteliti di laboratorium ini berdasarkan ASTM B117. Kondisi operasi uji dengan kabut garam adalah sebagai berikut :

- Konsentrasi larutan NaCl : 5% berat
- Temperatur operasi di chamber : $35 \pm 1^{\circ}\text{C}$.
- Temperatur tower : $47 \pm 2^{\circ}\text{C}$.
- Tekanan udara 0,7 – 1,7 kg/cm².
- Jumlah kabut tertampung 0,80 cm² 1 – 2 ml/jam.

3.5.5 Pengujian Metalografi

Pengujian metalografi dilakukan di P2M-LIPI Metallurgi dengan memberikan sampel API 5L. Sehingga didapat data hasil pengujiannya. Untuk mendapatkan hasil pengujian mikrogafi yang baik maka kita harus teliti dan cermat dalam tiap langkah – langkah yang kita lakukan. Persiapan – persiapan yang harus dilakukan untuk menghasilkan Gambar struktur mikro yang baik adalah sebagai berikut:

➤ *Pemotongan Benda Uji*

Pemilihan sampel yang tepat dari suatu benda uji studi mikroskopik merupakan hal yang sangat penting. Pemilihan sampel tersebut didasarkan pada tujuan pengamatan yang hendak dilakukan. Pada umumnya bahan komersil tidak homogen, sehingga satu sampel yang diambil dari suatu volume besar tidak dapat dianggap representatif. Pengambilan sampel harus sedemikian sehingga menghasilkan sampel yang sesuai dengan kondisi rata-rata bahan atau kondisi di tempat-tempat tertentu (kritis), dengan memperhatikan kemudahan pemotongan pula. Secara garis besar, pengambilan sampel dilakukan pada daerah yang akan diamati mikrostruktur maupun makrostrukturnya. Untuk dapat melihat struktur dalam benda uji mikroskop optik dengan baik, maka benda uji dipotong sesuai dengan ukuran alat uji metalografi dalam arah vertikal ataupun horizontal.

➤ *Mounting*

Setelah dipotong kemudian benda uji di *mounting*, yang bertujuan agar memudahkan pengoperasian selama proses selanjutnya (mudah untuk dipegang)

➤ *Grinding*

Setelah benda uji di *mounting* baru kemudian diampas secara berurutan dari yang kasar sampai yang halus memakai kekasaran kertas ampas

dengan nomor : 220, 400, 500, 800, 1000, 1500 dan 2000. Kertas amplas terbuat dari bahan *aluminium oxide waterproof*.



Gambar. 3.10. Mesin *Grinding / Polishing*

Pada Gambar 3.10 merupakan alat untuk mengamplas (*Grinding*). Dalam proses grinding harus selalu dialiri air bersih secara terus menerus dengan tujuan menghindari timbulnya panas dipermukaan benda uji yang kontak langsung dengan kertas amplas dan juga untuk menghilangkan partikel-partikel bahan abrasive menempel pada permukaan benda uji.

➤ *Polishing*

Setelah diampas sampai halus sampel harus dilakukan pemolesan-pemolesan bertujuan untuk memperoleh permukaan sampel yang halus bebas goresan dan mengkilap seperti cermin dan menghilangkan ketidak teraturan sampel. Permukaan sampel yang akan diamati dibawah mikroskop harus benar-benar rata. Apabila permukaan sampel kasar atau bergelombang, maka pengamatan struktur mikro akan sulit untuk dilakukan karena cahaya yang datang dari mikroskop dipantulkan secara acak oleh permukaan sampel.

Dalam memoles digunakan kain poles beludru dan mesin poles. Kain beludru ditempelkan pada piringan yang berputar pada mesin poles, kemudian kain diberi pasta alumina berupa partikel abrasif yang sangat halus. Selama pemolesan benda uji digerakkan didepan, kebelakang dan berputar dengan tujuan agar partikel-partikel abrasive dapat terdistribusi

dengan merata diatas piringan pemoles. Setiap satu langkah pemolesan berakhir, benda uji harus senantiasa dicuci dan dibersihkan, yaitu dengan menggunakan alkohol lalu dikeringkan dengan udara hangat. Benda uji yang sudah dipoles kemudian diperiksa dibawah mikroskop untuk dilihat apakah masih ada goresan-goresan, inklusi non logam, retakan dan lain-lain. Apabila masih ada goresan atau retakan maka benda uji harus dipoles kembali. *Polishing* akan berakhir bila sudah diperoleh permukaan benda uji yang bebas dari goresan, retakan dan permukaannya seperti cermin.

➤ *Etsa*

Etsa merupakan proses penyegaran atau pengikisan batas butir secara selektif dan terkendali dengan pencepupan ke dalam larutan pengetsa baik menggunakan listrik maupun tidak ke permukaan sampel sehingga detail, struktur yang akan diamati akan terlihat dengan jelas dan tajam. Untuk beberapa material, mikrostruktur baru muncul jika diberikan zat etsa. Sehingga perlu pengetahuan yang tepat untuk memilih zat etsa yang tepat.

Etsa ada 2 jenis yaitu :

a. *Etsa Kimia*

Merupakan proses pengetsaan dengan menggunakan larutan kimia dimana zat etsa yang digunakan ini memiliki karakteristik tersendiri sehingga pemilihannya disesuaikan dengan sampel yang akan diamati.

Contohnya antara lain : nitrit acid / natal (asam nitrit + alcohol 95%), picral (asam *picric* + alcohol), *ferric chloride*, *hydrofluoric acid*, dll. Perlu diingat bahwa waktu etsa jangan terlalu lama (umumnya sekitar 4 – 30 detik), dan setelah dietsa, segera dicuci dengan air mengalir lalu dengan alkohol kemudian dikeringkan dengan alat pengering.

b. *Elektro Etsa* (Etsa Elektrolitik)

Merupakan proses etsa dengan menggunakan reaksi elektroetsa. Cara ini dilakukan dengan pengaturan tegangan dan kuat arus listrik serta

waktu pegetsaan. Etsa jenis ini biasanya khusus untuk stainless steel karena dengan etsa kimia susah untuk mendapatkan detil strukturnya.

Dalam pengujian ini menggunakan etsa kimia yaitu permukaan benda uji dicelup dengan waktu ± 10 detik menggunakan larutan *Nital* 2 % (alkohol 97% 100 ml + HNO_3 3 ml) setelah itu dibersihkan dengan air dan alkohol 97% kemudian dikeringkan dengan udara hangat, tujuannya agar terhindar dari oksidasi udara sekitar.

➤ Pengamatan dan pemotretan

Setelah melalui proses pengetsaan maka dilakukan proses pemotretan spesimen uji. Karena yang dilihat adalah struktur mikronya, maka pengamatan dan pemotretan ini dilakukan dengan menggunakan bantuan mikroskop dan kamera.



Gambar. 3.11 Mikroskop

Gambar 3.11 adalah Mikroskop yang berfungsi untuk melihat struktur mikro. Dengan mencari gambar yang terbaik dari masing-masing dengan menggeser spesimen pelan-pelan. Sehingga didapatkan hasil yang ideal. Gambar ini akan dijadikan dasar analisis dalam kekuatan struktur maupun karakteristik suatu bahan.

3.6 Penilaian Resiko Model Indeks

Dalam penelitian ini dilakukan implementasi penilaian resiko dengan metode *scoring* yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer serta pengujian material API 5L-B. Pada tahap awal penelitian, penulis melakukan pembuatan model *risk* terhadap *pipeline* serta melakukan perhitungan biaya memasang *pipeline* baru. Kemudian dari pembuatan model *risk pipeline* dilakukan pembuatan model probabilitas dan model konsekuensi. Untuk pembuatan model probabilitas terdiri dari beberapa parameter dan beberapa variabel. Dalam penelitian ini dilakukan implementasi penilaian resiko dengan metode *scoring* yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer serta pengujian material API 5L-B. Untuk melakukan *risk assessment* ada beberapa tahap yang harus dilakukan yaitu:

1. Penentuan formula / model

Pada implementasi ini model penilaian resiko yang digunakan ialah model indeks (pemberian skor). Pada formula tersebut terdapat indeks dan *leak impact factor*. Selain itu juga dibuat formula penilaian (rangkuman) dengan format sederhana dari excel.

2. Penelaahan data dan dokumen

Data yang digunakan dalam implementasi *risk assessment* ini ialah hasil dari proyek yang dijadikan contoh kasus. Data yang dibutuhkan ialah disain dan konstruksi, operasi, *maintenance* dan inspeksi, serta interview inspektor pelaksana proyek. Setelah dilakukan pengumpulan atau penelaahan data dibuatlah *sectioning* atau pembedangan jalur pipa. Pada implementasi ini menggunakan metode *fixed length approach* dengan panjang 1 (satu) km sepanjang 31 km.

3. Pemberian skor indeks dan LIF

Setelah data terkumpul maka ditelaah satu persatu dan dilakukan penilaian pada masing-masing indeks disetiap segmennya. Dari mulai indeks kerusakan akibat pihak ketiga, indeks korosi, indeks disain, indeks kesalahan operasi, dan

dampak kebocoran. Masing-masing poin diberikan skor/ nilai sesuai panduan pada formula yang telah dibuat di awal.

4. Penjumlahan Nilai / Indeks Sum

Nilai dari seluruh indeks dijumlahkan dengan batas skor maksimum 100. Sehingga setiap section akan memiliki nilai akhir indeks maksimal 400 poin. Kemudian nilai *leak impact factor* dihitung. Skor *leak impact factor* maksimum 10 poin untuk produk gas metana. Maka didapat nilai total indeks dan *leak impact factor* pada setiap segmen.

5. Risk Matrix

Pembacaan tingkat resiko dilakukan dengan bantuan model matriks. Sumbu x berupa *probability of failure* atau jumlah total *index* dan sumbu y berupa *consequence of failure* atau *leak impact factor*. Setelah itu dibuat peta matriks 4x4 (empat kolom penuh pada sumbu x dan sumbu y). Kemudian dibagi tiga kategori resiko yaitu kategori *low*, *medium*, dan *high*. Sehingga masing-masing *section* akan didapat tingkat resiko hasil penilaian dengan metode skor.

Sebagai permulaan proses penilaian resiko pipa gas sepanjang 31 km terlebih dahulu dilakukan pengumpulan data dan hasil survey (*survey form*). Data-data yang dibutuhkan yaitu disain, operasi, hasil inspeksi, SHE dan *maintenance*. Sedangkan survey dilakukan untuk mengamati kondisi pipa secara langsung dan khususnya untuk mengetahui kondisi indeks akibat pihak ketiga. Kelengkapan data akan sangat mempengaruhi pemberian skor. Jika dalam pemberian skor tidak didukung dengan data maka dikategorikan sebagai kondisi *uncertainty* (ketidakpastian kondisi). Artinya, jika data tidak ada maka diberi skor 0 (nol) poin dikarenakan *uncertainty* berarti *increasing risk* (meningkatkan nilai resiko) dan skor 0 (nol) menandakan tingkat resiko tertinggi.

Pada implementasi ini pipa yang digunakan ialah pipa tanpa sambungan (*seamless pipe*) API 5L-B dengan diameter luar dan produk yang dialirkan berupa gas alam atau CH₄ (metana). Kode disain ASME B31.8. Standar tersebut digunakan karena produk yang dialirkan pipa berupa gas. Untuk mengantisipasi

korosi digunakan proteksi katodik jenis arus paksa atau (*impressed current cathodic protection*). Kondisi jalur pipa ialah tertanam dibawah tanah (*buried metal*) tetapi digunakan coating pada bagian luar pipa dengan tipe *coal tar enamel*. Setelah dilakukan pengumpulan data, selanjutnya dilakukan *sectioning* atau pembidangan pipa. Pada implementasi ini, *sectioning* menggunakan metode *fixed length approach* sepanjang 1 (satu) km. Artinya, pipa sepanjang 31 km akan dibagi setiap bidangnya sepanjang 1 (satu) km sehingga didapat *section* berjumlah 31 buah. Setelah itu baru dilakukan penilaian resiko dengan metode pemberian skor terhadap masing-masing *section* baik komponen indeks maupun komponen faktor dampak kebocoran.

3.7 Perhitungan Model Risk Pipeline

Model *risk pipeline* dapat disebut sebagai suatu probabilitas kegagalan dari *pipeline* dikombinasikan atau dikalikan dengan konsekuensi kegagalan dari *pipeline*. Baik probabilitas ataupun konsekuensi masing-masing mempunyai parameter yang harus diperhitungkan. Parameter-parameter tersebut juga mempunyai beberapa variabel sehingga didapat hasil perhitungan untuk masing-masing *pipeline*.

3.7.1 Probabilitas

Untuk parameter probabilitas ini terdiri dari *Third-Party Damage*, *Corrosion*, *Design*, dan *Incorrect Operations*. Dengan parameter yang ditentukan maka dapat diketahui jumlah dari masing-masing indeks berdasarkan data lapangan, survey, maupun interview petugas lapangan yang bersangkutan. Untuk menunjang data probabilitas tersebut maka kita harus mengenal parameter-parameter apa saja yang berhubungan dengan hal tersebut tentunya dengan melihat pula dampak yang akan terjadi. Parameter tersebut diantaranya yaitu :

- ***Third-Party Damage* (faktor pihak ketiga)**

Pada faktor pihak ketiga ini ada beberapa item untuk dijumlahkan sebagai parameter faktor pihak ketiga diantaranya kedalaman pipa, tingkat aktivitas

disekitar jalur pipa, sarana diatas jalur pipa, sistem panggilan darurat, pengetahuan masyarakat terhadap jalur pipa, kondisi jalur pipa dan frekuensi patroli.

Tabel 3.1 Skor Maksimum indeks kerusakan pihak ketiga (Muhlbauer, 2004)

Komponen Nilai	Skor
Kedalaman pipa	20
Tingkat aktivitas disekitar jalur pipa	20
Sarana diatas jalur pipa	10
Sistem panggilan darurat	15
Pengetahuan masyarakat terhadap jalur pipa	15
Kondisi jalur pipa	5
Frekuensi patrol	15
Total Skor	100

Masing-masing memiliki parameter yang berbeda-beda dengan skor maksimum 100. Dan bisa dilihat dalam tabel 3.2 yang merupakan skor maksimum yang mengacu pada metode *Pipeline Riks Management Manual W.K Mauhlbauer*.

- **Corrosion (Korosi)**

Indeks korosi merupakan indeks yang sangat berpengaruh tentunya pada disain ketebalan pipa API 5L grade B yang merupakan salah satu *variable essential* dalam proses *pipeline*. Oleh karena itu diperlukan perhitungan *risk* pada daerah tersebut sebagai dasar keputusan dalam mendisain ketebalan pipa. Ada hal lain selain laju korosi yaitu konstanta yang tidak tergantung terhadap waktu. Seperti contoh pergesaran tanah, longsor, adanya pihak ketiga yang dapat berpengaruh terhadap disain pipa. Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran melalui 3 (tiga) bagian yaitu korosi atmosfer, korosi internal dan korosi logam tertanam yang jumlah keseluruhan adalah 100 dengan jalur 31 km dan tiap section 1 (satu) km, hal ini untuk mempermudah dalam perhitungan indeks korosi.

