



UNIVERSITAS INDONESIA

**STUDI INDEKS KOROSI PIPA PENYALUR GAS DIAMETER 36 INCHI
MATERIAL API 5L GRADE B PADA AREA PRODUKSI GAS
MENGUNAKAN METODA MANAJEMEN RISIKO**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

**EDYOS WYNDU SALEPPANG KILA
NPM 0906576290**

**PROGRAM PASCASARJANA
PROGRAM STUDI MAGISTER ILMU MATERIAL
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JAKARTA
2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Edyos Wyndu Saleppang Kila
NPM : 0906576290
Tanda tangan :



Tanggal : Juli 2011

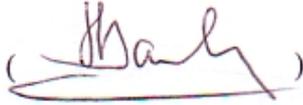
HALAMAN PENGESAHAN

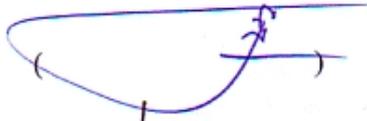
Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Edyos Wyndu Saleppang Kila
NPM : 0906576290
Program Studi : Magister Ilmu Material
Judul Tesis : Studi Indeks Korosi Pipa Penyalur Gas Diameter 36
inci Material API 5L Grade B Pada Area Produksi
Gas Menggunakan Metoda Manajemen Risiko

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

DEWAN PENGUJI

Ketua Jurusan : Dr. Bambang Soegijono 

Pembimbing : Dr. Bambang Soegijono 

Pembimbing/ Penguji : Dr. Ir. Yudi Masduky S 

Penguji : Dr. Azwar Manaf, M.Met 

Penguji : Dr. Budhy Kurniawan 

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : Juli 2011

KATA PENGANTAR

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

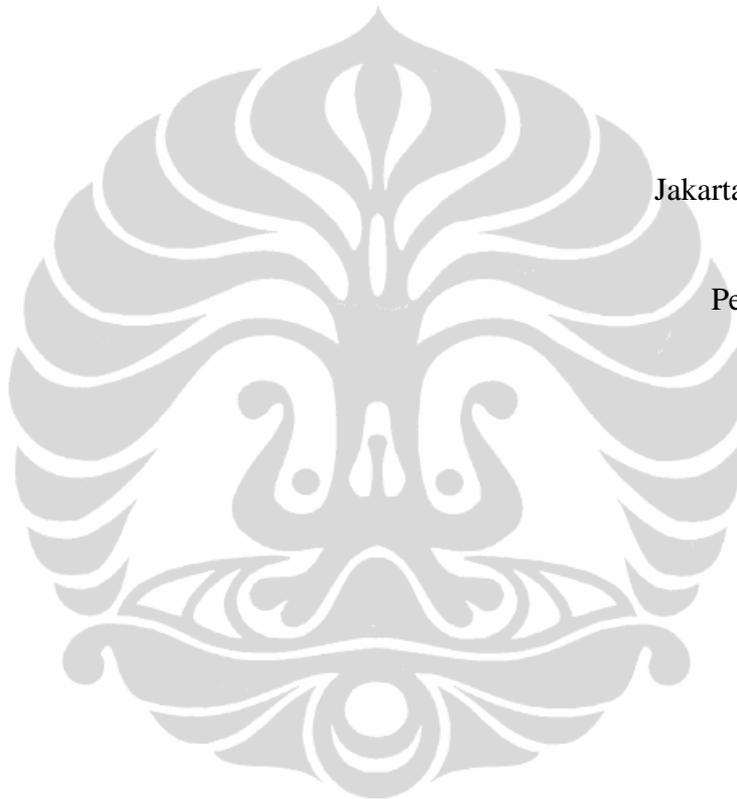
1. Bapak Dr. Bambang Soegijono, selaku dosen pembimbing dan ketua program studi Ilmu Material yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
2. Bapak Dr.Ir. M. Yudi Masduky Solihin, selaku dosen pembimbing II yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
3. Bapak Dr. Azwar Manaf, M.Met, Dr. Muhammad Hikam, dan Dr. Budhy Kurniawan selaku penguji yang telah memberikan saran dan kritik;
4. Staf Tata Usaha Program Studi Ilmu Material yang selalu memberikan kemudahan dalam pengurusan administrasi;
5. Staf Tata Usaha Fakultas Matematika & Ilmu Pengetahuan Alam yang telah memberikan bantuan pengurusan administrasi;
6. Teman-teman Material Science angkatan 2009/2010 atas dukungan dan menjadi teman diskusi selama perkuliahan berlangsung.
7. Rekan-rekan kerja yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data yang saya perlukan
8. Orang tua dan saudara-saudaraku yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral; dan
9. Sahabat yang telah banyak membantu saya memberikan dukungan dan doa dalam menyelesaikan tesis ini.

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang tidak bisa disebutkan satu persatu, yang telah membantu dalam penyelesaian tesis ini. Semoga amal dan budi baik yang diberikan mendapat balasan kebaikan dan keberkahan dari Tuhan Yang Maha Esa.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penyusunan tesis ini, untuk itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun dari semua pihak. Akhir kata, semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, Juli 2011

Penulis



HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Edyos Wyndu Saleppang Kila
NPM : 0906576290
Program Studi : Magister Ilmu Material
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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:

“STUDI INDEKS KOROSI PIPA PENYALUR GAS DIAMETER 36 INCHI MATERIAL API 5L GRADE B PADA AREA PRODUKSI GAS MENGGUNAKAN METODA MANAJEMEN RISIKO”

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

Demikian persyaratan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta
Pada tanggal : Juli 2011
Yang menyatakan



(Edyos Wyndu Saleppang Kila)

ABSTRAK

Nama : Edyos Wyndu Saleppang kila
Program Studi : Magister Ilmu Material
Judul : Studi Indeks Korosi Pipa Penyalur Gas Diameter 36 inchi
Material API 5L Grade B Pada Area Produksi Gas
Menggunakan Metoda Manajemen Risiko

Material pipa baja karbon API 5L grade B dalam industri minyak dan gas banyak digunakan pada pipa penyalur dengan tekanan operasi dan suhu yang cukup tinggi, terutama pada jalur distribusi gas dan uap dimana saat operasionalnya sering terjadi kerusakan yang diakibatkan korosi. Penelitian ini dilakukan dengan analisis indeks korosi menggunakan metoda manajemen resiko terhadap pipa jalur distribusi gas pada area produksi gas berdasarkan nilai *index sum* dan menganalisis perilaku korosi sampel pipa API 5L Grade B berupa struktur mikro, perubahan sifat mekanik, dan perubahan komposisi kimia pada pipa yang terkorosi. Hasil memperlihatkan bahwa pipa API 5L grade yang digunakan sebagai jalur distribusi gas pada area produksi gas ditemukan adanya cacat atau kemunduran bahan pipa dan memiliki resiko pada skala medium (*medium risk*). Analisis komposisi kimia pada sample pipa API 5L grade B menunjukkan bahwa didalam bahan terdapat kandungan oksigen yang tinggi (range 20 – 30 %) sebagai pembentuk besi oksida jika bereaksi dengan logam besi (Fe).

Kata kunci: Manajemen resiko, korosi, komposisi kimia

ABSTRACT

Name : Edyos Wyndu Saleppang Kila
Study Program : Magister Materials Science
Title : Study of Corrosion Index in Gas Distribution Pipeline
Diameter 36 Inch Material API 5L Grade B at Production Gas
Area Use Risk Management Method

Carbon steel pipe material API 5L grade B commonly used for distribution of gas and vapour high pressure and temperature pipeline in oil and gas industry, it is often happened of damage caused by corrosion process. This research has been performed by analyzed of corrosion index using risk management method at gas pipeline distribution in gas production area based on index sum value and results study for corrosion process of pipe API 5L grade B sample has been developed of microstructure, mechanic denaturing, and change of chemical composition at pipe corrosion. Result is showing that pipe API 5L grade applied as distribution line of gas at production gas area is found existence of deformity or deterioration of pipe material and has risk at medium scale (medium risk). Chemical composition analysis at pipe sample API 5L grade B indicates that in material there is high oxygen content (range 20 - 30 %) as iron oxide former if reacts with iron metal (Fe).