Tabel 3.2 Skor Maksimum Indeks Korosi

Komponen Nilai	Skor
Korosi Atmosfer	10
Sarana	5
Tipe	2
Coating	3
Korosi Internal	20
Produk Korosi	10
Proteksi Internal	10
Korosi Logam tertanam	70
Korosivitas tanah	15
Mekanisme Korosi	5
Proteksi Katodik	25
Kondisi Pelapisan	25
Total Skor	100

- **Design (Disain)**

Indeks disain merupakan hal penting dalam tingkat keamanan yang dibutuhkan untuk pipa agar tidak terjadi bahaya. Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran dengan 6 (enam) bagian yaitu:

Tabel. 3.3 Skor maksimum indeks disain

Design Index	Unit
<i>Safety factor</i>	35
<i>Fatigue</i>	15
<i>Surge Potential</i>	10
<i>Test Pressure</i>	15
<i>Age Verifications</i>	10
<i>Land Movement</i>	15
Total	100

- ***Incorrect Operations (Kesalahan Operasi)***

Pada tahap menentukan kesalahan operasi dilakukan pengamatan dan perhitungan yang terdiri dari 8 (delapan) bagian diantaranya sebagai berikut:

Tabel. 3.4 Skor maksimum *incorrect operations*

Incorrect Operation	Skor
Disain	4
Potensi MAOP	12
Sistem Keamanan	10
Pemilihan Material	2
Pengecekan	2
Konstruksi	20
Operasi	35
Perawatan	15
Total	100

3.7.2 **Konsekuensi / *Leak Impact Factor (LIF)***

Nilai parameter konsekuensi berdasarkan buku muhlbauer dimana nilai *LIF* merupakan perkalian dari Produk *hazard* x *Leak* x *Dispersion* x *Receptor*

Tabel 3.5 *Leak Impact Factor*

ITEM
Product Hazard
Bahaya Akut
Mudah Terbakar (Nf)
Kereaktifan (Nr)
Keracunan (Nh)
Bahaya Kronis
Leak / Spill Volume
Dispersion
Receptors
General population category
Special population category
Population Density Score (Pop)
Environmental Considerations (Env)
High-Value Area (HVA)
Total Score = (Pop + Env + HVA)
Leak Impact Factor (LIF)

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

Setelah dilakukan pengujian – pengujian di berbagai tempat yaitu P2M-LIPI, KIM-LIPI, P2F-LIPI dan PT. Inspektindo, baik pengujian mekanik dan pengujian kimia guna mendapatkan hasil yang diinginkan yaitu diketahui standarisasi sampel serta kelayakan pipa untuk dipasang dalam *pipeline* apakah masih layak atau tidak. Dengan didapatkan data-data hasil pengujian maka kita bisa menganalisis dengan didukung oleh berbagai acuan sehingga tujuan dari penelitian ini dapat tercapai.

4.1 Identifikasi Material API 5L

4.1.1 Analisis Hasil Pengujian Komposisi Kimia

Bahan berupa potongan pipa material API 5L Diameter 6 (enam) inci dan ketebalan aktual 0.216 Inchi atau 5.5 mm. Pengujian dilakukan di LIPI Metallurgi diberikan data sebagai berikut.

Tabel 4.1. Data Hasil Pengujian Komposisi Kimia Sampel API 5L

Unsur	Kadar (%)	Unsur	Kadar (%)
C	0.158	Ti	0.001
Si	0.01	Sn	0.002
S	0.014	Al	0.044
P	0.014	Pb	<0.0001
Mn	0.338	Zr	<0.0001
Ni	0.012	Zn	<0.0001
Cr	0.008	Fe	99.37
Mo	0.001		
Cu	0.026		
W	<0.0001		

Hasil data berupa komposisi dalam persen berat diperbandingkan dengan data yang ada dalam standar API 5L dalam Tabel 4.2 guna mengetahui *range* grade dari sampel tersebut. Data yang dibutuhkan pada standar uji komposisi bahan adalah Carbon Maks. 0,27%, Mangan (Mn) Maks. 1,15%, Fosfor (P) Maks. 0,04%, dan Sulfur (S) Maks. 0,05%. Data hasil pengujian menunjukkan banyak unsur-unsur yang muncul pada hasil pengujian spektrometer diantaranya ada unsur-unsur sesuai standar. Dan perbandingannya bisa dilihat dalam Tabel berikut.

Tabel 4.2 Perbandingan Data Hasil Pengujian dengan Standar API 5L Grade B

Unsur	Kadar (%)	Standar API 5L (%)	Unsur	Kadar (%)	Standar API 5L (%)
C	0.158	Maks. 0,27	Ti	0.001	-
Si	0.01	-	Sn	0.002	-
S	0.014	Maks. 0,05	Al	0.044	-
P	0.014	Maks. 0,04	Pb	<0.0001	-
Mn	0.338	Maks. 1,15	Zr	<0.0001	-
Ni	0.012	-	Zn	<0.0001	-
Cr	0.008	-	Fe	99.37	-
Mo	0.001	-			
Cu	0.026	-			
W	<0.0001	-			

Dari hasil pengamatan maka diketahui unsur Karbon (C) 0.158 % , Sulfur (S) 0.014 % , Fosfor (P) 0.014 % , dan Mangan (Mn) 0.338 % . Maka standar API 5L Grade B terpenuhi hal ini berdasarkan standar komposisi API 5L. dengan demikian komposisi kimia bahan pipa tersebut masih sesuai dengan bahan yang direkomendasikan untuk didisainkan berdasarkan standar API 5L. dengan kadar karbon dibawah 0.2 % maka termasuk baja karbon rendah.

4.1.2 Analisis Hasil Pengujian Uji Tarik

Selanjutnya dilakukan pengujian mekanik guna mengetahui *Tensile Strenght* dan *Hardness* dengan dibandingkan dengan standar API 5L Grade B apakah memenuhi atau tidak. Pengujian Sampel bahan dilakukan di LIPI Fisika dengan 2 (dua) sampel berbeda yaitu sampel bahan API 5L Dia. 6 (enam) Inchi utuh dengan sampel API 5L Dia. 6 Inchi terkorosi. Setelah dilakukan pengujian didapat data sebagai berikut pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3 Data Hasil Pengujian Tarik Sampel API 5L Dia. 6 Inchi. Utuh.

Sampel Utuh	Lo mm	IW mm	IT mm	L mm	BW mm	BT Mm	Max Load kN	TS kN/mm ²	e %
1	62	12.9	5.35	72.00	9.40	3.00	33.490	0.48525683	16.129
2	62	12.8	5.35	73.00	9.25	3.10	33.615	0.49087325	17.742
3	62	12.9	5.35	77.45	9.10	3.15	33.165	0.48054771	24.919

Analisis hasil uji tarik sampel API 5L Dia. 6 (enam) Inchi. Utuh pada Tabel 4.3 menunjukkan bahwa kuat tarik maksimum adalah 0.49087 kN/mm² dan kuat tarik minimum adalah 0.48054 kN/mm².

Tabel. 4.4 Data Hasil Pengujian Tarik Sampel API 5L Dia. 6 (enam) Inchi. Terkorosi

Sampel Korosi	Lo mm	IW mm	IT Mm	L mm	BW mm	BT mm	Max Load kN	TS kN/mm ²	e %
1	62	12.7	5.35	75.0	9.10	3.10	32.765	0.48222827	20.968
2	62	13.0	5.35	74.0	9.30	3.20	32.190	0.46283249	19.355
3	62	12.6	5.35	76.0	9.00	3.00	32.715	0.48531375	22.581
4	62	12.8	5.35	74.4	9.15	3.15	33.515	0.48941297	20.000

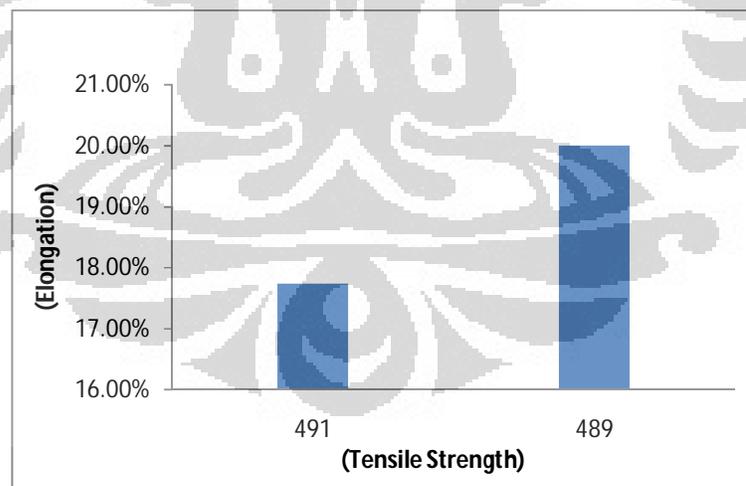
Pada Tabel 4.4 menunjukkan bahwa nilai maksimum 0.48941 kN/mm². Pada pengujian tarik sampel terkorosi dilakukan sebanyak 4 (empat) kali percobaan dikarenakan adanya pengujian yang gagal dan mengalami ketidaksesuaian Gambar maka dilakukan 4 (empat) kali percobaan untuk mendapatkan hasil yang memuaskan untuk perbandingan sampel utuh dan sampel terkorosi.

Tabel 4.5 Data Hasil Uji Tarik

Bahan	<i>Tensile Strength</i> (N/mm ²)	<i>Elongation</i>
Utuh	491	17.74%
Korosi	489	20.00%

Pada Tabel 4.5 hasil Uji Tarik dari beberapa percobaan untuk sampel utuh maka didapat nilai *Tensile Strength* 491 N/mm² dengan *Elongation* 17.74%. pada sampel utuh bahan masih kuat dan nilai *tensile strength* cukup besar. Untuk mendapatkan kepastian apakah pipa API 5L ini masuk dalam standar API 5L maka harus adanya kesesuaian standar yang telah diterapkan.

Sama halnya dengan sampel utuh data hasil analisa Uji Tarik pada sampel terkorosi memiliki rata-rata *tensile strength* 489 N/mm² dengan *Elongation* 20.00%. jika di plot dalam diagram maka akan terlihat perbandingan antara sampel utuh dan sampel terkorosi pada Gambar dibawah ini baik *elongation* maupun *tensile strength*.

Gambar 4.1 Perbandingan *Elongation* terhadap *Tensile Strength*

Dari Gambar 4.1 menunjukkan ada perbedaan dari sampel utuh dengan sampel terkorosi jika dianalisis secara mekanik ternyata sampel utuh jauh lebih keras dibandingkan sampel terkorosi $491 \text{ N/mm}^2 > 489 \text{ N/mm}^2$. Hal ini dipengaruhi

oleh ikatan-ikatan antar bahan pada sampel utuh masih rapat dan kuat sehingga TS (*Tensile Strength*) nya semakin besar, berbeda dengan sampel terkorosi yang jauh lebih kecil dari nilai *Tensile Strength* nya, akan tetapi ada perbedaan yaitu elongasinya, pada sampel terkorosi elongasinya lebih besar dari pada sampel utuh $20.00\% > 17.74\%$. hal ini dipengaruhi oleh adanya korosi pada sampel API 5L sehingga bahan menjadi lunak karena ikatan-ikatan antar partikel mengalami peregangan dan adanya korosi erosi pada bahan sampel menyebabkan kehilangan berat (*weight loss*) sehingga bahan tidak seragam.

Data hasil uji tarik pada Tabel 4.5 akan dicocokkan dengan standar API 5L untuk menentukan range dari sampel tersebut. Apakah sesuai dengan standar API 5L untuk disain *pipeline* data uji tarik ini akan diperkuat dengan data uji kekerasan.

4.1.3 Analisis Nilai Kekerasan dari Hasil Uji Tarik

Pada data nilai kekerasan ini didapat dari Persamaan :

$$HB = \frac{\text{Tensile Strength}}{3.45} \dots\dots\dots(4.1)$$

Dimana hasil *Tensile Strength* tidak lebih dari 1500 N/m^2 maka dapat digunakan Persamaan ini. Setelah dilakukan perhitungan matematis maka didapat hasil nilai kekerasan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Data Hasil Nilai Kekerasan

Bahan	Nilai Kekuatan Uji Tarik (N/m^2)	Nilai Kekerasan Brinell (N/m^2)
Utuh	491	142
Korosi	489	141

Hasil perhitungan menggunakan Persamaan (4.1) menghasilkan perbandingan nilai kekerasan sampel utuh dan sampel terkorosi yaitu nilai kekerasan pada sampel utuh 142 lebih besar dari sampel terkorosi 141. Setelah semua data mekanikal terkumpul maka sampel pipa API 5L akan diketahui range nya mengacu pada standar API 5L *Mechanical Properties*.

Tabel 4.7 Hasil Uji Mekanikal dan Standar API 5L.

Keterangan	Standar API 5L Gr-B (N/m ²)	Hasil Uji (N/m ²)
Yield Strength Min	141	142
Yield Strength Max	448	
UTS min	413	491
UTS max	758	

Pada Tabel 4.7 nilai *yield strength* dan *tensile strength* perbandingan antara standar API 5L dengan hasil uji menunjukkan nilai kekerasan 142 Mpa yaitu berkisar antara 141 – 448 MPa dan nilai hasil uji tarik 491 Mpa dengan standar API 5L 413 – 758 MPa maka hasil uji mekanikal sudah memenuhi standar API 5L yang merupakan material API 5L grade B. Untuk menyimpulkan semua data yang ada dari hasil uji komposisi dengan hasil uji mekanikal maka guna lebih memperjelas perbandingan antara data hasil uji kimia bahan dan uji mekanis terhadap data sesuai standar API 5L grade B disusun ringkasannya yang disajikan dalam Tabel 4.8

Tabel 4.8 Perbandingan Antara Hasil Uji Kimia dan Mekanis Terhadap Standar API 5L.

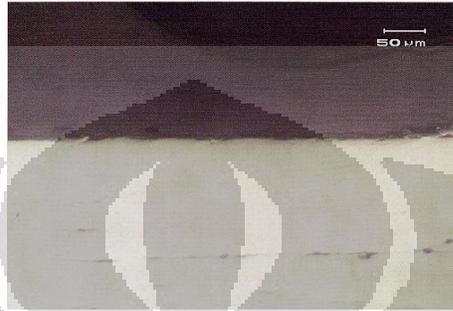
Sampel	jenis pengujian		API 5L-B Standar	Hasil Uji Lab
6" Utuh	Chemical Test	% C	Max 0.27	0.158
		% S	Max 0.05	0.014
		% P	Max 0.04	0.014
		% Mn	Max 1.15	0.338
	Mechanical Test	Tensile Strength	413	491
		(N/m ²)	758	
		Yield Strength	141	142
		(N/m ²)	448	

Setelah dilakukan beberapa pengujian guna mendapatkan kelayakan bahan. Maka didapatkan bahwa bahan tergolong dalam range API 5L Grade B yang merupakan pipa baja karbon rendah. Material API 5L grade B merupakan pipa penyalur untuk produk Oil dan Gas dipasang *pipeline*. Pada komposisi menunjukkan C=0.158%, S=0.014%, P=0.014%, dan Mn=0.338%. hal ini dibandingkan dengan yang ada dalam standar API 5L grade B yakni C=0.27% maksimum, S=0.05% maksimum, P=0.04% maksimum, dan Mn=1.15% maksimum. Dengan demikian unsur-unsur tersebut berada dalam kadar yang diizinkan sebagai bahan pipa diameter 6 Inchi untuk fluida gas. Sedangkan pada pengujian mekanik pada uji tarik memiliki nilai *Tensile Strenght* 491 N/m² jika mengacu pada standar API 5L grade B yaitu diantara 413 sampai 758. Dan pada nilai *Yield Strenght* 142 N/m² yaitu nilai diantara 141 – 448 N/m², maka kesimpulannya bahan yang tidak diketahui ini termasuk dalam golongan material API 5L grade B untuk pemasangan *pipeline* distribusi gas.

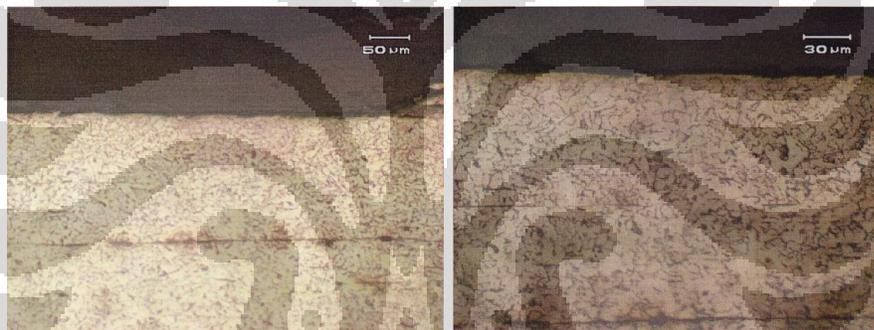
4.2 Analisa Hasil Uji Metalografi

4.2.1 Analisis Hasil Uji Metalografi Sampel Utuh

Setelah dilakukan pengujian di P2M-LIPI maka didapat hasil pengujian metalografi yang dapat dianalisis secara visual.



Gambar 4.2. Sampel Utuh API 5L Tanpa Etsa.