Keywords: Risk management, corrosion, chemical composition

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL.....	xii
BAB 1. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah dan Hipotesa	2
1.3. Tujuan Penelitian	3
1.4. Sistematika Penulisan.....	3
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. Korosi dan Lingkungan	5
2.2. Sifat-sifat Bahan Pipa Untuk Minyak dan Gas	8
2.3. Kemunduran Mutu Bahan Logam Pipa Minyak dan Gas.....	10
2.4. Manajemen Risiko Sistem PIPANISASI.....	13
2.5. Model Penilaian Risiko	14
2.6. Asumsi Dasar	16
2.7. Sistem Penilaian	17
2.8. Komponen Penilaian Manajemen Risiko Jalur PIPANISASI	19
2.9. <i>Leak Impact Factor</i> (LIF).....	23
2.10. Sifat Mekanis dan Komposisi Kimia Pipa API 5L grade B ..	24
BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN	29
3.1. Diagram Alir Penelitian.....	29
3.2. Langkah-langkah Penelitian	30
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	36
4.1. Uji Fisika dan Komposisi Kimia.....	36
4.1.1. Uji Visual.....	36
4.1.2. Uji Tarik.....	36
4.1.3. Uji Kekerasan.....	37
4.1.4. Uji Pengukuran Komposisi Kimia Mikro dengan EDS.....	38
4.1.5. Uji Laboratorium <i>Fluida</i> Gas.....	42
4.2. Manajemen Resiko	43
4.2.1. Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga.....	43

4.2.2. Indeks Korosi	44
4.2.3. Faktor Desain	45
4.2.4. Indeks Operasi Yang Tidak Benar	46
4.2.5. <i>Leak Impact Factor</i>	47
4.2.6. <i>Index Sum</i> dan <i>Relative Risk Score</i>	47
4.2.7. Perbandingan PoF Sebelum dan Sesudah Pengujian	51
BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN	54
5.1. Kesimpulan	54
5.2. Saran.....	54
DAFTAR PUSTAKA	55
LAMPIRAN	



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Pengaruh Kelarutan Oksigen Terhadap Laju korosi	6
Gambar 2.2. Hubungan Konsentrasi Oksigen Terlarut Terhadap Suhu	6
Gambar 2.3. Pengaruh Tekanan Parsial CO ₂ Terhadap Laju korosi....	7
Gambar 2.4. Pengaruh Kecepatan Alir Air	8
Gambar 2.5. Pengaruh pH dan Temperatur pada Laju Korosi	8
Gambar 2.6. Permukaan Dalam Pipa Yang Mengalami Korosi	10
Gambar 2.7. Diagram Alir Manajemen Risiko	15
Gambar 2.8. Bentuk Spesimen Uji Tarik	24
Gambar 3.1. Diagram Alir Proses Penelitian.....	30
Gambar 3.2. Diagram Alir <i>Corrosion Index</i>	31
Gambar 3.3. Diagram Alir <i>Third Party Index</i>	32
Gambar 3.4. Diagram Alir <i>Design Index</i>	33
Gambar 3.5. Diagram Alir <i>Incorrect Operations Index</i>	34
Gambar 4.1. Permukaan Dalam Pipa yang Mengalami Korosi	36
Gambar 4.2. Hasil Uji Pipa Baru API 5L grade B dengan SEM	38
Gambar 4.3. Struktur Mikro Pipa Terkorosi.....	39
Gambar 4.4. Area Permukaan Pipa Hasil Uji EDS	40
Gambar 4.5. Hasil <i>Third Party Index</i>	43
Gambar 4.6. Hasil <i>Corrosion Index</i>	44
Gambar 4.7. Hasil <i>Design Index</i>	45
Gambar 4.8. Hasil <i>Incorrect Operations Index</i>	46
Gambar 4.9. Hasil <i>Index Sum</i> dan <i>Relative Risk Score</i>	48
Gambar 4.10. Matriks antara PoF dan CoF	49
Gambar 4.11. Grafik <i>Relative Score</i>	49
Gambar 4.12. Grafik Statistik	50
Gambar 4.13. Perbandingan Indek Korosi Terhadap PoF yang Lain ...	52
Gambar 4.14. Matriks Sebelum dan Sesudah Pengujian.....	53

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1. Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Pipa API 5L grade B	27
Tabel 4.1. Perbandingan Hasil Uji Tarik.....	36
Tabel 4.2. Hasil Uji Kekerasan Sampel API 5L grade B Baru.....	37
Tabel 4.3. Hasil Uji Kekerasan Sampel API 5L grade B Terkorosi	37
Tabel 4.4. Perbandingan Komposisi Kimia Dalam Porsen Berat	39
Tabel 4.5. Perbandingan Komposisi Kimia Pipa Baru dan Korosi.....	41
Tabel 4.6. Hasil Analisa Komposisi Gas	42
Tabel 4.7. Hasil Statistik.....	50

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Eksplorasi dan produksi MIGAS selalu dihadapkan dengan tingginya anggaran biaya pengadaan peralatan penunjang keselamatan yang berkualitas baik. Sistem pemipaan adalah salah satu alat penunjang yang dapat diandalkan untuk distribusi minyak dan gas. Material pipa baja karbon API 5-L grade B dalam industri kimia dan perminyakan banyak dipergunakan pada sistem perpipaan dengan operasional tekanan dan panas yang cukup tinggi, terutama pada sistem perpipaan jalur distribusi gas dan uap. Namun sepanjang sistem perpipaan akan terjadi kehilangan energi panas selama transportasi yang akan sangat merugikan dalam proses produksi, bahkan mengurangi pendapatan dan produksi apabila terjadi kerusakan peralatan tersebut. Salah satu aspek yang mengakibatkan kerusakan adalah korosi. Kerusakan sistem perpipaan akibat adanya korosi ini sangat merugikan karena akan berpotensi menimbulkan kecelakaan kerja jika semburan uap panas berada di daerah yang berdekatan dengan lokasi pekerja, disamping itu jika sistem pemipaan yang mengalami kerusakan tidak bisa dimatikan selama proses perbaikan maka kerugian produksi akan semakin besar karena harus mematikan sistem secara keseluruhan (Adrian, 2009). Dalam rangka menentukan dan menyelesaikan permasalahan untuk menjaga keamanan, integriti dari pipa dan juga menjaga agar unit beroperasi sesuai peraturan yang berlaku, maka diperlukan studi dan penelitian yang lebih jauh terhadap peristiwa korosi yang terjadi dan atau perilaku korosi yang terjadi pada material API 5-L grade B. Dimana studi dan penelitian ini berkaitan dengan manajemen resiko terhadap jalur distribusi pada sistem pemipaan gas yang menyangkut kondisi lingkungan, sarana dan prasarana, kehidupan masyarakat disekitar jalur pipa, dan hal-hal yang berkaitan dengan operasi (Thomas Agus Bayu, 2009). Dengan demikian pipa penyalur harus memenuhi standar, peraturan yang berlaku, menjalani sederetan tes kehandalan, verifikasi, dan re-sertifikasi. Inspeksi yang pernah dilakukan juga harus diverifikasi kembali keakuratan informasinya dalam kurun waktu tertentu.

Kegagalan operasi pipanisasi yang diakibatkan kebocoran akan membawa dampak yang akan membahayakan manusia seperti kebakaran dan pencemaran lingkungan mengingat jalur pipa yang ada saat ini sebagian besar terletak pada daerah pemukiman penduduk, daerah lalu lintas manusia, industri maupun tanah pertanian (sawah). Untuk menjaga sistem pipanisasi tersebut agar beroperasi dengan tingkat resiko seminimum mungkin, maka perlu dilakukan evaluasi secara terus menerus terhadap tingkat resiko sistem pipanisasi tersebut sehingga dapat diketahui tingkat kualitas dan keamanan jalur pipanisasi, dapat dibuat suatu perencanaan pemeliharaan yang baik dan tepat, serta dapat menentukan skala prioritas dalam penentuan anggaran pemeliharaan sistem pipanisasi. Kegiatan pengoperasian pipa penyalur bahan bakar gas dianggap menyimpan berbagai potensi risiko seperti kebakaran, peledakan, penyakit akibat kerja lainnya, serta pencemaran lingkungan. Faktor penyebab terjadinya resiko tersebut dapat diakibatkan oleh faktor internal seperti korosi maupun faktor eksternal seperti sabotase akibat tindakan masyarakat maupun perorangan yang kurang bertanggungjawab seperti penelitian yang telah dilakukan oleh W. Kent Muhlbauer pada konstruksi dan operasi jalur distribusi gas difasilitas onshore Alabama, USA (Muhlbauer Kent, 2004). Selain itu, sejalan dengan Surat Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi nomor 300K/38/M.PE/1997 tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi, maka dirasakan perlu untuk membuat pengkajian risiko yang berhubungan dengan pengoperasian pipa dan jalur distribusi gas diarea produksi gas (CICo, 2007).