(a)

(b)

Gambar 4.3. Dengan Etsa, (a). Sampel Utuh Perbesaran 50 nm (b). Sampel Utuh Perbesaran 30 nm.

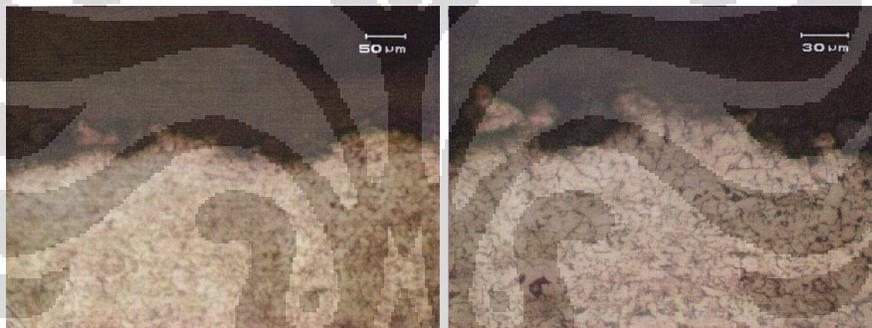
Pada Gambar 4.2 data hasil uji metalografi tanpa etsa belum menunjukkan adanya cacat pada logam. Kemudian pada Gambar 4.3 setelah di etsa dengan natal 2% sampel menunjukkan terdapat butir-butir dengan warna putih merupakan *ferrite* dan warna hitam merupakan fasa *pearlite*. Fasa *pearlite* merupakan gabungan fasa *ferrite* dan fasa karbida (Fe_3C). gabungan fasa *ferrite* dengan *Pearlite* menunjukkan bahwa material API 5L grade B merupakan logam baja karbon. Pada Gambar 4.2 dan 4.3 logam memiliki kondisi permukaan bertekstur halus belum terjadi korosi sumuran.

4.2.2 Analisis Hasil Uji Metalografi Sampel Terkorosi

Hasil pengujian metalografi pada sampel terkorosi menunjukkan adanya perbedaan sehingga pengamatan berdasarkan mikro dapat dianalisis yang merupakan adanya mekanisme korosi pada bahan API 5L.



Gambar 4.4. Sampel Terkorosi API 5L Tanpa Etsa.



Gambar 4.5 Sampel Terkorosi dengan Etsa, (a). API 5L Perbesaran 50 nm dan (b). API 5L Perbesaran 30 nm.

Data hasil uji metalografi sampel API 5L grade B terkorosi pada Gambar 4.4 tanpa etsa sampel sudah terlihat adanya degradasi korosi sumuran (*pitting corrosion*). Kemudian pada Gambar 4.5 dengan etsa natal 2% terlihat jelas adanya *ferrite* dan *pearlite* pada sampel API 5L grade B. *ferrite* berwarna putih dan *pearlit* berwarna hitam. Pada Gambar 4.5 terdapat korosi sumuran (*pitting corrosion*) pada permukaan logam. Jika diamati dari sampel utuh dengan sampel terkorosi jelas kondisi pada logam yang terkena serangan korosi tekstur berubah menjadi sangat kasar karena merupakan hasil proses korosi berupa oksida-oksida logam dan warna berubah menjadi warna merah bata tua yang merupakan oksida ferrous (Fe_2O_3).

4.3 Analisis Kelayakan Pipa dan Sisa Umur Pakai API 5L Grade B diameter 6 (enam) inci

Pipa penyalur material API 5L grade B dengan diameter 6 inci dan ketebalan 0.28 inci di hitung umur pakainya berdasarkan data hasil pengukuran ketebalan aktual, yang diukur tahun 2012 ini dan ketebalan yang disyaratkan dari hasil perhitungan berdasarkan formula standar ASME. Sehubungan dengan faktor disain dilakukan analisa berdasarkan metode *Pipeline Risk Management* dimana pengaruh faktor ketebalan disain tersebut dipengaruhi oleh lingkungan sekitar pipa penyalur.

Hasil pengukuran pipa menunjukkan bahwa ketebalan pipa aktual (t_a) adalah 0.216 inci dengan ketebalan nominal pipa (t_n) adalah 0,43 inci. diketahui tekanan disain pipa diameter 6 (enam) inci adalah 180 psi, berdasarkan standar ASME B31.8 (2010) kekuatan maksimum yang diizinkan dalam keadaan disainonal adalah 35000 psi, faktor disain (F) = 0,4 karena termasuk golongan *pipeline* dan merupakan kelas 4 (empat) yang dikondisikan untuk banyaknya bangunan umum, jalan raya yang padat, adanya bangunan bawah tanah serta aktivitas masyarakat yang padat diatas tanah, Temperatur (T) = 1.00 dengan temperatur kurang dari 250°F. dan *Joint Factor* (E) = 1.00 merupakan pipa kelas *seamless*. berdasarkan data teknis tersebut maka dapat ditentukan nilai tingkat kelayakan disainonal *pipeline*.

- Ketebalan disain pipa

$$t_r = \frac{P.D}{2.S.F.E.T}$$

$$t_r = \frac{180 \times 6,625}{2 \times 35000 \times (0,4)(1)(1)} = 0.04 \text{ in}$$

- Tekanan disain pipa

$$P = \frac{2.S.t_r}{D} FET$$

$$P = \frac{2 \times 35000 \times 0.04 \times 0,4 \times 1 \times 1}{6,625} = 169.056 \text{ Psi}$$

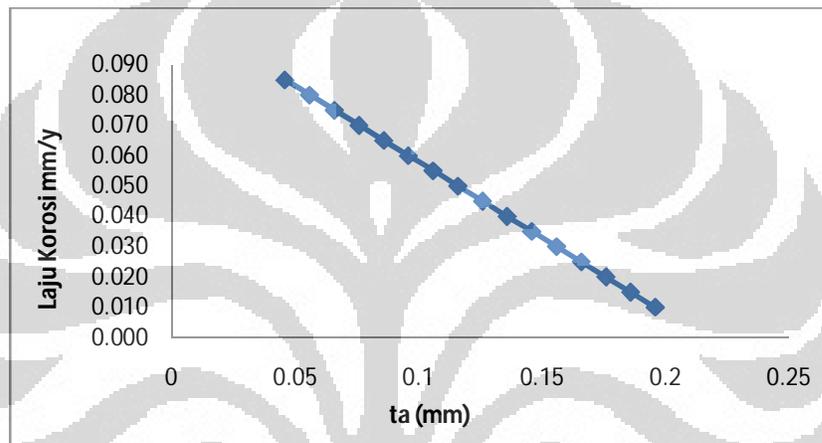
- Tekanan berdasarkan ketebalan aktual minimum.

$$P_{MAWP} = \frac{2.S.t_a}{D} FET$$

$$P_{MAWP} = \frac{2 \times 35000 \times 0.216 \times 0,4 \times 1 \times 1}{6,625} = 912.906 \text{ Psi}$$

Diketahui tekanan disain 169.056 psi dan tekanan *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP) 912.906 psi. maka tidak dilakukan penurunan tekanan disain (*rerating*) dibawah tekanan MAWP, karena tekanan MAWP jauh dari tekanan disain dan pipa masih layak pakai.

Dari data pada Lampiran 2. Ketebalan aktual dapat diprediksikan dengan mendapatkan prediksi tekanan dari inspeksi tahun kedepannya berdasarkan rumus ASME B31.3.



Gambar. 4.6 Kurva laju korosi terhadap ketebalan aktual

Pada Gambar 4.6 terlihat bahwa laju korosi terhadap ketebalan bahwa semakin besar laju korosi maka semakin tipis ketebalan pipa nominal yang akhirnya akan berdampak pada kemungkinan kebocoran dan ledakan pada jalur pipa. Hal ini perlu diadakan adanya inspeksi untuk mengetahui kapan pipa tersebut akan dilakukan repair atau penggantian pipa baru.

Apabila nilai ($t_a - t_r = 0$) maka umur sisa pipa telah habis dan hal ini risikonya sangat tinggi. Diketahui nilai $t_a = 0,216$ inci dan nilai $t_r = 0.04$ inci jika dibandingkan $t_a > t_r$. Maka dalam hal ini pipa masih layak pakai. Pada Lampiran 2. Ketebalan aktual 0.216 inci diprediksikan pada tahun ke-8.5 tahun masa RL akan habis dengan laju korosi 0.01 ipy dari NACE.

4.4 Pengaruh Korosi Atmosfer

Korosi atmosfer merupakan faktor yang dapat menurunkan nilai mutu pada suatu bahan oleh karena itu dilakukan pengujian korosi atmosfer dengan metoda *salt spray* yang merupakan nilai ekstrim, sehingga dapat diketahui nilai laju korosi guna dilakukannya pencegahan yang dapat menipisnya lapisan logam material. Digunakan data-data dari peneliti sebelumnya dengan metoda *salt spray* dan data pengujian lapangan sebagai perbandingan serta memperkuat asumsi-asumsi dasar mengenai laju korosi dilingkungan laut, untuk dijadikan sebagai *Corrosion Allowance*(CA) dalam pembuatan disain ketebalan pipa.

4.4.1 Analisis Hasil Uji Korosi Metoda *Salt Spray*

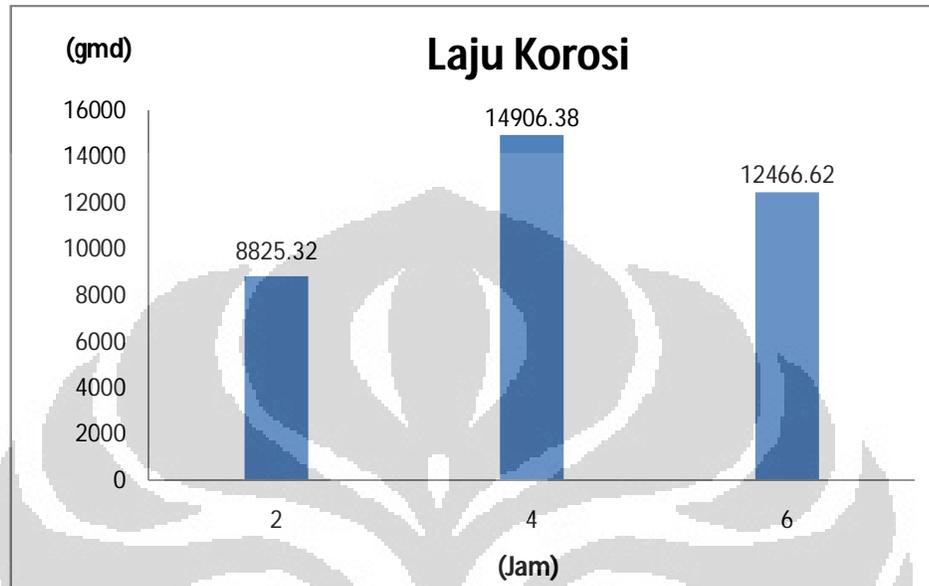
Pengujian korosi yang dilakukan di P2M-LIPI dengan metoda *salt spray* menghasilkan data pada Tabel 4.9. dan juga digunakan data sekunder dari penelitian sebelumnya yang diambil dari jurnal ilmiah. Untuk mendapatkan laju korosi digunakan metoda kehilangan berat maka didapat data hasil uji korosi *salt spray* sebagai berikut.

Tabel 4.9 Data Hasil Uji Korosi *Salt Spray*

Sampel	Waktu (jam)	<i>Corrosion Rate</i>		
		mm/y	g/(m ² .d)	g/(m ² .th)
I	2	1.15	24.51	8825.32
II	4	1.93	41.41	14906.38
III	6	1.61	34.63	12466.62

Pada Tabel 4.9. Data hasil uji korosi *Salt Spray* yang dilakukan dengan waktu yang berbeda yaitu 2 (dua), 4 (empat), dan 6 (enam) jam. Pengkonversian ini dilakukan dengan mengkalikan (mm/y) x 2.74 x densitas (g/cm³) = (gmd). Diketahui densitas pada penelitian ini untuk 2(dua) jam memiliki densitas 7.78 x 10⁻³, 4 (empat) jam densitasnya 7.83 x 10⁻³ g/cm³, dan 6 (enam) jam densitasnya 7.85 x 10⁻³ g/cm³. Analisa Tabel 4.9 pada jam ke 4 (empat) mengalami kenaikan

yang tidak seragam karena pada jam ke 6 (enam) mengalami penurunan. Lebih jelasnya perbedaan itu terlihat pada Gambar 4.7.



Gambar. 4.7 Diagram Laju Korosi Metoda *Salt Spray*

Pada Gambar 4.7. jam ke 4 (empat) memiliki nilai paling tinggi diantara laju korosi pada jam ke-2 (dua) dan ke-6 (enam). Pada Lampiran 14. Dibuat grafik maka hasil analisa data ini belum menunjukkan adanya linier. Idealnya nilai regresif mendekati angka 1 (satu) yang dianggap sebagai nilai yang mendekati kebenaran dimana $R^2 = 0.99$. dari Lampiran 14. menunjukkan $R^2 = 0.353$, ini sangat menjauhi kebenaran. Setelah dianalisa pada pengamatan proses penelitian korosi atmosfer dari berbagai literatur bahwa penelitian korosi atmosfer idealnya adalah satu tahun kemudian laju korosi atmosfer untuk baja selalu berubah dalam 10 tahun. Hal ini sangat memungkinkan bahwa dengan waktu yang sangat sedikit akan menunjukkan laju korosi yang tidak linier.

Laju korosi pada penelitian ini dapat digunakan sebagai pertimbangan oleh petugas *pipeline* maupun produksi dalam mengelola disain yang sesuai untuk kondisi dan keadaan lingkungan yang dapat mempengaruhi jalur pipa dari kerusakan maupun kebocoran akibat korosi.



(a). 11,5%

(b). 39%

(c). 58%

Gambar.4.8 Hasil visual korosi atmosfer metoda *Salt Spray* dengan waktu ekspos (a). 2 jam, (b).4 jam dan (c). 6 jam.

Pada Gambar 4.8 diatas dapat diamati secara visual pada Gambar 4.8 (a), diekspos dengan waktu dua jam mengalami sedikit timbulnya karat pada permukaan logam dan pada Gambar 4.8 (b), dengan waktu ekspos empat jam sudah mengalami timbulnya bercak coklat yang diketahui adalah ferrous dan jumlah karat lebih banyak dari waktu ekspos dua jam kemudian pada waktu ekspos enam jam pada Gambar 4.8 (c), bahan logam mengalami lebih banyak terkarat dibandingkan dari waktu ekspos dua jam dan empat jam, maka dengan pengamatan secara visual ini laju korosi pada logam API 5L grade B mengalami peningkatan seiring dengan lamanya waktu yang diekspos.

Korosi lingkungan khususnya lingkungan dengan kadar ion klorida lebih dari 3% rentan pada pipa baja. Logam dasar berbasis ferrous dengan kadar karbon 0.158%, krom 0,008%, Nikel 0.012%, Sangat rentan terjadinya korosi lingkungan garam. Proses elektrokimia berperan besar terjadinya korosi. Adanya empat komponen terjadinya korosi dalam sel yaitu adanya anoda, katoda, elektrolit dan environment. Pengkondisian sel korosi melalui pengujian kabut garam (*Salt Spray*), kondisi pH 6,5 hingga 7,2, temperature 35°, larutan elektrolit 5 wt% sodium klorida sangat cocok. Hasil pengujian kabut garam dengan standar ASTM B117, pipa baja diekspos dengan interval 2, 4 dan 6 jam diruang kabut garam terlihat pada Tabel 4.9.

Pada Tabel 4.9. Terlihat bahwa peningkatan waktu ekspos pengujian hingga 6 (enam) jam mengalami peningkatan serangan korosi secara drastis. Prosentase area karat mulai tampak hingga 11,5 % dari area luas total permukaan dalam waktu kurang 2 (dua) jam. Indikasi awal bahwa kerusakan lapisan pipa baja pada dibawah 2 (dua) jam. Walaupun dikategorikan tingkat kerusakan kecil namun cukup memberi kesempatan perlarutan logam. Semakin meningkat seiring terbukanya permukaan logam dasar baja karena sifat baja lebih anodik. Seiring waktu ekpos hingga 6 (enam) jam, tingkat kerusakan semakin tinggi dengan prosentasi kerusakan karat 58%. Reaksi penipisan lapisan logam terjadi di dalam lingkungan elektrolit. Logam baja terlarut menjadi Fe_2O_3 dan membentuk *scale* yang protektif sehingga logam baja akan terlarut membentuk lapisan baru.