1.2. Rumusan Masalah dan Hipotesa

Pada penelitian ini ingin dipelajari manajemen risiko sistem pemipaan gas material API 5-L grade B. Dengan mengetahui manajemen risiko pada sistim perpipaan tersebut maka dapat diprediksi kondisi pipa dengan lokasi yang berbeda pada jalur pipa tersebut secara keseluruhan, disamping itu dapat direncanakan langkah-langkah pencegahan kerusakan, inspeksi berkala, dan mencegah masuknya unsur-unsur penyebab korosi. Penelitian ini akan dilakukan terhadap produk korosi, material API 5-L grade B yang baru dan yang saat ini terpasang pada jalur pipa yang telah mengalami degradasi. Dari penelitian produk korosi akan didapatkan kandungan unsur dari produk korosi, material yang baru dan yang saat ini terpasang pada jalur

pipa, morfologi produk korosi, kondisi lingkungan dan masyarakat disekitar jalur pipa sehingga dapat dibuat manajemen risiko terhadap sistem pemipaan.

1.3. Tujuan Penelitian

Sasaran dari penelitian ini adalah mengumpulkan data-data aktual yang komprehensif dalam mempresentasikan kondisi aktual pipa penyalur. Data-data tersebut diperlukan untuk memprediksi kemungkinan risiko pada pipa penyalur tersebut yang menjadi dasar strategi pemeliharaan dan perencanaan inspeksi dan diharapkan akan menjadi solusi dalam upaya melakukan peningkatan aktivitas yang terkait dengan manajemen pengelolaan pipa penyalur sesuai dengan aturan perusahaan. Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah :

- a) Untuk mengetahui nilai tingkat risiko jalur pipa distribusi gas pada area produksi gas berdasarkan nilai *index sum*.
- b) Untuk mengetahui skala tingkat resiko melalui *probability of failure* dan *consequences of failure*.
- c) Untuk mengetahui komposisi kimia, sifat mekanik dan struktur mikro dari Pipa API 5L Grade B yang mengalami korosi.
- d) Untuk mengetahui perilaku korosi pipa API 5L Grade B berupa struktur mikro, perubahan sifat mekanik, perubahan komposisi kimia pada pipa yang terkorosi yang dibandingkan dengan pipa baru.

1.4. Sistematika Penulisan

Sistematika pada penulisan tesis ini adalah sebagai berikut:

Bab 1 Pendahuluan

Pendahuluan terdiri dari latar belakang, perumusan masalah, tujuan dan sistematika penulisan

Bab 2 Tinjauan Pustaka

Tinjauan pustaka meliputi pemahaman tentang korosi pada material, pengaruh lingkungan terhadap korosi, sifat-sifat bahan pipa untuk minyak dan gas, kemunduran mutu bahan logam pada pipa minyak dan gas, manajemen risiko, model penilaian risiko, metode pengkajian risiko, sistem penilaian, komponen

penilaian risiko jalur pipanisasi, dan sifat mekanis dan komposisi kimia material pipa API 5L grade B.

Bab 3 Metode Penelitian

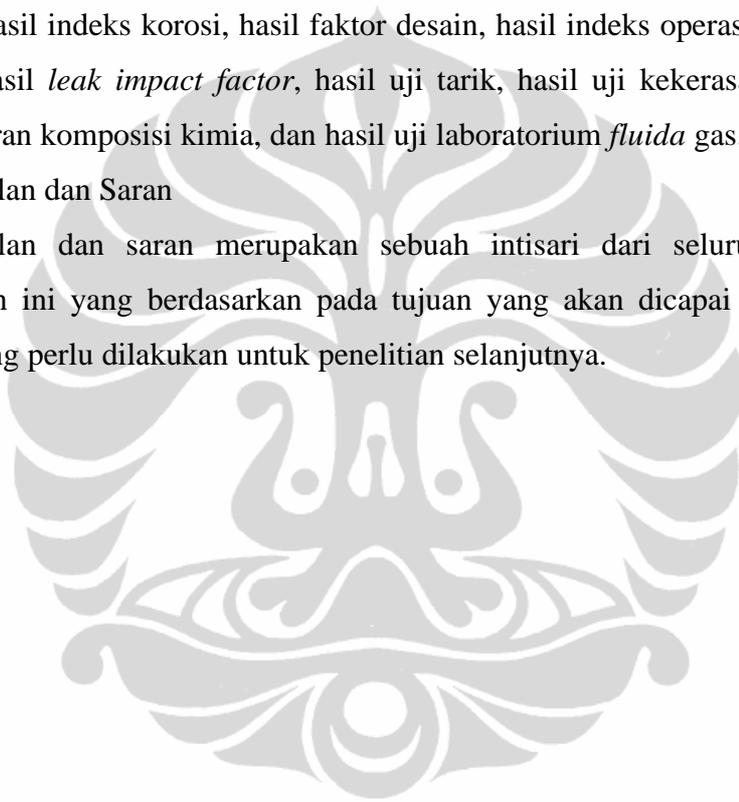
Metode penelitian terdiri dari diagram alir penelitian, langkah-langkah penelitian, preparasi sampel, preparasi alat uji, proses uji pipa baru, dan proses uji pipa terkorosi.

Bab 4 Hasil dan Pembahasan

Analisis data pada penelitian ini meliputi hasil indeks kerusakan akibat pihak ketiga, hasil indeks korosi, hasil faktor desain, hasil indeks operasi yang tidak benar, hasil *leak impact factor*, hasil uji tarik, hasil uji kekerasan, hasil uji pengukuran komposisi kimia, dan hasil uji laboratorium *fluida* gas.

Bab 5 Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan dan saran merupakan sebuah intisari dari seluruh kegiatan penelitian ini yang berdasarkan pada tujuan yang akan dicapai serta saran-saran yang perlu dilakukan untuk penelitian selanjutnya.





BAB II TINJAUAN PUSTAKA

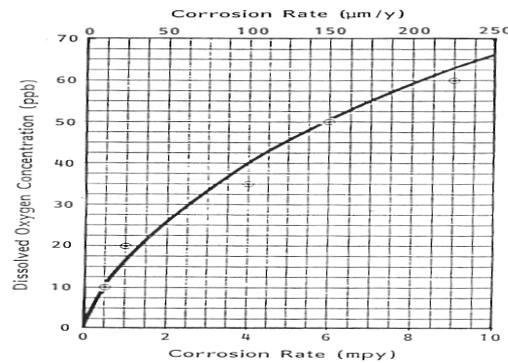
2. 1. Korosi dan Lingkungan

Korosi adalah bentuk kerusakan material akibat adanya reaksi kimia antara logam atau *alloy* dengan lingkungannya. Pada dasarnya, reaksi korosi memerlukan adanya 4 faktor yaitu anoda sebagai tempat terjadinya oksidasi, katoda sebagai tempat terjadinya reduksi, elektrolit sebagai media penghantar listrik dan adanya hubungan antara anoda dengan katoda (Masduky Yudi S, 2009). Secara visual reaksi korosi adalah reaksi elektrokimia dipermukaan logam. Pengaruh lingkungan terhadap terjadinya korosi adalah:

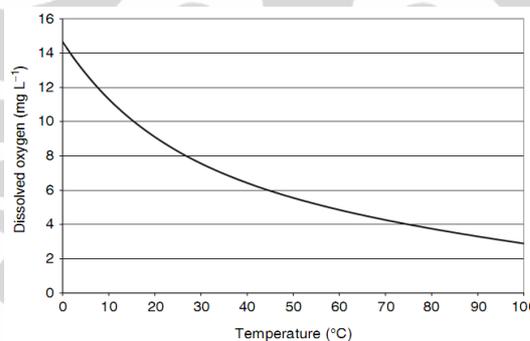
1. Temperatur. Temperatur mempunyai pengaruh yang bervariasi terhadap korosi. Pada temperatur kamar laju korosi relatif rendah namun dapat meningkatkan kondensasi lapisan film pada permukaan yang berakibat meningkatkan terjadinya korosi. Dan peningkatan temperatur dapat menurunkan laju korosi dengan terjadinya proses pengeringan pada permukaan. Namun adanya kombinasi antara nilai kelembaban dan temperatur yang tinggi serta diikuti oleh adanya polutan maka, akan meningkatkan laju korosi. Pada lingkungan berair (*aqueous*), temperatur mempengaruhi laju korosi, temperatur permukaan, heat flux, dan konsentrasi permukaan yang terkait serta gradien transfer kimia (Peter F, 1985). Pada kebanyakan reaksi kimia, peningkatan temperatur diikuti dengan peningkatan laju reaksi. Aturan yang biasanya dipakai (*rule-of-thumb*) menyatakan laju reaksi meningkat dua kali lipat untuk setiap kenaikan temperatur sebesar 10°C (Training Modul Korosi, 2007).
2. Oksigen. Oksigen merupakan oksidator kuat sehingga akan meningkatkan potensial korosi logam di lingkungan air (fluida) yang mengandung oksigen terlarut. Laju korosi dapat meningkat dengan kenaikan kelarutan oksigen seperti terlihat pada Gambar 2.2. Kelarutan oksigen sendiri dipengaruhi oleh suhu dari air atau pelarut. Semakin tinggi suhu air atau pelarut, maka makin rendah kelarutan oksigen. Hubungan antara kelarutan oksigen dengan suhu dapat dilihat pada Gambar 2.1. Selain itu, pada air yang mengandung garam, kandungan oksigen

Universitas Indonesia

terlarut juga dipengaruhi oleh kadar garam-garam yang terlarut (Denny A. Jones, 1992). Pada air yang mengandung garam NaCl misalnya, kadar oksigen terlarut paling tinggi terdapat pada kadar NaCl 3,5%. Oleh karena itulah, air laut bersifat sangat korosif, dikarenakan kombinasi dari tingginya kadar oksigen terlarut dengan garam NaCl.

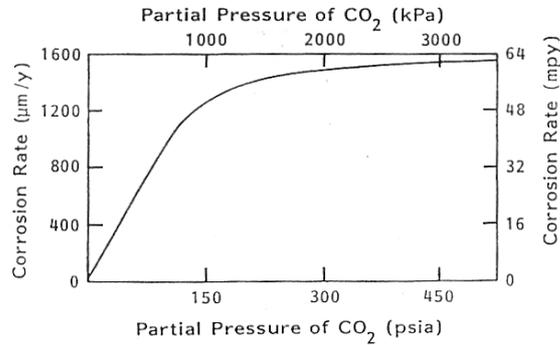


Gambar 2.1. Pengaruh kelarutan oksigen terhadap laju korosi (Denny A. Jones, 1992)



Gambar 2.2. Hubungan konsentrasi oksigen terlarut terhadap suhu (Denny A. Jones, 1992)

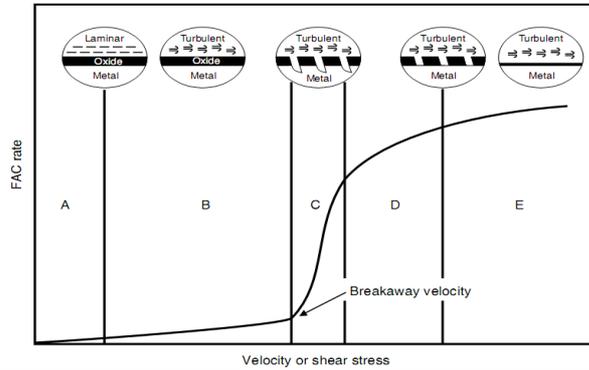
3. Karbon dioksida (CO₂). Gas karbondioksida merupakan asam lemah dan bersifat korosif bila terlarut dalam air. Sebelum bersifat asam, CO₂ pertama kali harus terhidrasi menjadi H₂CO₃. Pada baja proses korosi dikontrol oleh laju pembentukan produk korosi CO₂ berupa *scale* FeCO₃ yang bersifat protektif (A. Morshed, M.B Kermani, 2003).



Gambar 2.3. Pengaruh tekanan parsial CO₂ terhadap laju korosi (A. Morshed, M.B Kermani, 2003)

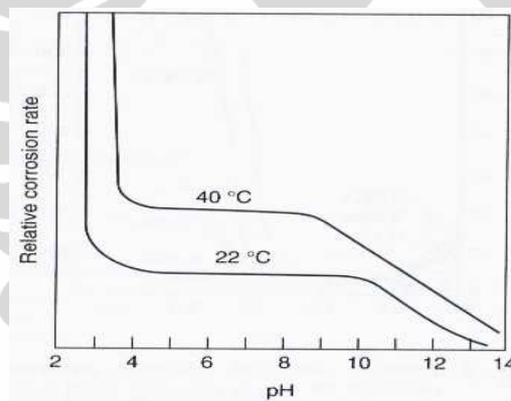
4. Pengaruh kecepatan aliran air. Kecepatan aliran air dapat mempengaruhi kecepatan korosi dengan interaksinya terhadap lapisan protektif yang umum terdapat pada logam. Kecepatan tertentu akan meningkatkan laju korosi dengan menyingkap lapisan oksida pelindung ataupun pasif dari permukaan logam atau pipa terhadap lingkungan. Pada kecepatan lain, aliran dapat menurunkan laju korosi dengan menyingkirkan ion-ion agresif dari permukaan logam.

Tiap logam umumnya memiliki batas kecepatan yang akan menyebabkan korosi yang disebut *breakaway velocity*. Di bawah kecepatan aliran ini, laju korosi tidak akan terpengaruh, sedangkan di atas kecepatan ini, laju korosi akan meningkat cukup banyak. Sentuhan lapisan pasif atau pelindung dengan aliran yang cukup cepat akan menghancurkan lapisan tersebut, yang berakibat meningkatkan laju korosi. Sebagai contoh, pipa baja karbon yang mengalirkan air, umumnya terlindungi oleh lapisan tipis karat yang menghambat laju transfer massa dari oksigen terlarut ke dinding pipa (Pierre Roberge, 2007). Hasilnya adalah laju korosi yang rendah, umumnya sekitar <1 mm/year. Pengaruh berbagai kecepatan alir terhadap lapisan protektif atau pelindung dapat dilihat pada gambar 2.4. Pada umumnya, lapisan protektif yang terbentuk dipermukaan logam akan melarut ke dalam aliran air. Umumnya dianggap proses ini sebagai proses *steady-state*, dimana lapisan yang terlarut di antara muka oksida-air akan digantikan oleh lapisan baru dengan ketebalan yang sama (Einar Baldar, 2004).



Gambar 2.4. Pengaruh kecepatan alir air terhadap lapisan protektif (Einar Baldar, 2004)

5. pH. Laju korosi baja karbon meningkat seiring menurunnya nilai pH. Situasi ini terutama ketika pH lingkungan menurun menjadi di bawah 7. Pasivitas dari beberapa paduan tergantung dari pH. Pada daerah yang lokal, korosi meningkat dengan pecahnya lapisan pasif. Karenanya korosi sumuran, korosi retak, dan *stress corrosion cracking* kemungkinan besar dapat terjadi (Einar Baldar, 2004).



Gambar 2.5. Pengaruh pH dan Temperatur pada laju korosi (Einar Baldar, 2004)

2.2. Sifat-sifat Bahan Pipa Untuk Minyak dan Gas

Pemilihan bahan untuk tujuan pemipaan khususnya pipa minyak dan gas adalah suatu proses yang memerlukan pertimbangan yang tepat untuk pelayanan yang diperlukan. Bahan yang dipilih harus benar-benar aman dan tahan terhadap kondisi operasi, suhu, dan tekanan selama umur perancangan yang diinginkan. Kekuatan mekanik harus memadai untuk pelayanan jangka panjang dan mampu menahan perubahan operasi, misalnya siklus panas atau mekanis. Selain itu lingkungan sekitar sistem pemipaan dan komponennya beroperasi juga harus dipertimbangkan.

Perubahan sifat-sifat bahan atau hilangnya beban efektif yang merubah luas penampang dapat terjadi melalui korosi, erosi atau kombinasi keduanya. Kemampuan bahan yang dipilih untuk dibengkokkan atau dibentuk, kecocokan untuk pengelasan atau metoda penyambungan lainnya, kemudahan perlakuan panas, keseragaman atau homogenitas dan kestabilan dari struktur mikro dan sifat-sifat bahan memberikan andil pada kelayakan ekonomis dari pipa yang dipilih (ASTM Handbook, 2005).

Semua komponen dalam sistem pemipaan di industri MIGAS mengenai cara membuat dan memasangnya diatur oleh suatu standar. Standar biasanya menerangkan persyaratan-persyaratan minimum untuk desain bahan, fabrikasi, konstruksi, tes/pengujian, dan inspeksi dari komponen atau sistem pemipaan. Kesesuaian dengan standar umumnya diharuskan oleh perundang-undangan yang dikeluarkan oleh Badan Pengatur. Kesesuaian dengan standar normalnya dipersyaratkan oleh peraturan-peraturan kode yang dipergunakan atau spesifikasi pembeli. Setiap standar mempunyai batas yuridiksi yang didefenisikan secara tepat dalam standar (Masduky Yudi S, 2002). Standar yang terkait dengan sistem pemipaan dan komponen pipa dipublikasikan oleh ASME. (*The American Society of Mechanical Engineers*) *Boiler and Pressure Vessel Code* yang mengandung buku standar antara lain:

Bagian I : tentang *Boiler*

Bagian II : tentang *Material Specification*

Bagian V : tentang *Non Destructive Testing* (NDT)

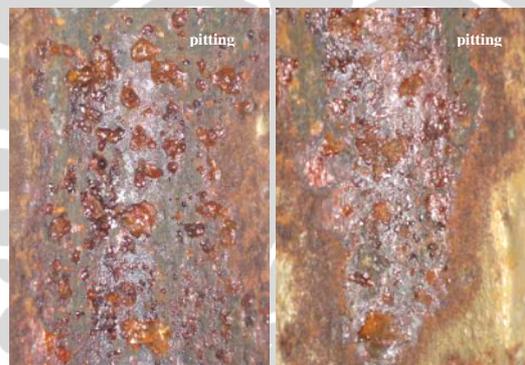
Bagian VIII : tentang bejana tekan

Bagian IX : tentang *Welding And Brazing Qualifications*

Standar-standar yang berkaitan dengan MIGAS antara lain: ASME B 31.8 untuk sistem pemipaan pada pipa gas, ASME B 31.4 untuk pemipaan minyak, ASME B 31.3 untuk rekayasa pemipaan (ASME B31 G, 1999), API 750 untuk manajemen keselamatan, API 570 untuk sistem pemipaan, API 653 untuk perbaikan dan inspeksi tangki timbun, API 580 sebagai referensi perancangan untuk patokan pelaksanaan RBI (API 580, 2002), API 14 E standar perhitungan tingkat erosi pada sistem pemipaan, dan lain-lain.

2.3. Kemunduran Mutu Bahan Logam pada Pipa Minyak dan Gas

Analisis kegagalan (*failure analysis*) adalah suatu usaha untuk mengetahui kegagalan yang terjadi pada suatu bahan atau peralatan dengan tujuan untuk mengetahui penyebab kegagalan sehingga hal tersebut tidak terulang lagi. Oleh karena itu kegiatan ini dapat digolongkan sebagai suatu kegiatan perawatan yang disebut *corrective maintenance* (Greenfield P, 1971). Terdapat empat bentuk kegagalan yaitu: rusak, patah, terdeformasi, dan berbahaya. Kesemuanya itu mengharuskan untuk mengganti atau memperbaiki material atau peralatan agar berfungsi kembali. Suatu roda gigi yang mengalami keausan akan mengakibatkan fungsinya terganggu seperti: efisiensi transmisi daya yang menurun, timbulnya suara berisik karena tumbukan roda gigi saat mesin bekerja, bahkan akan membawa pada jenis kegagalan yang lebih fatal misalnya patah dan rusaknya bagian mesin yang lain (Masduky Yudi S, 2002).



Gambar 2.6. Permukaan dalam pipa yang mengalami korosi

Korosi *pitting* dan retak adalah jenis kegagalan yang sering terjadi pada sistem pemipaan. Kriteria berbahaya ini seringkali tidak terlihat secara visual, misalnya adanya perubahan struktur logam akibat operasi akan mendorong turunnya kekuatan (D.H. Lister & W.G. Cook, 2002). Untuk mengamatinya maka diperlukan suatu metoda pemeriksaan metalografi yang sudah tentu tidak dapat dilaksanakan pada saat benda masih dalam keadaan utuh dan belum rusak. Untuk menghindari kerusakan yang mungkin terjadi secara tiba-tiba terutama pada komponen-komponen yang kritis, maka pemantauan terhadap kondisi kerja secara rutin selalu dilakukan. Tindakan ini digolongkan ke dalam suatu kegiatan yang disebut *predictive maintenance*. Pada

pemantauan ini, setiap kondisi kerja yang menyimpang dari kondisi kerja yang seharusnya (normal) dapat segera terdeteksi (Masduky Yudi S, 2002).

Semakin tinggi beban kerja suatu peralatan maka umur pakai akan menjadi semakin pendek dan demikian pula sebaliknya, apabila beban kerja peralatan yang lebih kecil maka umur pakai menjadi lebih panjang. Keadaan berbahaya akan dicapai bila umur pakai pada kondisi kerja yang dialami oleh bahan atau komponen dari bahan tersebut didekati. Penyebab terjadinya kemunduran mutu bahan pada pipa minyak dan gas disebabkan oleh 6 jenis kesalahan yang semuanya berkaitan dengan sejarah penggunaan material yaitu sejak dilakukannya perencanaan dari suatu peralatan hingga pemakaiannya. Kesalahan tersebut antara lain:

- Kesalahan desain
- Kesalahan pemilihan material
- Kesalahan proses pembuatan
- Kesalahan pemasangan
- Kesalahan pemakaian
- Kesalahan perawatan (*maintenance*)

Masalah salah satu aspek penting dalam desain adalah pembuatan gambar dimana seluruh informasi peralatan dan komponennya dituangkan dalam gambar termasuk jenis bahan dan proses pengerjaan yang akan digunakan. Apabila terdapat kesalahan gambar, misalnya: adanya sudut-sudut yang digambarkan dalam bentuk tajam atau biasa disebut sudut mati pada daerah yang mengalami pembebanan tinggi, maka oleh si pembuat produk akan dibuat seperti apa adanya sesuai gambar tanpa memikirkan akibatnya. Kegagalan akan terjadi apabila daerah yang bersudut tajam tersebut mengalami pembebanan sehingga terjadi konsentrasi tegangan.

Kesalahan pemilihan material dengan sendirinya akan berakibat fatal pada kualitas produk. Dengan adanya kesalahan ini, maka bahan akan rusak sebelum waktunya karena faktor-faktor kondisi kerja seperti beban, suhu dan kondisi lingkungan. Kesalahan ini sering terjadi karena kurangnya informasi terhadap sifat material atau material yang digunakan tanpa verifikasi spesifikasinya dengan pengujian-pengujian dan pemeriksaan yang telah distandarkan.

Kesalahan dalam penanganan pelapisan pipa akan berakibat terjadinya kegagalan berupa korosi *pitting*. Kegagalan dapat juga terjadi karena kecerobohan

Universitas Indonesia

dalam pengerjaan atau ketidakmampuan si pembuat produk dalam melakukan pekerjaan. Sebagai contoh: bahan yang akan dilas seharusnya dibersihkan dengan teliti dari segala kotoran dan zat lain yang menempel dipermukaan, ternyata tidak dilakukan sebelum dilas sehingga dengan demikian kegagalan dalam bentuk adanya porositas dan inklusi terjadi di daerah pengelasan. Contoh lain didapatkan pada suatu komponen yang memerlukan kualitas permukaan yang halus dimana seharusnya dilakukan penggerindaan untuk menghasilkan permukaan yang halus, ternyata dilakukan proses pembubutan yang sudah barang tentu akan menghasilkan permukaan yang relative kasar. Kegagalan pembuatan dapat pula terjadi pada pemilihan proses. Suatu komponen yang seharusnya mengalami perlakuan panas setelah dilas ternyata tidak dilakukan. Semua contoh diatas akan menurunkan kualitas komponen yang akan mengarah pada suatu kegagalan.

Kesalahan pemasangan dari suatu peralatan dapat menghasilkan suatu cacat sehingga alat tidak berfungsi sebagaimana mestinya. Sebagai contoh, pemasangan baut pada beberapa peralatan harus dilakukan dengan mempergunakan torsiometer agar kekuatan ikatan dapat diketahui dengan pasti dan tegangan pada baut dapat dibatasi. Pemasangan tanpa torsiometer dapat mengakibatkan terlalu kencangnya ikatan dan terlalu besarnya beban yang diterima oleh baut sehingga dalam operasinya dapat menyebabkan baut patah. Suatu sambungan kerut harus dilakukan dengan cara memanaskan suatu komponen agar penyambungan dapat dilakukan dengan mudah dan aman. Kadangkala karena kurangnya peralatan, maka sambungan dilakukan dengan cara pemaksaan tanpa pemanasan sehingga bahan akan cacat dan sambungan tidak bekerja dengan baik.