Adanya anomali data terjadi pada pengujian, bahwa prosentasi daerah karat meningkat secara linear, namun pada waktu ekpos 6 (enam) jam, prosentasi kerusakan karat hingga 58%. Ini dikarenakan lapisan baja tidak homogen diseluruh permukaan, anomali data juga terjadi waktu ekpos 4 (empat) jam hingga 39%. Ini terjadi karena larutan sodium klorida dalam bentuk butiran air cukup menghambat proses penipisan lapisan atau korosi melalui pembentukan *scale* garam yang menutupi permukaan logam.

Secara teori jika proses elektrokimia terjadi secara simultan dengan menganggap lingkungan tetap dan tidak ada perubahan internal pada logam sehingga laju oksidasi konstan akan menurunkan laju korosi karena lapisan oksida menutupi seluruh permukaan logam sehingga tidak ada ion-ion negatif berdifusi masuk kedalam logam. Namun kenyataan dilapangan logam mengalami perlakuan alam seperti hujan, angin, dan kabut serta internal logam itu sendiri. Pada pengujian ASTM B117 cukup mewakili keadaan tersebut dengan menyemprotkan butir-butir air yang mengandung 5% garam keseluruh ruang uji. Dengan tekanan dan ukuran butir air tertentu sehingga tekanan diruang uji lebih tinggi dibanding tekanan di luar ruang uji terlihat pada Gambar 4.8.

Permukaan uji sebelum diekspos pengujian belum terjadi kerusakan lapisan namun pada ekpos 2 (dua) jam terjadi penipisan dan kerusakan 11.5% dari total luas permukaan. Peningkatan kerusakan 4 (empat) jam ekpos menyebar di tepi-tepi permukaan dengan daerah kerusakan 39% dari total luas permukaan.

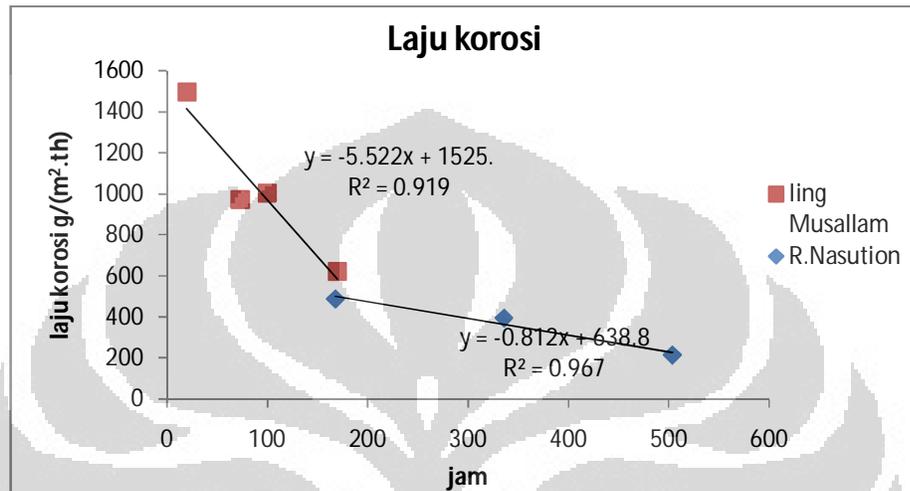
Pada Gambar 4.8, daerah kerusakan karat semakin melebar 58% dari total luas permukaan dengan tingkat kerusakan berat secara cepat pada waktu ekspos 6 (enam) jam. Pada Gambar 4.8, terlihat adanya *scale* berupa lapisan garam yang soluble yang berfungsi untuk menghambat terjadinya penipisan lapisan baja. Terjadinya penipisan logam terlihat dari perubahan warna tekstur lebih mendekati warna gelap. Sedangkan daerah terbuka berwarna hitam diindikasikan sebagai base metal logam ferrous. Tingkat kerusakan pengkaratan akibat lingkungan tidak hanya konsentrasi berupa larutan klorida atau zat pencemar lainnya, namun juga harus dilihat faktor suhu, kelembaban kritis, arah dan kecepatan angin, radiasi matahari dan jumlah curah hujan.

Syarat terjadinya proses korosi adalah adanya daerah anodik, daerah katodik, lingkungan sekitar, dan hubungan arus antara dua daerah tersebut. Produk-produk korosi berupa oksida ferrous berwarna merah bata (Fe_2O_3) menyelimuti logam dasar (*host metal*) sebagai daerah katodik sedangkan logam dasar bertindak sebagai daerah anodik. Daerah produk korosi sebagai daerah katodik. Daerah ini tidak mengalami korosi tergantung dari pH. Daerah ini juga mengalami proses reduksi air (H_2O).

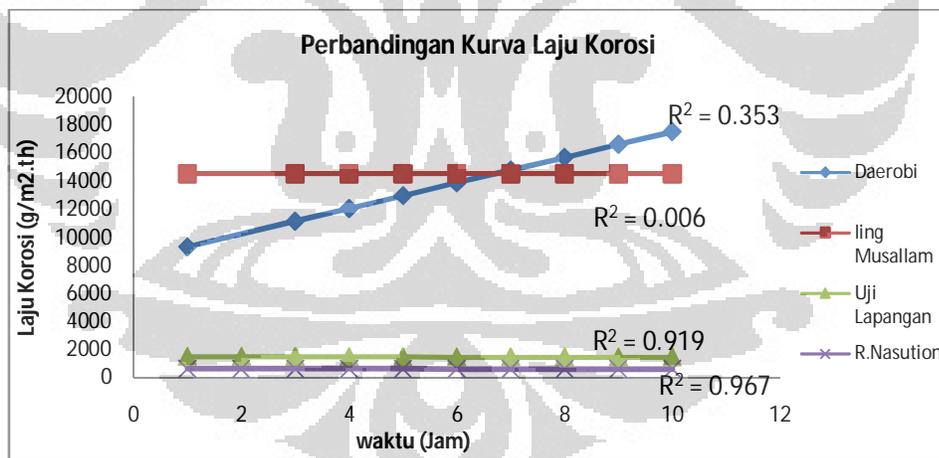
Sementara pada proses anodik pada daerah logam berupa penipisan tebal logam yang terjadi akibat pelarutan secara anodik, atom-atom logam menjadi ion-ion logam ke lingkungan dan nanti akan bereaksi dengan produk reaksi reduksi menghasilkan oksida logam atau disebut karat. Proses korosi ini terjadi karena adanya kandungan klorida, air, suhu, kelembaban, oksigen dan lama air diatas permukaan logam. Banyaknya reaksi pengkaratan sehingga lapisan demi lapisan sudah dipenuhi oleh Fe_2O_3 dan tekanan oksigen terus menekan sehingga lapisan oksida tipis yang menyelimuti baja lunak pecah dan proses korosi dimulai.

4.4.2 Analisis Hasil Perbandingan Data *Salt Spray* dan Lapangan Hasil Validasi Penelitian Sebelumnya.

Peneliti sebelumnya yang telah menggunakan metoda *Salt Spray* sebagai pengujian korosi atmosfer dengan waktu yang lebih lama.



Gambar. 4.9. Perbandingan Hasil Pengujian ling Musallam dengan R.Nasution



Gambar. 4.10. Kurva Perbandingan Laju Korosi Hasil Validasi

Pada Gambar 4.10. Diketahui bahwa baja pada rentan waktu 1 jam sampai 240 jam memiliki laju korosi rata-rata 14400 (g/m².th) jika ditinjau dari grafik belum menghasilkan data yang sempurna dengan nilai $R^2 = 0.006$. Pada data lapangan dengan lama waktu 4080 jam didapatkan nilai laju korosi rata-rata 1024 (g/m².th) dengan $R^2 = 0.919$. kemudian data *Salt Spray* dengan lamanya waktu

504 jam pada penelitian R. Nasution menghasilkan laju korosi rata-rata 365.78 g/(m².th) dengan R² = 0.967. semakin lama waktu dalam penelitian maka hasil yang didapat semakin linier. Pada Tabel 4.10 dibawah ini yang paling signifikan untuk dijadikan sebagai *Corrosion Allowance*(CA) dalam pembuatan disain ketebalan pipa adalah yang memiliki nilai regresif paling besar yaitu R² = 0.967 hasil pengujian R.Nasution.

Tabel.4.10 Perbandingan R² untuk mendapatkan *Corrosion Allowance*(CA).

Hasil Pengujian	Laju Korosi (g/m ² .th)	a	b	R ²
Pengujian lab , <i>Salt Spray</i>	12066.11	910.3	8424	0.353
ling Musallam	14400	-1.581	14548	0.006
ling (Lapangan)	1024	-5.522	1525	0.919
R.Nasution	365.78	-0.812	638.8	0.967

4.4.3 Analisis Ketebalan Pipa dengan Pengaruh Korosi Atmosfer

Pipa API 5L grade B diameter 6 (enam) inci dengan mengambil nilai laju korosi atmosfer yang paling signifikan dari penelitian sebelumnya ternyata tidak relevan untuk standar pipa. Pada perhitungan ini digunakan CA dari NACE yaitu 0.02 ipy.

Diketahui :

- Kondisi Lingkungan :
Corrosion Allowance (CA) = 0.02
- Data Lapangan :
Tekanan Disain (P) = 180 psi
Diameter luar (D) = 6,625 inci
- Berdasarkan ASME B31.8-2010 :
Faktor Disain (F) = 0.4
Joint Efisiensi (E) = 1.00
Temperatur (T) = 1.00
Kekuatan Maksimum (S) = 35.000

berdasarkan standar ASME B31.8 (2010) kekuatan maksimum yang diizinkan dalam keadaan disainonal adalah 35000 psi, faktor disain (F) = 0,4 karena termasuk golongan *pipeline* dan merupakan kelas 4 (empat) yang dikondisikan untuk banyaknya bangunan umum, jalan raya yang padat, adanya bangunan bawah tanah serta aktivitas masyarakat yang padat diatas tanah, Temperatur (T) = 1.00 dengan temperature kurang dari 250°F. dan *Joint Factor* (E) = 1.00 merupakan pipa kelas *seamless* untuk API 5L. maka dengan data teknis yang ada dapat diketahui ketebalan pipa sebagai berikut :

- Ketebalan disain pipa

$$t_r = \frac{P.D}{2.S.F.E.T} = \frac{180 \times 6,625}{2 \times 35000 \times (0,4)(1)(1)} = 0.04 \text{ inci}$$

- Ketebalan *required design* (trd)

$$\begin{aligned} t_{rd} &= t_r + CA \\ &= 0.04 \text{ Inci} + 0.02 \\ &= 0.06 \text{ inci} \end{aligned}$$

- Tekanan *required design* (trd)

$$\begin{aligned} P &= \frac{2.S.trd}{D}_{FET} \\ P &= \frac{2 \times 35000 \times 0.06 \times 0,4 \times 1 \times 1}{6,625} = 253.584 \text{ Psi} \end{aligned}$$

- Perhitungan laju korosi(Cr) Berdasarkan data ketebalan aktual.

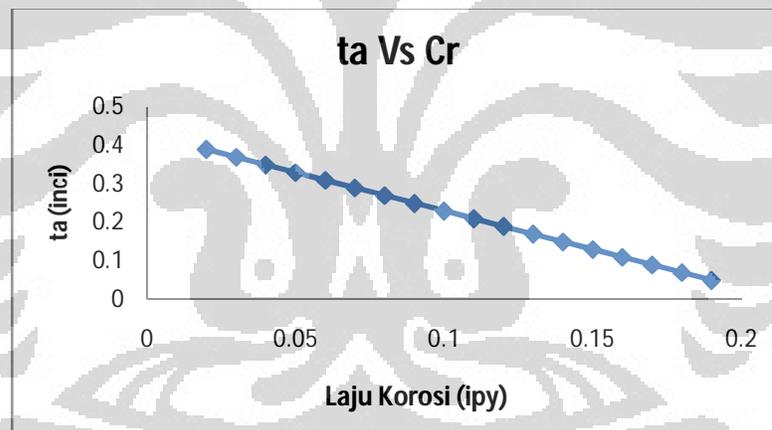
$$\begin{aligned} CR &= \frac{t_n - t_a}{\text{Lifetime}} \\ &= \frac{0.43 - 0.39}{1 \text{ tahun}} = 0,02 \text{ ipy} \end{aligned}$$

Diketahui $t_a = 0.39$, (diukur dengan alat Ultrasonic Test)

- Sisa umur pipa

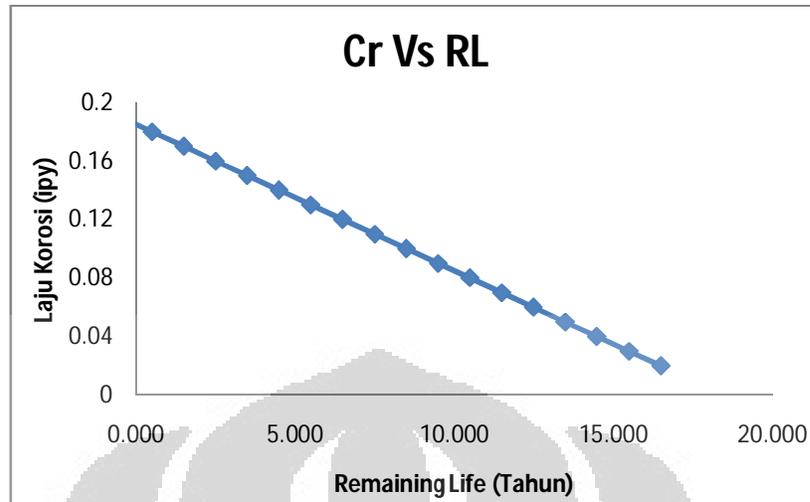
$$RL = \frac{t_a - t_r}{Cr} = \frac{0,39 - 0.06}{0,02} = 16.5 \text{ tahun}$$

Pada perhitungan ini diketahui bahwa ketebalan disain yang diperlukan adalah 0.43 inci. Untuk ketebalan disain dengan menggunakan laju korosi nilai regresi tertinggi yaitu 0.67 ipy maka ketebalan ini tepat untuk lingkungan laut yaitu 0.71 inci perhitungan dari $(tr + CA)$ akan tetapi dengan diameter 6 (enam) inci nilai ketebalan ini terlalu besar sehingga tidak relevan, oleh karena itu solusi yang tepat untuk hal ini adalah penggunaan *coating*. Penambahan ketebalan ini dimaksudkan untuk menstabilkan ketebalan nominal dari pengaruh korosi atmosfer dilaut yang sangat korosif. Pada ketebalan ini sulit untuk menerima keadaan yang sangat ekstrim seperti daerah lingkungan laut maka diperlukan disain untuk perencanaan ketebalan untuk daerah tersebut tanpa mengurangi tekanan dan kekuatan yang telah distandarkan. Untuk perhitungannya terlampir pada Lampiran 3. Setelah dikalkulasi yang hasilnya dapat dilihat pada Gambar 4.11 berikut.



Gambar. 4.11. Kurva ketebalan aktual terhadap laju korosi

Pada Gambar 4.11 diketahui pola grafik menyatakan bahwa menipisnya lapisan logam dipengaruhi oleh besarnya laju korosi, semakin tinggi laju korosi maka semakin kecil ketebalan logam sehingga logam menjadi tipis. Hal itu artinya laju korosi berbanding terbalik dengan ketebalan logam. Disebabkan karena adanya material yang hilang pada saat terjadi mekanisme korosi akibat proses katodik dan anodik. Reaksi anodik terjadi di daerah anoda dimana logam akan terurai menjadi ion. Sedangkan reaksi katodik terjadi di daerah katoda dimana oksigen tereduksi, sehingga menyebabkan penipisan pada pipa.



Gambar. 4.12. Kurva CR terhadap sisa umur

Pada Gambar 4.12 menunjukkan bahwa laju korosi meningkat dengan berkurangnya sisa umur dan ketebalan pipa semakin menipis. Dengan ketebalan sebesar 0.43 inci maka pipa tersebut mampu beradaptasi dengan lingkungan tersebut sesuai dengan ketahanan. dengan ketebalan tersebut maka pipa dapat bertahan selama 20 tahun. Jika melewati 20 tahun kedepan tidak segera diperbaiki maka kemungkinan terjadi kebocoran atau ledakan yang dapat membahayakan lingkungan disekitarnya maupun orang-orang yang ada disekitar jalur pipa. Oleh karena itu diperlukanlah adanya inspeksi.

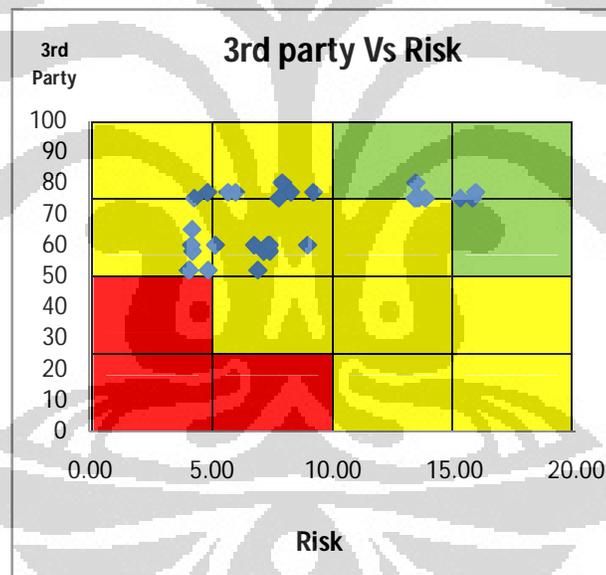
Hasil disain ini dilakukan apabila laju korosi pada peningkatannya adalah tetap dengan menggunakan metoda *salt spray* yang mewakili kondisi lingkungan air laut. Dengan menganalisis wilayah yang dijadikan sebagai tempat pemipaan dari segi tingkat korosivitas lingkungan, keadaan masyarakat, dengan data yang ada maka dapat dibuat model untuk menentukan disain ketebalan pipa yang dibutuhkan. Lebih dahulu dilakukan analisa *pipeline risk management* untuk dibuat model hubungan antara ketebalan disain dengan tingkat *risk*, sehingga dapat diketahui nilai *risk* tertinggi pada kondisi sistem pemipaan saat ini, agar dapat ditentukan ketebalan disain yang tepat untuk dilakukan pipa *onshore*.

4.5 Analisis Risk Management

Daftar jalur pipa pada proyek yang dijadikan contoh kasus di *risk* berdasarkan probabilitas dan konsekuensi dari data yang ada, sehingga muncul matriks yang diketahui secara ringkas apakah *low*, *medium* atau *high*. Dan dibuat pemodelan matriks tiap-tiap jalur pipa yang dilewati. Data jalur pipa bisa dilihat di Lampiran 4. Dengan nilai *risk* kemudian dibuat kurva sehingga ditemukan ketebalan yang tepat untuk daerah subang dengan kondisi *risk* tertinggi pada daerah tersebut.

4.5.1 Third Party Damage Index (Indeks kerusakan akibat pihak ketiga)

Data sekunder yang didapat dari pengamatan pada Lampiran 6 kemudian dianalisis maka pada data tersebut menunjukkan nilai indeks kerusakan akibat pihak ketiga hasilnya dapat dilihat seperti pada Gambar 4.13 berikut:

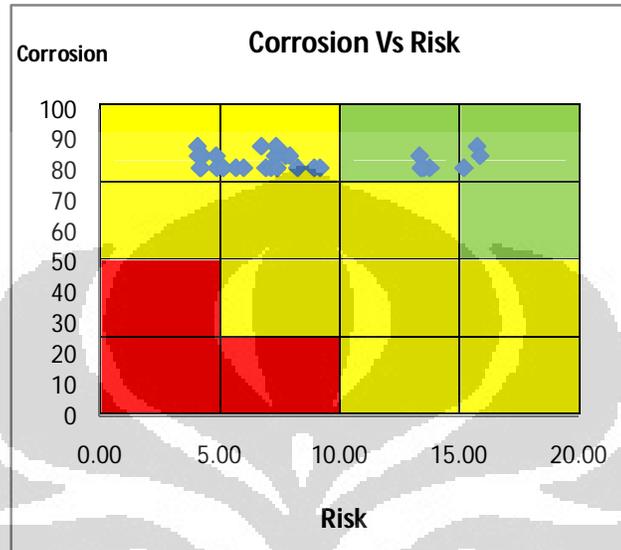


Gambar. 4.13 Hasil *Third party damage*.

Pada Gambar 4.13 hasil *Third party damage* terhadap *risk* dapat diamati, bahwa ada beberapa data yang mencapai nilai *risk* tertinggi dan titik terbanyak berada ditengah-tengah pada warna kuning. Sehingga penilaian berdasarkan *third party damage* terhadap nilai *risk* dikatakan dalam keadaan medium *risk*.

4.5.2 Corrosion Index (Indeks Korosi)

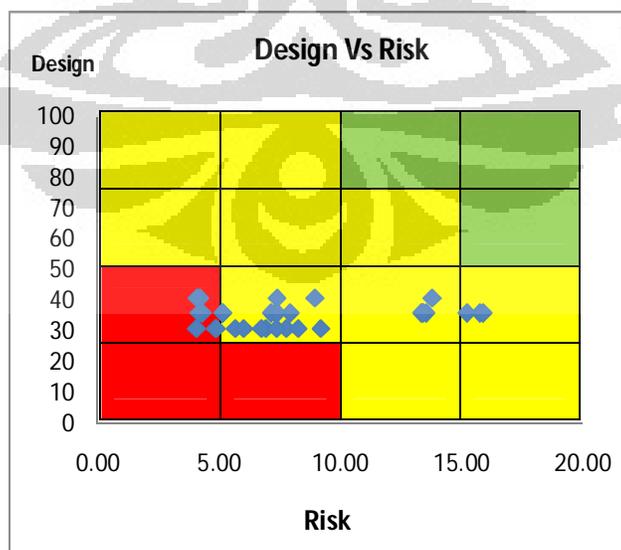
Dengan data sekunder dan data primer hasil pengujian serta analisis lingkungan maka didapat hasil indeks korosi seperti pada Gambar 4.14 berikut:



Gambar. 4.14. Hasil *Corrosion index* sebelum pengujian mekanis.

4.5.3 Design index (Indeks disain)

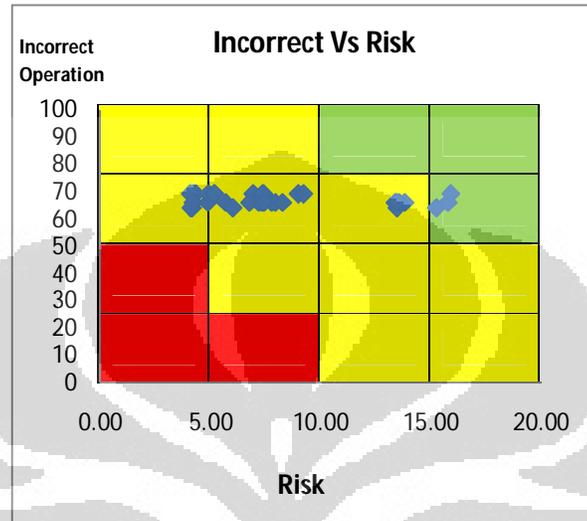
Dari hasil pengukuran dan pengamatan berdasarkan data yang ada, maka didapat hasil indek disain pada Gambar 4.15.



Gambar. 4.15 Hasil *Design index* terhadap Risk.

4.5.4 *Incorrect operations index* (Indeks disain yang tidak benar)

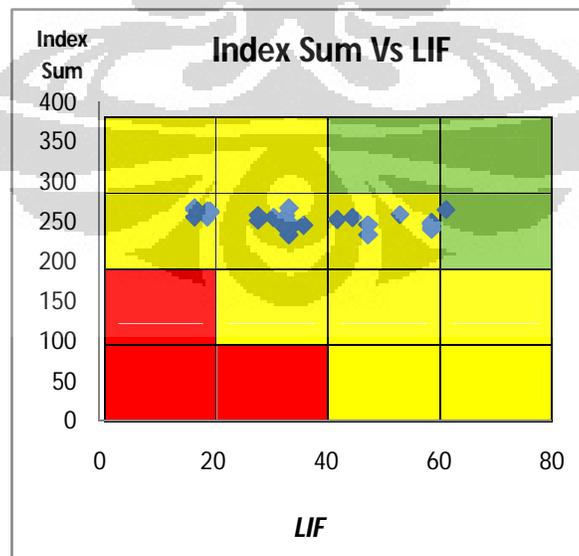
Berdasarkan data dan pengamatan maka indeks disain yang tidak benar dapat diketahui melalui grafik pada Gambar 4.16 dibawah ini:



Gambar. 4.16 Hasil *Incorrect operations index*.

4.5.5 *Leak Impact Factor*

Setelah diamati dan diperhitungkan maka diplot dengan *risk* matrik hubungan antar *index sum* dengan *LIF*.



Gambar. 4.17 Hasil *Index Sum* dan *LIF*.

4.5.6 Analisis *Probability* dan *Consequences*

Dari Gambar 4.13 diketahui nilai *third party* maksimum 76.16 dan minimum 48.16 hal ini disebabkan oleh kedalaman pipa, tingkat aktivitas jalur pipa yang dapat mempengaruhi kondisi pipa dari lingkungan maupun masyarakat sekitar, sarana diatas jalur pipa, pengetahuan masyarakat mengenai jalur pipa sangat diperlukan guna ambil andil dalam pemeliharaan dan pencegahan atas hal-hal yang tidak diinginkan, seperti terjadinya kebocoran dan ledakan, kondisi jalur pipa yang mungkin disebabkan oleh keadaan fisik lingkungan tersebut, maupun masyarakat sekitar dan frekuensi petugas dalam mengontrol keadaan jalur pipa adalah hal penting guna pencegahan terjadinya kerusakan. Pengontrolan ini dapat dilakukan sesuai penjadwalan yang ada semakin rutin dalam pengontrolan maka tingkat kerusakan semakin kecil. Dari beberapa faktor yang telah disebutkan sehingga setiap jarak menghasilkan nilai yang berbeda-beda sesuai dengan kondisi, lingkungan, dan pergaulan masyarakat sekitar. Untuk mengurangi akibat kerusakan pihak ketiga maka diperlukan pengetahuan masyarakat dan komunikasi antara perusahaan dengan masyarakat.

Dari pengamatan sebelum di lakukan uji material menunjukkan hasil maksimum pada indeks korosi 83 dan minimum 76. Hal ini disebabkan ada beberapa faktor yang tidak diketahui sehingga dalam skor menghasilkan nilai angka nol yang berarti *uncertainty* yang menyebabkan pada tingkat resiko lebih tinggi. Setelah dilakukan pengujian mekanis terlihat secara kualitatif pada Gambar 4.14 menghasilkan nilai maksimum 88 dan minimum 81 sehingga meningkat nilai *index sum*. Penentuan skor berdasarkan pada kondisi-kondisi lapangan yang berdampak pada ancaman korosi. Pada indek korosi ini penentuan parameter-parameter berdasarkan beberapa faktor, yaitu kondisi udara, produk korosivitas, serta kondisi-kondisi dibawah permukaan tanah dengan penilaian nilai pH, resistivitas tanah sehingga diketahui nilai tingkat korosivitas tanah. Variabel-variabel korosi yang digunakan untuk menyimpulkan atau menduga potensi karatan, hal ini konsisten karena skor-skor merupakan korelasi ideal untuk pengendalian korosi didalam industri terhadap laju korosi yang akan mendeteksi potensi tingkat korosi secara langsung sehingga menghasilkan model resiko.

Dari Gambar 4.15 maka diketahui nilai maksimum pada indeks disain 41 dan minimum 31. Penilaian awal didasarkan pada sebelum konstruksi seperti survey jalur pipa dan penyelidikan tanah. Selama instalasi informasi baru akan muncul yang berhubungan dengan kondisi jalur pipa yang berubah, kondisi permukaan tanah yang berbeda-beda semua ini menyangkut pada penilaian resiko. Hal yang penting didalam faktor disain adalah rancangan pipa dibangun dan pengdisainannya yang merupakan batas keamanannya. Semua rancangan harus didasarkan pada perhitungan-perhitungan dan disertai asumsi-asumsi yang berhubungan dengan variabel *tensile strength* dan *stress* material pada jalur pipa. Adanya aliran fluida berpotensi meningkatkan turbulensi sehingga mempercepat terbentuknya korosi. Untuk mengantisipasi hal ini dan menaikkan nilai faktor disain maka dilakukan pemeliharaan dijalur pipa dengan cara pengujian mekanik di laboratorium sehingga dapat diketahui kondisi dan jalur pipa sebenarnya.

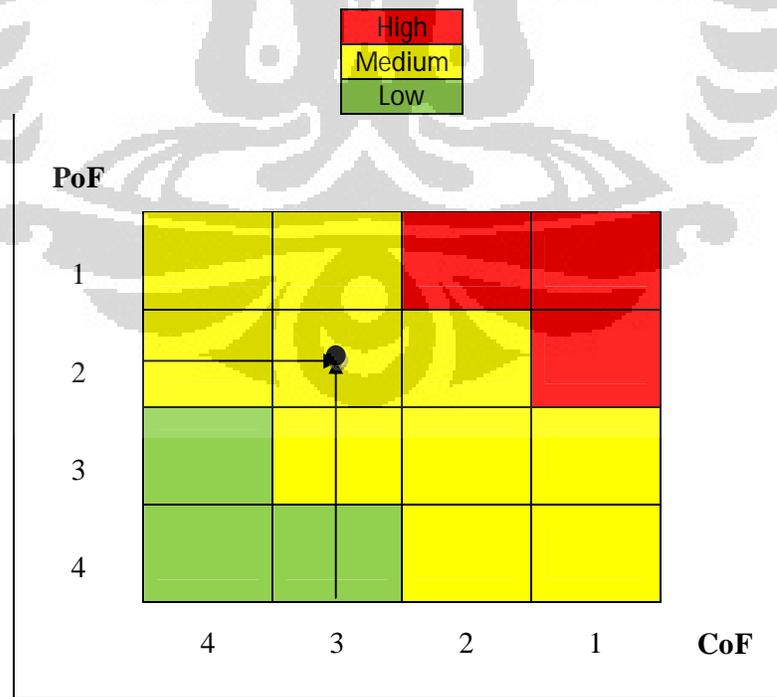
Pada Gambar 4.16 diketahui skor *Incorrect operations index* maksimal adalah 69 dan minimum adalah 64. Indeks ini menilai kegagalan jalur pipa disebabkan oleh personil tim dalam perancangan, pembangunan, pengdisainan dan pemeliharaan yang merupakan dasar skor dari manajemen resiko. Didalam sistem yang lebih tua bukan hal mudah untuk dilakukan karena informasi yang didapat hanya sebagian bahkan tidak tersedia secara keseluruhan. Untuk mengatasi hal ini diperlukan mencari informasi tentang sejarah jalur pipa tersebut, seperti *depth of cover*, dan catatan-catatan pabrikan. Indeks ini dapat ditingkatkan dengan cara pemeliharaan dan penanganan langsung jalur pipa yang mengalami kerusakan.

Pada Lampiran 2 diketahui *LIF* rata-rata 36.72 yang merupakan hasil perkalian *product hazard*, *dispersion*, *leak volume* dan *receptor*. Jika *nonhazardous* maka *product hazard* nya adalah nol artinya tidak ada resiko. Jika volume kebocoran tidak ada maka *leak volume* adalah nol maka *dispersion* (penyebaran) juga tidak ada yang bernilai nol, jika *receptor* (karena faktor manusia dan lingkungan) tidak ada maka hasil *receptor* adalah nol atau tidak ada sehingga hasil keseluruhanpun adalah nol artinya tidak ada kerugian. Apabila tiap variabel dari *LIF* meningkat maka konsekuensi tingkat kerugianpun akan naik pula. Diperlukan pengontrolan pada jalur pipa sehingga tidak terjadi kebocoran

yang akan mengancam masyarakat dan lingkungan seperti lahan pertanian, perkebunan, air tanah, ekosistem, dan lain-lain. Juga akan berpengaruh pada habitat makhluk hidup lainnya. Kebocoran pipa dapat mengakibatkan keracunan akibat kontaminasi fluida dengan air tanah, adanya efek mekanik sehingga terjadi erosi akibat rembesan fluida bertekanan disekitar tanah tempat terpasangnya pipa penyalur, dapat terjadi kebakaran akibat kontak antara fluida dengan udara dan api apabila adanya pembakaran seperti pembakaran sampah pada lingkungan sekitar yang dilalui jalur pipa.