Penggunaan komponen mesin yang bergerak tanpa pelumasan yang baik merupakan kesalahan penggunaan/ pemakaian. Oleh karena itu pemakaian setiap peralatan harus selalu mengacu pada manual penggunaannya karena siperancang dan sipembuat peralatan tersebut sebenarnya melakukan pembatasan-pembatasan pada kondisi operasi agar tidak terjadi kegagalan pada peralatan (Masduky Yudi S, 2002).

Penyebab kegagalan terakhir adalah kesalahan dalam perawatan. Kegiatan perawatan ini sangat penting untuk menghindari kegagalan pada waktu operasi. Suatu peralatan yang tidak pernah dibersihkan dapat saja gagal karena korosi atau macet pada waktu dipergunakan. Dengan kegiatan perawatan yang terjadwal, maka setiap

Universitas Indonesia

kondisi yang dapat menimbulkan kerusakan dapat dihindari sehingga peralatan dapat beroperasi dan berjalan normal.

2.4. Manajemen Risiko Sistem Pipanisasi

Sebuah aset dinilai mempunyai integritas apabila aset tersebut beroperasi dan dilakukan perawatan sehingga kombinasi dari kemungkinan untuk terjadi kegagalan dan konsekuensi dari kegagalan tersebut sangat rendah dampak atau risikonya bagi keselamatan manusia, lingkungan dan perusahaan. Risiko sering didefinisikan sebagai kemungkinan terjadinya suatu peristiwa yang menyebabkan suatu kehilangan ataupun dampak yang besar akibat kehilangan tersebut. Transportasi suatu produk fluida dengan menggunakan jalur pipa adalah berisiko mengingat adanya beberapa kemungkinan dari jalur pipa tersebut mengalami kegagalan saat beroperasi. Definisi resiko seringkali diekspresikan dalam model matematika:

$$\text{Risiko} = (\text{Kemungkinan Kegagalan}) \times (\text{Konsekuensi Kegagalan})$$

Seringkali sebuah risiko diekspresikan dalam suatu kuantitas yang dapat dihitung seperti frekuensi fatalitas, cedera atau kehilangan secara ekonomi (aspek keuangan). Pemahaman menyeluruh terhadap sebuah resiko bias dilakukan dengan menjawab tiga pertanyaan berikut:

1. Kesalahan apa saja yang bisa terjadi?
2. Bagaimana kemungkinan kesalahan itu terjadi?
3. Bagaimana konsekuensi dari kesalahan tersebut?

Manajemen risiko adalah metoda dasar untuk memperbaiki kualitas. Kualitas dari jalur pipanisasi mengacu pada konsep: aman untuk digunakan, konsisten dengan spesifikasi yang digunakan, dan bebas dari cacat. Dengan kata lain jumlah produk yang akan disalurkan dalam jalur pipanisasi dapat dikirim sesuai dengan kebutuhan pada kondisi tanpa terjadinya kegagalan (*interruption*), aman, dan biaya yang rendah (Masduky Yudi S, 2002). Manajemen risiko perlu dilakukan untuk: Identifikasi kebutuhan, analisa biaya dan keuntungan dari beberapa pilihan, membuat operasi menjadi disiplin, mengukur proses secara keseluruhan, dan melakukan perbaikan secara terus menerus pada seluruh aspek dari operasi. Beberapa aspek yang sangat menentukan dalam menilai resiko dari jalur pipanisasi adalah:

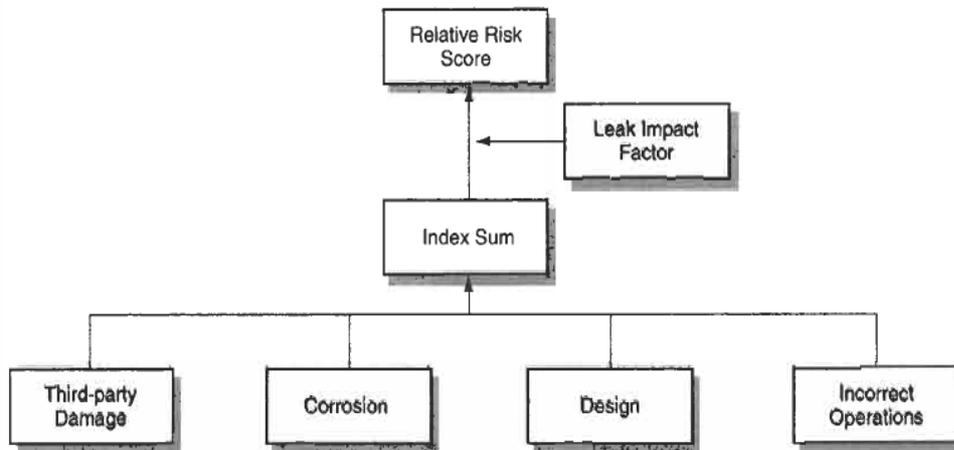
- Aspek lingkungan dari letak pipanisasi, dimana hal ini biasanya sulit untuk dilakukan perubahan
- Aspek operasi dari pipanisasi, dimana hal ini dapat dilakukan perubahan

2.5. Model Penilaian Risiko

Aspek resiko merupakan kombinasi dari aspek logika, pengalaman, dan data historik. Perangkat model penilaian risiko haruslah mudah dimengerti dan mudah untuk memodifikasi penilaian risiko. Dengan demikian perangkat model penilaian risiko bersifat aplikatif dan dapat mengakomodasikan setiap perubahan yang terjadi dalam disain, operasi maupun pemeliharaan perpipaan. Dalam mengembangkan perangkat model penilaian risiko beberapa hal yang menjadi pertimbangan adalah:

1. Alasan atau justifikasi yang mendukung dalam menetapkan komponen-komponen dan parameter-parameter dalam model penilaian risiko
2. Pertimbangan konsep kualitas dan biaya manajemen serta hubungannya terhadap manajemen risiko
3. Asumsi dasar dan struktur proses evaluasi
4. Penetapan seksi dan klarifikasi aktifitas jalur pipa sebagai atribut atau preventif
5. Aktifitas dan karakteristik lingkungan sekitar jalur pipa
6. Data-data historikal mengenai kegagalan sistem perpipaan
7. Faktor kepadatan penduduk
8. *Produk hazard* dan *factor disperse*
9. Teknik penanganan dan evaluasi data

Berdasarkan pendekatan model penilaian risiko yang dikembangkan tersebut diatas maka model penilaian risiko yang dipakai dalam penelitian ini adalah model penilaian risiko yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer dengan modifikasi dalam teknik aplikasi lapangan. Modifikasi yang dilakukan sesuai dengan sifat model ini yang fleksibel terhadap karakteristik sistem manajemen yang diterapkan dalam manajemen risiko lapangan. Model penilaian risiko terdiri dari komponen-komponen resiko yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer terdiri dari:



Gambar 2.7. Diagram Alir Manajemen Risiko (Muhlbauer Kent, 2004)

Alur proses dari *risk assessment* seperti terlihat pada gambar diatas adalah sebuah pedoman untuk mengevaluasi dan melakukan *assessment* terhadap semua kemungkinan dari resiko sebuah jalur pipa (Muhlbauer Kent, 2004).

Pengkajian resiko juga dapat dilakukan melalui metode matriks antara *probability of failure* dan *consequences of failure* yang masing-masing terdiri dari:

- a. *Negligible risk* (risiko yang dapat diabaikan), tidak diperlukan adanya tindakan pemeliharaan. Risiko ini tidak mungkin terjadi jika jalur pipa gas sudah digunakan.
- b. *Low risk* (risiko rendah), dimana risiko yang timbul dapat dikendalikan melalui pemeliharaan secara berkala.
- c. *Medium risk* (risiko menengah), dimana risiko yang timbul bersifat lebih tinggi dari yang dibayangkan sehingga wajib dilakukan tindakan pemeliharaan sesegera mungkin agar risiko yang terjadi dapat dikurangi menjadi *low risk*.
- d. *High risk* (risiko tinggi), dimana risiko yang timbul sangat tidak diinginkan dan membahayakan sehingga wajib dilakukan tindakan pemeliharaan secara cepat agar risiko yang terjadi dapat dikurangi menjadi *medium risk*.

Hal yang terpenting dalam seluruh konsep kualitas adalah keperluan untuk dapat melakukan pengukuran. Jika kita tidak dapat mengukur dengan cara pemberian nilai atau tidak dapat memberikan fakta, maka paling tidak kita dapat memberikan pendapat (opini). Pengertian yang baik, biasanya diperlihatkan dengan suatu nilai atau angka. Bila kita sulit menggambarkan sesuatu dalam bentuk nilai atau angka, maka

biasanya disebabkan kita tidak mengetahui secara lengkap konsep yang ada (Muhlbauer Kent, 2004).

2.6. Asumsi Dasar

Beberapa asumsi dasar yang dipakai dalam membuat pengkajian risiko antara lain:

a. Ketidak tergantungan

Beberapa bahaya diasumsikan tetapi tidak tergantung. Tiap-tiap bagian dapat mempengaruhi gambaran risiko. Secara keseluruhan pengkajian risiko ditambahkan pada seluruh faktor-faktor yang bebas dalam mendapatkan nilai akhir yang memperlihatkan daerah dari segala kemungkinan-kemungkinan kegagalan yang mungkin terjadi akibat beberapa faktor bebas tersebut secara langsung memberi proposi untuk terjadinya risiko.

b. Kondisi Terjelek

Kondisi terjelek dari tiap seksi menentukan titik penilaian. Sebagai contoh: jika suatu seksi pipa sepanjang 5 mil mempunyai 3 feet penutup atau proteksi untuk seluruhnya, tetapi pada 200 feet dari panjang tersebut hanya mempunyai penutup atau proteksi sepanjang 1 feet, maka seksi tersebut seluruhnya dianggap mempunyai penutup atau proteksi sepanjang 1 feet.

c. Relatif

Titik penilaian memberikan pengertian dalam arti relatif. Hasil untuk 1 seksi jalur pipa hanya menunjukkan bagaimana perbandingan antara tiap-tiap seksi bila dibandingkan dengan nilai untuk seksi yang lain. Nilai tertinggi memperlihatkan tingginya tingkat keamanan dan rendahnya risiko yang mungkin terjadi. Nilai absolute (mutlak) tidak mungkin didapat.

d. Subjektif

Contoh jadwal memperlihatkan pendapat dari pembuat berdasarkan interpretasi secara subjektif dari jalur pipanisasi berdasarkan pangalaman yang dimiliki mengenai pipanisasi. Pentingnya nilai relatif dari tiap-tiap bagian menunjukkan pendapat dari tiap-tiap pembuat penilaian.

e. Umum

Hanya sesuatu yang berbahaya atau harus mendapat perhatian dari masyarakat umum yang diperhatikan pada pengkajian tingkat risiko. Segala risiko yang

Universitas Indonesia

spesifik bagi para operator dan karyawan dari perusahaan yang menjalankan operasi jalur pipanisasi tidak termasuk dalam sistem ini.

f. Bahaya

Kemungkinan terjadinya bahaya yang luar biasa hanya diperhitungkan secara minimum, misalnya sabotase. Risiko ekonomi seperti biaya kerugian akibat berhentinya operasi pipanisasi hanya diperhitungkan secara tidak langsung dan dapat dimasukkan dalam analisa risiko jika si pembuat evaluasi mendefinisikan secara kuantitatif konsekuensi dari kejadian tersebut.

2.7. Sistem Penilaian

Teknik pengkajian risiko yang menggunakan sistem penilai (*qualitative*) merupakan metode yang dibuat berdasarkan kombinasi dari beberapa metode subjektif. Nilai angka (*score*) yang terdapat dalam sistem penilaian ini untuk memberi gambaran mengenai sistem pipanisasi yang ada. Nilai angka-angka ditentukan dari kombinasi data statistik kegagalan dan pengalaman dari para ahli dan operator. Keuntungan dari metode ini adalah banyak informasi yang mempunyai spektrum yang luas dapat dimasukkan. Nilai yang diberikan merupakan indikasi dari tingkat kepentingan dari masing-masing bagian. Semakin tinggi nilai yang diberikan, maka semakin penting bagian tersebut. Dalam metode sistem nilai, risiko dari jaringan pipanisasi dievaluasi dalam 2 bagian.

Pada bagian pertama diuraikan bagian-bagian dan besarnya tanggungjawab dari masing-masing bagian tersebut yang dapat diperkirakan terhadap kemungkinan terjadinya kegagalan operasi dari jalur pipa. Dengan kata lain diuraikan apa yang dapat terjadi dan seperti apa bila terjadi kegagalan operasi pipanisasi. Pada bagian ini akan menonjolkan masalah operasi dan disain yang akan merubah risiko yang mungkin terjadi.

Pada bagian kedua, secara relatif mengukur besarnya kemungkinan kegagalan operasi karena adanya bahaya yang tetap dari produk yang disalurkan.

Nilai masing-masing indeks tersebut dijumlahkan dan kemudian digunakan untuk menganalisa bagian kedua. Dalam bagian kedua analisa menyeluruh dibuat dari potensi kegagalan beroperasinya jalur pipanisasi. Analisa ini dibuat berdasarkan karakteristik produk, kondisi operasi jalur pipa, dan lokasi jalur pipa lalu hasil analisa

Universitas Indonesia

tersebut masuk dalam faktor pengaruh kebocoran. Nilai dari faktor pengaruh kebocoran ditambahkan dengan jumlah nilai dari bagian pertama akan mendapatkan Nilai Akhir Risiko (*Final Risk Score*).

Sistem penilaian juga dapat dilakukan melalui perbandingan antara nilai rata-rata dan standar deviasi terhadap risiko secara keseluruhan. Hal ini dilakukan berdasarkan grafik dengan membuat range antara rata-rata, standar deviasi, dan nilai risiko yang dihasilkan (Muhlbauer Kent, 2004). Hasilnya dapat dikategorikan sebagai berikut:

a. Extreme outliers

- Uraian : Beberapa skor rendah yang berada lebih rendah (diluar) dari 3x standar deviasi terhadap rata-rata secara keseluruhan. 3x standar deviasi adalah keputusan yang secara umum menunjuk pada analisis statistik dimana nilai yang dihasilkan sangat jauh dari rata-rata pada suatu distribusi normal yang mempunyai kemungkinan tinggi dan dipengaruhi oleh efek tidak acak. Dengan kata lain, pengukuran-pengukuran ini secara statistik berbeda dari pengukuran-pengukuran lainnya dan mungkin menjamin perhatian khusus.
- Tanggapan : Implementasi segera pengukuran agar nilai yang berada diluar 3x standar deviasi bisa berada dalam 3x standar deviasi dalam 6 bulan.

b. Frequent outliers

- Uraian : Skor rendah yang berada diluar 2,5x standar deviasi terhadap rata-rata secara keseluruhan.
- Tanggapan : Implementasi segera pengukuran agar nilai yang berada diluar 2,5x standar deviasi bisa berada dalam 2,5x standar deviasi dalam 1 tahun.

c. Infrequent outliers

- Uraian : Skor rendah yang tidak berada di range a dan b diatas tetapi masih terpisah secara jelas berdasarkan pengamatan visual pada grafik.
- Tanggapan : Implementasi segera pengukuran agar nilai ini berada pada populasi utama dalam 1 tahun.

d. Uniform

- Uraian : skor risiko berada pada range yang saling berdekatan.
- Tanggapan : Pengukuran telah dilaksanakan sehingga skor risiko yang dihasilkan hampir mendekati nilai rata-rata.

Universitas Indonesia

2.8. Komponen Penilaian Manajemen Risiko Jalur PIPANISASI

Penilaian manajemen resiko jalur pipanisasi dengan menggunakan indeks model yang terbagi atas 4 yaitu:

1. Indeks kerusakan akibat pihak ketiga (*Third Party Damage Index*)
2. Indeks korosi (*Corrosion Index*)
3. Indeks disain (*Design Index*)
4. Indeks kerusakan operasi (*Incorrect Operations Index*)

Setiap indeks tersebut terdiri dari beberapa komponen-komponen yang harus dilakukan penilaian untuk menentukan nilai (bobot) dari setiap seksi pada jalur pipanisasi. Keempat indeks merupakan *probability of failure* (Muhlbauer Kent, 2004).