4.5.7 Risk Matrix

Berdasarkan hasil pengamatan dan perhitungan serta dilakukan pengujian mekanik untuk meningkatkan nilai indeks maka diketahui nilai dari *index sum* dan *LIF* rata-rata untuk dijadikan *risk* model matriks sehingga diketahui apakah tergolong *low risk*, *medium risk* atau *high risk*. Diketahui *index sum* rata-rata 252.06 yang berarti nilai *probability of failure* (PoF) = 2, sedangkan nilai *leak impact factor* rata-rata 36.72 yang berarti nilai *consequences of failure* (CoF) = 3. Berdasarkan matriks resiko secara kualitatif menggunakan matriks 4 x 4 akan terlihat pada Gambar 4.18.



Gambar. 4.18. Matriks antara PoF dan CoF

Secara kualitatif jalur pipa sepanjang 31 km ini memiliki resiko dengan skala *medium risk*. Banyak faktor yang menyebabkan penurunan nilai indeks sehingga berakibat pada *relative risk*. Nilai maksimum *relative risk* pada perhitungan ini adalah 15.66 pada jalur ini perlu dikontrol dan diinspeksi lebih mendalam karena memiliki tingkat kekeritisan yang sangat tinggi untuk perhitungan ini. Jika ditinjau dari masa pembangunan *pipeline* seharusnya memiliki skala *low risk* akan tetapi dengan kurangnya data dan inspeksi lanjutan yang akhirnya meningkatkan nilai resiko yang ada. Untuk menangani hal berikut dapat ditangani dengan pengujian mekanis dan pengujian kimia sehingga dapat mempengaruhi skor yang berkaitan tentang monitoring internal yaitu *corrosion index*. dengan bertambah indeks korosi maka akan berdampak pula dengan *index sum* sehingga akan berubah dan mengalami kenaikan. Pengujian mekanis dan kimia dari pipa API 5L grade B penting untuk dilakukan karena jalur pipa menggunakan gas alam sebagai fluida maka didalam jalur pipa ada aliran yang sangat cepat sehingga hasil pengamatan dan pengujian ditemukan adanya proses korosi yang menyebabkan penipisan tebal pipa bahkan ada yang tembus berlubang. Hal ini diindikasikan adanya aliran fluida yang cukup besar sehingga dapat melepas lapisan pelindung atau terjadinya turbulensi akibat aliran fluida menyebabkan terlepasnya lapisan pelindung dan larut sehingga menghasilkan korosi yang berkelanjutan berulang-ulang. Belum lagi terjadi pada lapisan luar yang disebabkan korosi atmosfer dari udara, debu, kelembaman, suhu, dan curah hujan. Semua ini akan menyebabkan menipisnya tebal pipa yang diketahui merupakan faktor disain pada pipa dan juga sebagai dasar untuk kelayakan pipa untuk berdisain pada tekanan MAWP.

4.6 Analisis Hubungan Ketebalan Disain dengan Tingkat Risk

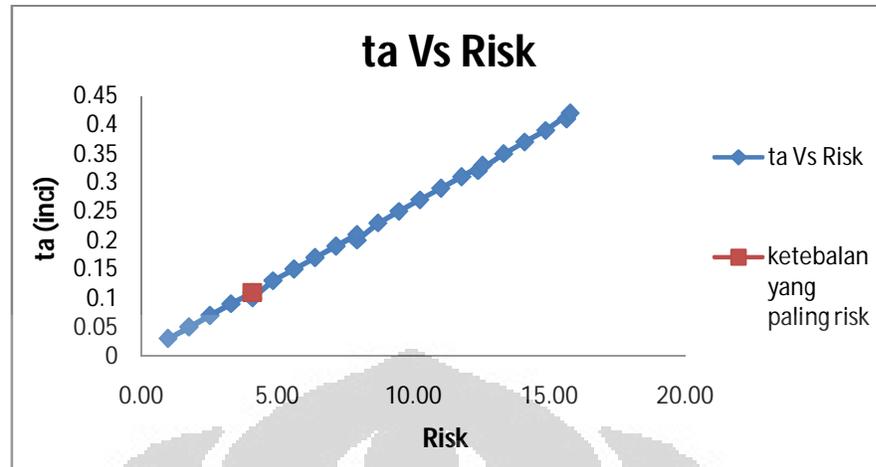
Hasil identifikasi PoF berdasarkan hasil pengujian dari mekanisme kegagalan, kegagalan tak tercegah sesuai dengan fungsi waktu, mengalami mekanisme penurunan, mekanisme menahan terhadap kegagalan.

Perhitungan nilai laju korosi ini dipengaruhi oleh tekanan, keasaman, suhu, resistansi tanah dan tegangan. Dari data laju korosi atmosfer diambil berdasarkan tingkat kelinearan paling tinggi dengan ditandai R^2 mendekati satu.

Hal ini bertujuan untuk mendapatkan nilai laju korosi yang dapat mewakili seluruh jalur pipa sehingga dapat diambil sebagai kebijakan yang memiliki akurasi yang baik. Dari nilai regresi terbesar adalah 0.967 maka secara spesifik pada pipa diameter 6 (enam) inci dengan percepatan korosi -0,812 dan konstanta 638,8. Nilai $a = -0,812$ merupakan suatu *slope* yang besarnya dipengaruhi oleh percepatan korosi atmosfer, faktor suhu, faktor CO_2 , O_2 , H_2O (kondensat), kekuatan Ion pH (derajat keasaman). Sedangkan nilai $b = 638,8$ merupakan suatu konstanta besarnya dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu kerusakan yang ditimbulkan oleh pihak ketiga dilingkungan pipa berada, cacat laminasi dimana cacai ini adalah bawaan yang terjadi saat difabrikasi pengerolan pembuatan pipa dan lain-lain.

Dari perhitungan *pipeline risk management* diketahui daerah tempat subang memiliki tingkat *risk* untuk *pipeline* adalah medium dan pada indeks korosi memiliki *risk* dengan nilai medium kemudian ditinjau dari segi korosivitas tanah jalur subang memiliki tingkat korosivitas tanah dengan dengan tingkat korosif, bahkan ada beberapa jalur subang yang sangat korosif yaitu pada jalur 24.50 km dan 29.25 km. hal ini perlu diperhitungkan pada saat pemasangan tidak terjadi pengurangan ketebalan pipa yang akhirnya berdampak pada kegagalan sistem *pipeline*. Dengan membuat simulasi hubungan antara tingkat korosivitas pada jalur distribusi yaitu daerah laut dengan ketebalan disain, dimana ada kecendrungan kita membeli pipa dari luar negeri atau antar pulau yang melalui jalur laut perlu diperhitungkan.

Setelah dilakukan perhitungan dengan menggunakan metode *pipeline risk management* maka didapatkan nilai *risk* maksimum adalah 4.02 yang menjadi nilai kritis kemudian dengan cara interpolasi data *risk* range dari 1 – 20 kemudian nilai ketebalan aktual dari ketebalan *required* sampai ketebalan nominal 0.04 – 0.43 inci maka didapat titik temu yaitu dengan nilai *risk* 4.02 dan didapat ketebalan aktual paling risk 0.11 inci dengan tekanan MAWP 964.91 psi. Dapat dilihat pada Lampiran 13.



Gambar. 4.19. Kurva perbandingan t_{actual} dengan *risk*

Pada Gambar. 4.19. menunjukkan bahwa hasil penentuan ketebalan aktual paling kritis berdasarkan dengan nilai *risk* tertinggi. Nilai *risk* ini dijadikan acuan untuk menentukan ketebalan karena pada perhitungan *risk management* yang merupakan kalkulasi dari parameter-parameter yang ada, maka semakin kecil nilai *risk* maka semakin tinggi tingkat risiko terhadap sistem pipa, akibatnya akan berdampak pada kerugian dari segi bahaya keselamatan maupun ekonomi, tentunya berdampak pula pada *image* perusahaan dalam mengelola, oleh karena itu diperlukan adanya inspeksi secara kontinyu agar terhindar dari hal demikian.

Pengaruh korosi atmosfer terhadap lingkungan air laut sangat berpengaruh terhadap ketebalan pipa. Dengan hal itu untuk mencapai daerah yang akan dijadikan proyek memiliki tingkat korosivitas yang berbeda-beda juga perlu diperhitungkan dengan menggunakan *risk pipeline management* sehingga ditemukan ketebalan yang tepat yaitu 0.51 inci merupakan ketebalan yang aman untuk daerah yang akan dijadikan proyek. Cara lain untuk mencegah terjadinya pengurangan ketebalan pipa maka diperlukan *coating* pada pipa dengan ketebalan yang telah diperhitungkan.

BAB 5 KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil pengujian dan pengamatan serta analisis data-data hasil penelitian maka dapat disimpulkan bahwa :

1. Dengan hasil pengujian tarik 491 N/m^2 dan nilai kekerasan 142 N/m^2 dengan komposisi kimia $C = 0.158\%$, $S = 0.014\%$, $P = 0.014\%$, $Mn = 0.038\%$. Berdasarkan standar API 5L Pipa tersebut termasuk dalam kategori range API 5L grade B.
2. Diketahui tekanan disain 169.056 Psi dan tekanan *Maximum Allowable Working Pressure* (MAWP) 912.906 Psi . Maka tidak dilakukan penurunan tekanan operasi (*rerating*) dibawah tekanan MAWP, karena masih layak operasi.
3. Dengan laju korosi atmosfer yang paling signifikan 0.67 ipy maka ketebalan pipa yang dibutuhkan 0.71 inci untuk daerah lingkungan air laut.
4. Nilai *index sum* rata-rata 251.06 dan *leak impact factor* 36.72 maka kategori *probability of failure* = (2) dan *consequences of failure* = (3). Ditemukan adanya kemunduran bahan pipa dan memiliki tingkat resiko skala medium dengan Pipa yang dilewati laut selama beberapa hari dengan pertimbangan nilai resiko tertinggi 4.02 maka ketebalan untuk daerah yang akan dijadikan proyek adalah 0.51 inci untuk nilai tebal keamanan berdasarkan nilai *risk* tertinggi.

5.2 Saran

Distribusi pipa dari laut untuk pemasangan pipa *onshore* diperlukan *coating* agar tidak terjadi penipisan tebal pipa sehingga disain pipa untuk pemasangan dapat stabil dan tidak terjadi penurunan mutu. Diperlukan pengontrolan dan pengujian secara berkala sehingga didapatkan data-data yang menunjang dalam perhitungan *risk management*. Dalam penelitian lanjutan diperlukan *Corrosion Specific Area* untuk mendapatkan *Corrosion Allowance* yang tepat.

DAFTAR PUSTAKA

- API 5L. 2010. *Seamless and Welded Line Pipes for Conveying Water, Gaseous and Liquid Hydrocarbons and for The Construction of Chemical and Industrial Plants, Oil Refineries etc.* USA.
- API Recommended Practice 580. 2009. *Risk Base Inspection 2st edition.* Wasington DC : American petroleum institute.
- ASTM E-8 . 2000. *Test Method for Tension Testing of Metallic Materials.*
- ASTM. 2002. *Laboratory Corrosion Testing.* Section III 61-90 Vol 3.2.
- ASM Handbook. 2005. *Metals Handbook Volume 13B Corrosion: Materials ASM International.*
- ASME B31.8. 2010. *Code For Process Piping, Gas Transmission And Distribution Piping System.* USA
- API 570-Piping Inspection Code. 2009. *Inspection, Repair, Alteration And Rerating of In-Service, Piping System.* Second Edition. API Publishing, Service : Washington DC.
- Baldar Einar. 2004. *Corrosion and Protection.* London : Springer – Verlag Limited.
- Dawson J, K. Bruce, DG Jhon. 1999. *Corrosion Risk Assessment and Safety Management for Offshore Facilities.* HSE UK.
- International Standards. 1991. *Corrosion of Metals and Alloys-Corrosivity of Atmospheres-Classification.* Switzerland, Geneve. ISO 9223, 1st edition, 1-13.
- Jones, Denny, A. 1992. *Principles and Prevention of Corrosion.* New York. Macmillan Publishing Company
- Musalam Iing. 1990. *Atmospheric Corrosion In Jakarta. In Proceeding of Seminar on Corrosion Protection.* Bangkok Thailand. ASEAN-Japan Cooperation on Materials Science and Technology.
- Musalam Iing dan Nasution. 2005. *Penelitian Karakteristik Korosi Atmosfer Di Daerah Pantai Utara Jakarta, Vol.4.* P2M-LIPI, Serpong.
- Muhlbauer W.Kent. 2004. *Pipeline Risk Management Manual.* Gulf Profesional Publishing.

- Morshed, A. Kermani, M.B. 2003. *Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production – Acompendium. Corrosion Journal. NACE. Vol 59 No 8.*
- Nasution, R. 2010. *Pemetaan Korosi di Daerah DKI Jakarta.* Jakarta: LIPI
- Pavlina, E. J. and van Tyne, C. J. 2008. “Correlation of Yield Strength and Tensile Strength with Hardness for Steels”. *Journal of Materials Engineering and Performance Volume 17(6) December 2008.* pp. 892.
- PT. Dian Karya. 2010. *Laporan Akhir Pemasangan Sistem Proteksi Katodik Pipa Dia.3” Sch.40 x 32000 m, SP. Subang – SP. Pegaden.* Cirebon, 23 Februari 2010.
- PT. Dian Karya. 2010. *Laporan Akhir Survei Resistivitas Tanah, pH, dan Disain Sistem Proteksi Katodik Pipa Dia.3” Sch.40 x 32000 m, SP. Subang – SP. Pegaden.* Cirebon, 23 Februari 2010.
- Product Handbook. 2000. *Structural Steel.* Continental Hardware (M) Sdn Bhd, Viewworth Trading and Engineering Pte Ltd, Conblast Industries Pte Ltd. 137 – 152.
- Roberge Pierre. 2007. *Corrosion Inspection and Monitoring (USA : WILEY-INTERSCIENCE A John Wiley & Sons, Inc. Publication.*
- Shreir, 1978. *Corrosion, volume 1.* London. Newness Buterworth, 2:26 – 2:37.
- Schweitzer P.A. 2007. *Fundamentals of Metallic Corrosion.* 2rd ed. Taylor & Francis Group.
- Solihin, M.Y.M. 2002. *Analisa Umur Pakai Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas.* Jakarta: Program Pascasarjana FMIPA-UI.
- Solihin, M.Y.M. 2009. *Ilmu Korosi dan Pencegahannya modul 1-13.* Jakarta: Program Pascasarjana FMIPA-UI.
- Uhlig. H.H. 1991. *Corrosion and Corrosion Control.* Singapore. 3rd edd, John Wiley & Sons.
- Uhlig. H.H and Revie W.R. 2008. *Corrosion and Corrosion Control.* Canada. 4rd edd, John Wiley & Sons.

Lampiran 1: Data hasil penelitian laju korosi atmosferik.

Metoda *Salt Spray* (Musallam dan Nasution, 2005).

Waktu (jam)	Laju korosi g/(m ² .th)				
	Baja	Al	Cu	CuZn	BJLS
1	16999	182	1645	1645	183
5	12558	73	803	730	547
24	13824	205	471	334	623
48	13824	117	372	258	699
96	13767	89	281	233	885
120	17240	80	275	261	958
144	14075	73	261	275	1039
168	13185	69	245	223	989
240	14125	48	287	228	1178
Rata-rata	14400	104	516	465	789

Pengujian Lapangan (Musallam dan Nasution, 2005)

Waktu		Laju korosi g/(m ² .th) Baja
(hari)	(Jam)	
20	480	1496.5
73	1752	972.8
100	2400	1004.3
170	4080	622.3
Rata-rata	2178	1024.0

Hasil pengujian metoda *Salt Spray* (Nasution, 2010)

Waktu Jam	Laju korosi g/(m ² .th) Baja
168	487.8992
336	394.5935
504	214.85
Rata-rata	365.7809

Lampiran 2: Analisa sisa umur sampel pipa API 5L grade B

CR NACE	P (MAWP) (Psi)	next inspeks (thn)	ta (inci)	tr (inci)	tn (inci)	RL (thn)	CR dr ketebalan (ipy)
0.01	828.3773585	1	0.196	0.04	0.43	15.6	0.010
	786.1132075	1.5	0.186		0.43	14.6	0.015
	743.8490566	2	0.176		0.43	13.6	0.020
	701.5849057	2.5	0.166		0.43	12.6	0.025
	659.3207547	3	0.156		0.43	11.6	0.030
	617.0566038	3.5	0.146		0.43	10.6	0.035
	574.7924528	4	0.136		0.43	9.6	0.040
	532.5283019	4.5	0.126		0.43	8.6	0.045
	490.2641509	5	0.116		0.43	7.6	0.050
	448	5.5	0.106		0.43	6.6	0.055
	405.7358491	6	0.096		0.43	5.6	0.060
	363.4716981	6.5	0.086		0.43	4.6	0.065
	321.2075472	7	0.076		0.43	3.6	0.070
	278.9433962	7.5	0.066		0.43	2.6	0.075
	236.6792453	8	0.056		0.43	1.6	0.080
	194.4150943	8.5	0.046		0.43	0.6	0.085
	152.1509434	9	0.036				

Lampiran 3: Perhitungan penentuan desain ketebalan

CA (ipy)	tr (inci)	trd (inci)	tn (inci)	P (MAWP) (psi)	next inspeksi (thn)	ta (inci)	RL (thn)	Cr dr Ketebalan ipy
0.02	0.04	0.06	0.43	1648.301887	1	0.39	16.500	0.02
				1563.773585	1.5	0.37	15.500	0.03
				1479.245283	2	0.35	14.500	0.04
				1394.716981	2.5	0.33	13.500	0.05
				1310.188679	3	0.31	12.500	0.06
				1225.660377	3.5	0.29	11.500	0.07
				1141.132075	4	0.27	10.500	0.08
				1056.603774	4.5	0.25	9.500	0.09
				972.0754717	5	0.23	8.500	0.1
				887.5471698	5.5	0.21	7.500	0.11
				803.0188679	6	0.19	6.500	0.12
				718.490566	6.5	0.17	5.500	0.13
				633.9622642	7	0.15	4.500	0.14
				549.4339623	7.5	0.13	3.500	0.15
				464.9056604	8	0.11	2.500	0.16
				380.3773585	8.5	0.09	1.500	0.17
				295.8490566	9	0.07	0.500	0.18
211.3207547	9.5	0.05	-0.500	0.19				
126.7924528	10	0.03		0.2				

Lampiran 4: Data Lapangan Hasil Pengukuran Resistivitas Tanah

KM	RESISTIVITAS TANAH, ohm - cm			pH	Keterangan	Sifat Tanah Kedalaman 1,5m
	Kedalaman 1m	Kedalaman 1,5m	Kedalaman 2m			
0.00	1350.00	1460.00	1390.00	6.10	SP.SUBANG	Korosif
0.25	1800.00	1520.00	1600.00	6.30		Korosif
0.50	1760.00	1470.00	1580.00	6.10		Korosif
0.75	1740.00	1770.00	1680.00	6.20		Korosif
1.00	2340.00	2630.00	2680.00	6.10	SAWAH(DEKAT CROSSING)	Korosif Sedang
1.25	2290.00	2850.00	2460.00	6.20		Korosif Sedang
1.50	3265.60	3673.80	3642.40	6.20		Korosif Sedang
1.75	2400.00	2520.00	2320.00	6.20		Korosif Sedang
2.00	2072.40	2731.80	3516.80	6.20	DEPAN WARUNG/POS	Korosif Sedang
2.25	2700.40	3014.40	2386.40	6.20		Korosif Sedang
2.50	3077.20	2449.20	2386.40	6.20		Korosif Sedang
2.75	1695.60	1507.20	628.00	6.20		Korosif
3.00	1758.40	1978.20	2009.60	6.20	KEBUN KELAPA	Korosif
3.25	2072.40	1978.20	1758.40	6.20		Korosif
3.50	3391.20	2449.20	1884.00	6.20		Korosif Sedang
3.75	3391.20	3108.60	2888.80	6.20		Korosif Sedang
4.00	1444.40	1413.00	1381.60	6.50	DEPAN WARUNG KOPI	Korosif
4.25	1632.80	1695.60	1632.80	6.10		Korosif
4.50	2637.60	2449.20	2009.60	6.10		Korosif Sedang
4.75	1758.40	1601.40	1884.60	5.90		Korosif
5.00	1444.40	1130.40	753.60	5.80	SAWAH DEKAT PINTU AIR	Korosif
5.25	2386.40	2543.40	2763.20	6.20		Korosif Sedang
5.50	1695.60	1601.40	1507.20	6.50		Korosif
5.75	1821.20	1789.80	1632.80	6.20		Korosif
6.00	1884.00	1695.60	1884.00	6.40	DEPAN PEMBANGUNAN MASJID	Korosif
6.25	1884.00	2166.60	2386.40	6.80		Korosif Sedang
6.50	4396.00	4427.40	3893.60	6.50		Korosif Sedang
6.75	1381.60	1507.20	1507.20	6.20		Korosif
7.00	2449.20	2260.80	2009.60	6.50	DEPAN KANDANG AYAM	Korosif Sedang
7.25	3516.80	3862.20	3642.40	6.90		Korosif Sedang
7.50	2951.60	2072.40	2009.60	6.80		Korosif Sedang
7.75	2512.00	3391.20	2512	6.50		Korosif Sedang
8.00	1695.60	1318.80	1256.8	6.20	DEPAN WARUNG BENGKEL	Korosif

Lampiran 4: Data Lapangan Hasil Pengukuran Resistivitas Tanah (lanjutan)

8.25	2888.80	2449.20	2260.8	6.50		Korosif Sedang
8.50	1570.00	1789.80	1884	6.90		Korosif
8.75	2637.60	2731.80	3014.4	6.50		Korosif Sedang
9.00	1256.00	1224.60	1130.4	6.20	DEKAT PATOK BM	Korosif
9.25	4082.00	3673.80	2763.2	6.50		Korosif Sedang
9.50	753.60	8478.00	8792	6.90		Kurang korosif
9.75	5212.40	3673.80	2763.2	6.50		Korosif Sedang
10.00	4835.60	5652.00	6405.6	6.90	DEPAN MUSHOLLA	Kurang korosif
10.25	6908.00	7536.00	7536	7.00		Kurang korosif
10.50	2637.60	3768.00	4647.2	7.00		Korosif Sedang
10.75	2449.20	2920.20	2009.6	6.50		Korosif Sedang
11.00	1821.20	1601.40	1632.8	6.80	DEPAN BALAI DESA SINDANGSARI	Korosif
11.25	3265.60	3673.80	4144.80	6.50		Korosif Sedang
11.50	3642.40	4615.80	5275.20	6.20		Korosif Sedang
11.75	2951.60	3673.80	3893.60	6.40		Korosif Sedang
12.00	3830.80	4050.60	4647.20	6.80	DEPAN KUBURAN	Korosif Sedang
12.25	4835.60	4427.40	4396.00	6.50		Korosif Sedang
12.50	4144.80	4615.80	5149.60	6.30		Korosif Sedang
12.75	2386.40	2543.40	2386.40	6.50		Korosif Sedang
13.00	816.40	9702.60	9796.80	6.50	DEPAN KOLAM IKAN	Kurang korosif
13.25	2637.60	2731.80	2512.00	6.80		Korosif Sedang
13.50	2951.60	3862.20	4270.40	6.20		Korosif Sedang
13.75	3202.80	3579.60	3768.00	6.50		Korosif Sedang
14.00	3579.60	4615.80	5149.60	6.10	DEKAT VENTILASI	Korosif Sedang
14.25	890.00	920.00	850.00	6.10		Kurang korosif
14.50	1030.00	890.00	810.00	5.90		Kurang korosif
14.75	1410.00	1200.00	1190.00	5.80		Korosif
15.00	1920.00	1200.00	1100.00	6.90	DAERAH SAWAH	Korosif
15.25	550.00	570.00	610.00	6.20		Korosif
15.50	3770.00	4890.00	3880.00	6.50		Korosif Sedang
15.75	4770.00	3920.00	5060.00	6.10		Korosif Sedang
16.00	750.00	720.00	850.00	5.90	DEPAN POJON RAMBUTAN	Kurang korosif
16.25	1110.00	890.00	840.00	5.80		Kurang korosif
16.50	1060.00	740.00	560.00	6.90		Kurang korosif
16.75	1250.00	960.00	740.00	6.20		Kurang korosif
17.00	1650.00	1190.00	920.00	6.50	DAERAH SAWAH	Korosif
17.25	5340.00	5990.00	6210.00	6.10		Kurang korosif
17.50	6880.00	7580.00	8100.00	6.10		Kurang korosif
17.75	1670.00	1110.00	670.00	5.90		Korosif
18.00	3100.00	3060.00	2560.00	5.80	DEPAN POHON RANDU	Korosif Sedang

Lampiran 4: Data Lapangan Hasil Pengukuran Resistivitas Tanah (lanjutan)

18.25	700.00	630.00	570.00	6.90		Korosif
18.50	700.00	700.00	610.00	6.20		Korosif
18.75	1000.00	780.00	600.00	6.50		Korosif
19.00	7630.00	7390.00	7230.00	6.90	DAERAH LIO	Kurang korosif
19.25	7190.00	7390.00	8020.00	6.20		Kurang korosif
19.50	1360.00	930.00	710.00	6.00		Korosif
19.75	4270.00	3740.00	3950.00	5.90		Korosif Sedang
20.00	2810.00	1340.00	1180.00	6.50	DEKAT JL KE SP TANJUNGSARI	Korosif
20.25	910.00	840.00	790.00	6.80		Korosif
20.50	684.50	612.30	577.76	5.90		Korosif
20.75	942.00	942.00	1004.80	6.20		Korosif
21.00	690.80	659.40	753.60	6.70	PINTU AIR	Korosif
21.25	1004.80	1036.20	1130.40	6.90		Korosif
21.50	1004.80	753.60	628.00	6.20		Korosif
21.75	753.60	847.80	1004.80	6.00		Korosif
22.00	1318.80	1130.40	1381.60	5.90	DEPAN WARUNG BAMBU	Korosif
22.25	1444.40	1601.40	1507.20	5.80		Korosif
22.50	2826.00	2449.20	2260.80	6.90		Korosif Sedang
22.75	2323.60	2449.20	2009.60	6.20		Korosif Sedang
23.00	2009.60	2355.00	2135.20	6.00	KEBUN KACANG	Korosif Sedang
23.25	1193.20	1224.60	1256.00	5.90		Korosif
23.50	1130.40	659.40	602.88	5.80		Korosif
23.75	1884.00	1601.40	1381.60	6.80		Korosif
24.00	2009.60	2637.60	1884.00	5.90	DEPAN PERUMAHAN	Korosif Sedang
24.25	2323.60	2449.20	2260.80	6.20		Korosif Sedang
24.50	401.90	452.20	728.48	6.70		Sangat Korosif
24.75	690.80	282.60	251.20	6.40		Korosif
25.00	672.00	668.80	828.96	5.80	DEPAN PINTU AIR	Korosif
25.25	816.40	942.00	879.20	6.20		Korosif
25.50	653.10	640.60	514.96	6.30		Korosif
25.75	942.00	1036.20	1130.4	6.00		Korosif
26.00	942.00	847.80	753.6	6.20	DAERAH KUBURAN/MAKAM	Korosif
26.25	1946.80	1695.60	1382.6	6.20		Korosif
26.50	2198.00	2355.00	2260.8	6.50		Korosif Sedang
26.75	1256.00	1130.40	1130.4	6.10		Korosif
27.00	1130.44	1318.80	1130.4	6.10	DEPAN SAUNG POHON	Korosif
27.25	1067.60	1224.60	1130.4	5.90		Korosif
27.50	1130.40	1318.80	1381.6	5.80		Korosif
27.75	1130.40	1036.20	753.6	6.90		Korosif
28.00	1695.60	1224.60	879.20	6.20	DEPAN PINTU AIR	Korosif

Lampiran 4: Data Lapangan Hasil Pengukuran Resistivitas Tanah (lanjutan)

28.25	1318.80	1130.40	1004.80	6.00		Korosif
28.50	596.60	659.40	615.44	5.90		Korosif
28.75	1004.80	847.80	1130.40	5.80		Korosif
29.00	1130.40	1036.20	1004.80	6.80	SEBELUM KALI CIGADUNG	Korosif
29.25	483.60	471.00	439.60	5.90		Sangat Korosif
29.50	690.80	753.60	753.60	6.20		Korosif
29.75	1381.60	1130.40	879.20	6.70		Korosif
30.00	577.80	602.90	565.20	6.80	SETELAH JEMBATAN	Korosif
30.25	533.80	574.60	615.44	6.10		Korosif
30.50	1067.60	659.40	690.80	6.80		Korosif
30.75	1067.60	847.80	753.60	6.90		Korosif
31.00	690.80	565.20	464.72	6.90	SP. PEGADEN	Korosif

Lampiran 4 : Tabel Klasifikasi Korosivitas Tanah (lanjutan).

Resistivitas, Ohm-Cm	Sifat Tanah
<500	Sangat Korosif
500 - 2000	Korosif
2000 - 5000	Korosif sedang
5000 - 10000	Kurang Korosif
> 10000	Tidak Korosif

Lampiran lanjutan 4: Tabel klasifikasi derajat keasaman tanah (lanjutan).

Derajat Keasaman	pH	Sifat Korosivitas
Ekstrim	< 4.5	Sangat Korosif
Sangat Kuat	4,5 - 5,0	Korosif
Kuat	5,0 - 5,5	Koroasif sedang
Medium	5,5 - 6,0	Netral
Ringan	6,0 - 6,5	
Netral	6,5 - 7,3	
Basa ringan	7,3 - 7,8	Tidak Korosif
Basa medium	7,8 - 8,4	
Basa kuat	8,4 - 9,0	Korosif Interkristal
Basa sangat kuat	> 9,0	

Lampiran 5: Hasil *risk management* sebelum dilakukan pengujian mekanis

KM	3 rd Party Damage	Corrosion	Design	Incorrect Operations	Index Sum	LIF	Relative Risk
0	56.16	76	41	49	222.16	28	7.93
1	71.16	80	31	46	228.16	33.04	6.91
2	56.16	80	36	46	218.16	33.6	6.49
3	71.16	76	36	44	227.16	16.8	13.52
4	54.16	76	41	49	220.16	33.6	6.55
5	71.16	76	41	46	234.16	19.04	12.30
6	54.16	76	41	49	220.16	58.8	3.74
7	71.16	80	36	49	236.16	61.32	3.85
8	48.16	76	31	49	204.16	33.6	6.08
9	54.16	76	36	46	212.16	33.6	6.31
10	48.16	83	31	49	211.16	58.8	3.59
11	56.16	76	36	49	217.16	47.6	4.56
12	76.16	80	36	46	238.16	33.6	7.09
13	56.16	83	31	46	216.16	36.12	5.98
14	73.16	80	31	46	230.16	53.2	4.33
15	71.16	76	36	44	227.16	19.04	11.93
16	71.16	83	36	46	236.16	16.8	14.06
17	71.16	76	36	46	229.16	19.04	12.04
18	71.16	80	36	46	233.16	19.6	11.90
19	56.16	83	31	49	219.16	33.6	6.52
20	48.16	76	31	49	204.16	47.6	4.29
21	56.16	76	36	46	214.16	32.76	6.54
22	56.16	76	41	44	217.16	58.8	3.69
23	73.16	80	36	49	238.16	16.8	14.18
24	48.16	80	41	44	213.16	58.8	3.63
25	73.16	76	31	46	226.16	44.8	5.05
26	76.16	76	36	46	234.16	19.6	11.95
27	61.16	76	36	46	219.16	58.8	3.73
28	73.16	76	31	46	226.16	30.8	7.34
29	73.16	76	31	44	224.16	42	5.34
30	73.16	76	31	49	229.16	28	8.18
31	56.16	76	36	49	217.16	47.6	4.56
Rata"	63.32	77.88	35.22	46.81	223.22	36.72	7.32
Max	76.16	83	41	49	238.16	61.32	14.18
Min	48.16	76	31	44	204.16	16.8	3.59

Lampiran 6: Hasil risk management setelah dilakukan pengujian mekanis

KM	3 rd Party Damage	Corrosion	Design	Incorrect Operations	Index Sum	LIF	Relative Risk
0	60	81	40	69	250	28	8.93
1	75	85	30	66	256	33.04	7.75
2	60	85	35	66	246	33.6	7.32
3	75	81	35	64	255	16.8	15.18
4	58	81	40	69	248	33.6	7.38
5	75	81	40	66	262	19.04	13.76
6	58	81	40	69	248	58.8	4.22
7	75	85	35	69	264	61.32	4.31
8	52	81	30	69	232	33.6	6.90
9	58	81	35	66	240	33.6	7.14
10	52	88	30	69	239	58.8	4.06
11	60	81	35	69	245	47.6	5.15
12	80	85	35	66	266	33.6	7.92
13	60	88	30	66	244	36.12	6.76
14	77	85	30	66	258	53.2	4.85
15	75	81	35	64	255	19.04	13.39
16	75	88	35	66	264	16.8	15.71
17	75	81	35	66	257	19.04	13.50
18	75	85	35	66	261	19.6	13.32
19	60	88	30	69	247	33.6	7.35
20	52	81	30	69	232	47.6	4.87
21	60	81	35	66	242	32.76	7.39
22	60	81	40	64	245	58.8	4.17
23	77	85	35	69	266	16.8	15.83
24	52	85	40	64	241	58.8	4.10
25	77	81	30	66	254	44.8	5.67
26	80	81	35	66	262	19.6	13.37
27	65	81	35	66	247	58.8	4.20
28	77	81	30	66	254	30.8	8.25
29	77	81	30	64	252	42	6.00
30	77	81	30	69	257	28	9.18
31	60	81	35	69	245	47.6	5.15
Rata"	67.16	82.88	34.22	66.81	251.06	36.72	8.22
Max	80	88	40	69	266	61.32	15.83
Min	52	81	30	64	232	16.8	4.06

Lampiran 7: Data hubungan t_{design} dengan risk

P (MAWP)	ta (inci)	Risk	Mark
1732.83	0.41	15.66	
1775.094	0.42	15.79	
1648.30	0.39	14.89	
1563.77	0.37	14.12	
1479.25	0.35	13.35	
1352.453	0.32	12.4	
1394.72	0.33	12.57	
1310.19	0.31	11.80	
1225.66	0.29	11.03	
1141.13	0.27	10.26	
1056.60	0.25	9.49	
972.08	0.23	8.72	
845.283	0.2	7.95	
887.55	0.21	7.94	
803.02	0.19	7.17	
718.49	0.17	6.40	
633.96	0.15	5.63	
549.43	0.13	4.86	
422.6415	0.1	4.1	
464.91	0.11	4.09	4.02
380.38	0.09	3.31	
295.85	0.07	2.54	
211.32	0.05	1.77	
126.79	0.03	1.00	

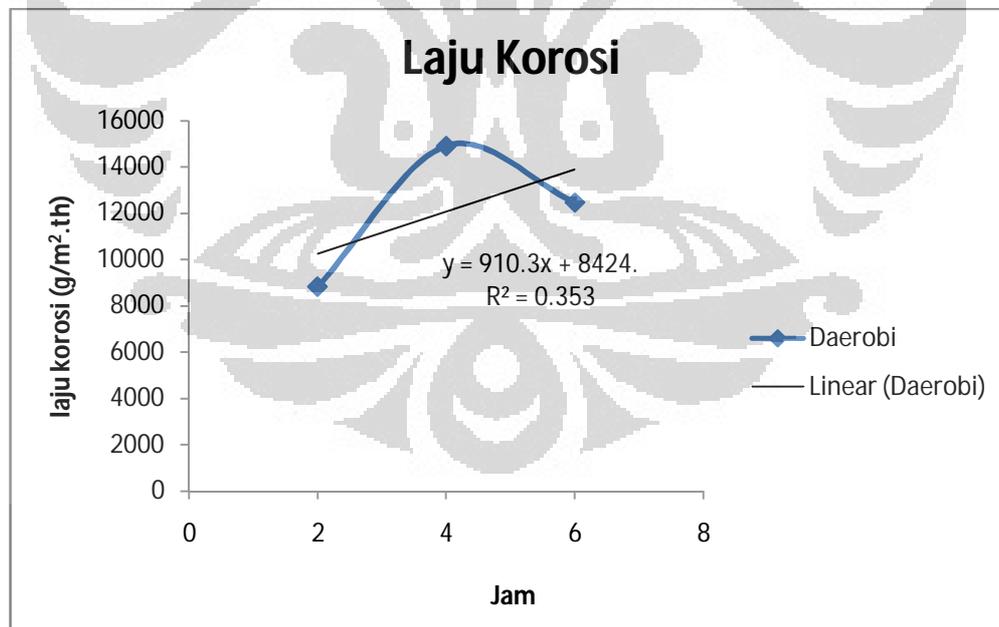
td inci	P(MAWP) psi
0.43	126.79
0.44	169.06
0.45	211.32
0.46	253.58
0.47	295.85
0.48	338.11
0.49	380.38
0.50	422.64
0.51	464.91
0.52	507.17

P (MAWP) (psi)	inspeksi (thn)	ta (inci)
2070.94	1	0.49
1986.42	2	0.47
1901.89	3	0.45
1817.36	4	0.43
1732.83	5	0.41
1648.30	6	0.39
1563.77	7	0.37
1479.25	8	0.35
1394.72	9	0.33
1310.19	10	0.31
1225.66	11	0.29
1141.13	12	0.27
1056.60	13	0.25
972.08	14	0.23
887.55	15	0.21
803.02	16	0.19
718.49	17	0.17
633.96	18	0.15
549.43	19	0.13
464.91	20	0.11

Lampiran 8: Data Laju Korosi Atmosfer

waktu (jam)	L (mm)	P (mm)	t (mm)	M ₀ (gram)	M ₁ (gram)	A (mm ²)	ρ (gr/mm ³)	V (mm ³)	Δt (mm)	Corrosion Rate Mpy
2	22.34	24.16	3.06	12.8483	12.8472	539.73	7.78E-03	1.41E-01	2.62E-04	1.15
4	22.46	24.48	2.92	12.5669	12.5631	549.82	7.83E-03	4.85E-01	8.83E-04	1.93
6	22.37	24.23	3.08	13.1048	13.1001	542.03	7.85E-03	5.99E-01	1.10E-03	1.61
CR Rata-rata										1.56

Sampel API 5L	Waktu (jam)	Corrosion Rate		
		mm/y	g/(m ² .d)	g/(m ² .th)
I	2	1.15	24.51	8825.32
II	4	1.93	41.41	14906.38
III	6	1.61	34.63	12466.62
Rata-rata		1.56	33.52	12066.11



Lampiran 9: Parameter *Third Party Damage*.**a. Kedalaman pipa**

Untuk skor kedalaman pipa kita menggunakan formula

(amount of cover in inches : 3 = point value up to max of 20 points)

b. Tingkat aktivitas disekitar jalur pipa

Activity	Score
High	0
Medium	8
Low	15
None	20

c. Sarana diatas jalur pipa

Sarana	Skor
<i>No aboveground facilities</i>	10
<i>Aboveground facilities</i>	0
Protection	Skor
Trees	2
Concrete Barrier	4
Fence	2
Distance From Highway	0
Signs	1
Total	

d. Sistem panggilan darurat

Sistem	Skor
keefektifan	6
laporan yang efisien dan dipercaya	2
dinyatakan dan diketahui dalam himpunan standar minimum ULCCA	2
reaksi yang tepat untuk menelpon	5
<i>maps dan record</i>	4
semua diatas ada	15

Lampiran 9 : Parameter *Third Party Damage* (lanjutan).**e. Pengetahuan masyarakat terhadap jalur pipa**

education	Skor
pos keluar	2
pertemuan dengan publik setahun sekali	2
pertemuan dengan kontraktor lokal setahun sekali	2
secara teratur pendidikan program untuk komunitas grup	2
<i>Door-to-Door</i> dengan dengan penduduk terdekat	4
pos ke kontraktor	2
iklan setahun sekali kepada publik	1
semua ada	15

f. Kondisi jalur pipa

Kondisi	Skor
Excellent	5
Good	3
Average	2
Below Average	1
Poor	0

g. Frekuensi patrol

Frekuensi	Skor
Daily	15
Four days per week	12
Three days per week	10
Two days per week	8
Once per week	6
More than once per month	4

Lampiran 10 : Parameter *corrosion index*

a. Korosi Atmosfer

exposure	Score
air/water Interface	0
Casing	1
Insulation	2
Supports/Hangers	2
Ground/Air interface	3
Other exposure	4
None	5
Type	Score
Chemical and Marine	0
Chemical and high humidity	0.5
Marine, swamp, coastal	0.8
High humidity and high temperature	1.2
Chemical and low humidity	1.6
Low humidity and low temperature	2
no exposure	2
Coating	Score
Good	3
Fair	2
Poor	1
Absent	0
Total I + II + III	10

Lampiran 10 : Parameter *corrosion index* (lanjutan).**b. Korosi Internal**

Product Corrosivity	Score
Strongly Corrosive	0
Mildly Corrosive	3
Corrosive only under special condition	7
Never Corrosive	10
Preventions Corrosion	Score
None	0
Internal Monitoring	2
Inhibitor Injection	4
Not Needed	10
Internal Coating	5
Operational Measures	3
Pigging	3
Total	20

c. Korosi Logam Tertanam

- Faktor korosi pada tanah

Soil facor	Rw^{c)} (%)	Score
Soil Resistivity	30	4.5
pH	25	3.75
Soil moisture	25	3.75
MIC ^{a)}	15	2.25
STATSGO ^{b)} steel corrosivity rating	5	0.75
Soil Corrosivity	100	15
Mechanical		Score
Mechanical corrosion Report		5
None Report		0
Total		20

nb:

- a) Microorganism
- b) State Soil Geographic
- c) Relative weighting

Lampiran 10 : Parameter *corrosion index* (lanjutan).

- Proteksi Katodik

effectiveness	weight	Score
CIS Polarization	55%	8.25
CIS on (Current Applied)	30%	4.5
CIS off (Current is interrupted)	20% - 30%	3 - 4.5
Annual on or interrupted	1%	0.15
(at test lead locations only)	10%	1.5
Annual Polarization	55%	8.25
(at test lead locations only)	4% - 15%	0.6 - 2.25
Test lead spacing	100%	15
Rectifier out of service	100%	15
Interference potential	weight	Score
AC Releated	20%	2
Shielding	10%	1
DC Releated	70%	7
Telluric currents	1%	0.1
DC Rail	50%	5
Foreign lines	49%	4.9
Total		25

- Coating

Coating	Score
Coating	25
None Coating	0

Lampiran 11 : Parameter *Design index***a. Faktor keamanan desain**

t	point
<1.0	warning
1.0 - 1.1	3.5
1.11 - 1.20	7
1.21 - 1.40	14
1.41 - 1.60	21
1.61 - 1.80	28
>1.81	35

t = ketebalan pipa

b. Fatigue

%MAOP	Lifetime cycles				
	<10 ³	10 ³ - 10 ⁴	10 ⁴ - 10 ⁵	10 ⁵ - 10 ⁶	>10 ⁶
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

c. Potensi sentakan

Surge Potential	score
High Probability	0
Low Probability	5
Impossible	10
Test Pressure	Score
H < 1.10	0
1.11 < H < 1.25	5
1.26 < H < 1.40	10
H > 1.41	15
Land Movement	Score
Hight	0
Medium	5
Low	10
None	15
Unknown	0

Lampiran 12 : Parameter *incorrect operations*

a. Desain

Desain	Skor
Identifikasi Bahaya	4
Potensi MAOP	Score
Routine	0
Unlikely	5
Extremely Unlikely	10
Impossible	12
Sistem Keamanan	Skor
Tidak ada keamanan	0
dilokasi hanya satu level	3
dilokasi dua atau lebih	6
terpencil, hanya pengamatan	1
terpencil, hanya pengamatan dan kontrol	3
tidak ada , dapat disaksikan	-2
tidak ada, tidak terlibat	-3
sistem keamanan tidak dibutuhkan	10
Total	
Pemilihan Material	Skor
Use	2
Not Use	0
Pengecekan	Skor
Checked	2
Not Checked	0
Total skor	30

b. Konstruksi

Konstruksi	Point
Inspeksi	0 - 10
Material	0 - 2
Berhubungan	0 - 2
kekuatan isi	0 - 2
pemeliharaan	0 - 2
pelapisan	0 - 2
Total	20

Lampiran 12 : Parameter *incorrect operations* (lanjutan).**c. Operasi**

Operasi	Point
Prosedur	0 - 7
SCADA	0 - 3
Tes Obat-obatan	0 - 2
Program Keselamatan	0 - 2
Survey	0 - 5
Pelatihan	0 - 10
pencegahan kesalahan mekanik	0 - 6
Total	35

d. Perawatan

Perawatan	Point
Dokumentasi	0 - 2
Penjadwalan	0 - 3
Prosedur	0 - 10
Total	15

Lampiran 13: Parameter *Leak Impact Factor*

Mudah terbakar (Nf)	Skor
Noncombustible	0
Fp > 200°F	1
100°F < FP < 200°F	2
FP < 100°F dan BP < 100°F	3
FP < 73°F dan BP < 100°F	4

Kereaktifan (Nr)	Skor
zat nya seimbang, tetap jika dipanaskan dibawah kondisi pembakaran	0
sedikit reaktif pada pemanasan dengan tekanan	1
diperlukan reaktifitas, tetap tanpa pemanasan	2
kemungkinan ledakan dengan kurungan	3
kemungkinan ledakan tanpa kurungan	4

Keracunan (Nh)	Skor
tidak ada bahaya luar yang menyebabkan kebakaran	0
kemungkinan besar hanya sedikit sisa luka-luka	1
perhatian medis yang cepat dalam keselamatan pertama	2
material sebagai penyebab serius sementara atau sisa luka-luka	3
ledakan kecil menyebabkan kematian atau luka berat	4

Dalam sampel LIP algorithm untuk Natural gas = 7 pts dan Gasoline = 10 pts

Spill Score

Spill	Value
Product	Natural Gas
Pipe Diameter	6 Inch
Pressure	180 Psig
Flow rate	0
Hazard radius	41 ft
Spill Score	949
Spill score rank	0,4

Lampiran 13: Parameter *Leak Impact Factor* (lanjutan).**Dispersion****(Overland /3 + Subsurface / 8)**

Nilai 1 jika tidak ada perbedaan dalam potensi penyebaran.

Receptor

General Population	Score
Perniagaan	10
Kepadatan tinggi	10
Industri	10
Kediaman	10
pedesaan	5
Special Population	Score
Apartemen	10
Rumah Sakit	10
Jalan kecil	8
Halaman belakang kediaman	9
Pagar	9
Jalan raya	5
Sekolah	9
HVA	Score
None	0
Sekolah	5
gereja	3.5
Rumah Sakit	5
Tempat bersejarah	2
Kuburan	2
Pelaburan ramai	4
Bandara besar	5
Bandara kecil	3
Universitas	5
Pusat industri	3.5
jalan antar negara	3
Tempat rekreasi	2
Pertanian	1
sumber air	1
perkalian	5
other	2

Lampiran 13: Parameter *Leak Impact Factor* (lanjutan).

Environmental sensitivity	Score
Daerah sarang	0.9
rawa baru dan lama	0.8
akses yang sulit jika terjadi kebocoran	0.7
garis pantai dengan sobekan dan ketukan atau kerikil pantai	0.6
bercampur pasir dan kerikil pantai	0.5
pasir pantai kasar	0.4
pasir pantai tajam	0.3
gelombang laut yang menghantam batuan	0.2
garis pantai dengan bebatuan, jurang, atau tepi sungai	0.1
tidak ada lingkungan yang luar biasa dalam kerusakan	0