2.8.1. Indeks kerusakan akibat pihak ketiga

Komponen-komponen yang termasuk dalam indeks ini adalah yang secara langsung dapat meningkatkan atau menurunkan jalur pipa untuk terkena gangguan akibat kegiatan pihak ketiga seperti kegiatan penggalian, aktifitas pertanian, atau kecelakaan kendaraan umum. Kerusakan akibat pihak ketiga yang digunakan disini mengacu pada kerusakan yang terjadi pada pipa sebagai akibat aktivitas masyarakat yang tidak berhubungan langsung dengan pipa atau biasa juga disebut *external force* (kekuatan dari luar). Berdasarkan buku pedoman dari Muhlbauer *third party index* mengandung bagian-bagian termasuk nilai (*point*) dan persentase yang terdiri dari (Muhlbauer Kent, 2004):

A. Minimum Depth of Cover	0-20 pts	20%
B. Activity Level	0-20 pts	20%
C. Aboveground Facilities	0-10 pts	10%
D. Line Locating	0-15 pts	15%
E. Public Education	0-15 pts	15%
F. Right-of-Way Condition	0-5 pts	5%
G. Patrol	0-15 pts	15%
	<hr/>	
	0-100 pts	100%

2.8.2. Indeks Korosi

Pada perhitungan indek korosi ada 2 faktor yang harus dilakukan pengkajian yaitu: jenis material dan kondisi lingkungan. Kondisi lingkungan termasuk kondisi-kondisi yang dapat mempengaruhi ketebalan pipa bagian dalam atau luar. Karena

jalur pipa melalui kondisi lingkungan yang berbeda-beda, maka pengkajian harus dilakukan pada kondisi lingkungan yang paling jelek untuk jalur pipa tersebut. Beberapa kesalahan manusia yang dapat meningkatkan terjadinya risiko akibat proses korosi antara lain: pemilihan material yang salah, peletakan pipa yang bersentuhan, serta teknik penyambungan yang tidak tepat.

Secara umum korosi terjadi akibat adanya 4 hal berikut yang saling bertemu yaitu: adanya anoda, katoda, hubungan secara elektrik diantara keduanya, serta adanya media yang bersifat elektrolit. Bila salah satu dari keempat faktor tersebut ditiadakan maka akan menghambat terjadinya proses korosi. Dalam memberikan bobot penilaian dari kondisi pipa pada lingkungan korosi didasarkan pada beberapa hal berikut ini:

- Lokasi pipa antara air dan udara
- Pipa diberi pelindung besi (*casing*)
- Pipa diberi pembalut
- Pipa diberi *support/ hanger*
- Terletak antara tanah dan udara
- Adanya paparan dari lingkungan sekitarnya
- Pipa aman dari kondisi korosi
- Beberapa hal yang dapat mengakibatkan korosi

Beberapa bahan yang digunakan pada jalur pipa tidak tahan terhadap korosi sehingga mengakibatkan degradasi terhadap lingkungan. Untuk mengantisipasi hal ini, biasanya para *designer* memperhatikan sifat mekanik dari pipa seperti kekuatan (*strength*) dan fleksibilitas (*flexibility*). Salah satu indikator untuk mengetahui tingkat korosi adalah indek korosi. Berdasarkan buku pedoman dari Muhlbauer *corrosion index* mengandung bagian-bagian termasuk nilai (*point*) dan persentase yang terdiri dari (Muhlbauer Kent, 2004):

Corrosion Index		
A. Atmospheric Corrosion	0–10 pts	10%
A1. Atmospheric Exposures	0–5 pts	
A2. Atmospheric Type	0–2 pts	
A3. Atmospheric Coating	0–3 pts	
B. Internal Corrosion	0–20 pts	20%
B1. Product Corrosivity	0–10 pts	
B2. Internal Protection	0–10 pts	
C. Subsurface Corrosion	0–70 pts	70%
C1. Subsurface Environment	0–20 pts	
Soil Corrosivity	0–15 pts	
Mechanical Corrosion	0–5 pts	
C2. Cathodic Protection	0–8 pts	
Effectiveness	0–15 pts	
Interference Potential	0–10 pts	
C3. Coating	0–10 pts	
Fitness	0–10 pts	
Condition	0–15 pts	

2.8.3. Indeks disain

Melalui model ini kemungkinan kegagalan jalur pipa dinilai melalui sebuah evaluasi dari 4 mekanisme kegagalan. Pada *third party*, *corrosion*, dan *incorrect operations* penilaian terpusat pada kemungkinan mekanisme kegagalan yang aktif. Adanya mekanisme kegagalan potensial itu secara langsung berhubungan dengan potensi kegagalan berdasarkan asumsi bahwa semua mekanisme kegagalan pada akhirnya mempercepat suatu kegagalan termasuk jalur pipa sangat kuat. Pada *design index*, penilaian tidak hanya berdasarkan potensi untuk satu mekanisme kegagalan yang aktif, tetapi juga kemampuan jalur pipa (*pipeline*) untuk melawan mekanisme kegagalan, misalnya: variabel faktor keselamatan (*safety factor*) *integrity verifications* dapat berperan dalam kalkulasi resiko ketika pertimbangan waktu kegagalan dibutuhkan. Berdasarkan buku pedoman dari Muhlbauer *design factor* mengandung bagian-bagian termasuk nilai (*point*) dan persentase yang terdiri dari (Muhlbauer Kent, 2004):

Design Index		
A. Safety Factor	0–35 pts	35%
B. Fatigue	0–15 pts	15%
C. Surge Potential	0–10 pts	10%
D. Integrity Verifications	0–25 pts	25%
E. Land Movements	0–15 pts	15%
	0–100 pts	100%

2.8.4. Indeks kerusakan operasi

Pada bagian ini penilaian melibatkan banyak variabel dengan nilai/ angka yang umumnya rendah sehingga kebanyakan variabel-variabel tidak akan mempunyai suatu dampak yang besar pada risiko secara individu. Tetapi jika dijumlahkan maka angka-angka tersebut akan menyajikan suatu gambaran potensi yang relatif pada kesalahan manusia yang berhubungan langsung pada kegagalan suatu jalur pipa. Saat ini dilaporkan bahwa 80% dari semua kecelakaan disebabkan kesalahan manusia (*human error*). Meskipun hanya salah satu dari aspek yang paling penting dari risiko, potensi kesalahan manusia mungkin merupakan aspek yang paling sulit diukur. Para profesional keselamatan menekankan bahwa identifikasi sifat/ tingkah laku manusia yang pada tempatnya merupakan kunci dalam pencegahan kecelakaan. Faktor-faktor perilaku dasar dan sikap ini juga mencakup dalam bidang psikologi, sosiologi, biologi, dan lain-lain yang bersifat jauh dan diluar teknik penilaian sederhana yang sedang dibangun disini. Berdasarkan buku pedoman dari Muhlbauer *incorrect operations index* mengandung bagian-bagian termasuk nilai (*point*) dan persentase yang terdiri dari (Muhlbauer Kent, 2004):

Incorrect Operations Index	
A. Design	
A1. Hazard Identification	0-4 pts
A2. MAOP Potential	0-12 pts
A3. Safety Systems	0-10 pts
A4. Material Selection	0-2 pts
A5. Checks	0-2 pts
	<hr/>
	0-30 pts 30%
B. Construction	
B1. Inspection	0-10 pts
B2. Materials	0-2 pts
B3. Joining	0-2 pts
B4. Backfill	0-2 pts
B5. Handling	0-2 pts
B6. Coating	0-2 pts
	<hr/>
	0-20 pts 20%

C. Operation	
C1. Procedures	0-7 pts
C2. SCADA/Communications	0-3 pts
C3. Drug Testing	0-2 pts
C4. Safety Programs	0-2 pts
C5. Surveys/Maps/Records	0-5 pts
C6. Training	0-10 pts
C7. Mechanical Error Preventers	0-6 pts
	0-35 pts 35%
D. Maintenance	
D1. Documentation	0-2 pts
D2. Schedule	0-3 pts
D3. Procedures	0-10 pts
	0-15 pts 15%

2.9. Leak Impact Factor (LIF)

Leak Impact Factor (Faktor pengaruh kebocoran) yang merupakan *consequences of failure* dihitung berdasarkan analisa dari *potential product hazard* (potensi resiko produk), *spill or leak size* (ukuran tumpahan atau kebocoran), *release dispersion* (penyebaran kebocoran), dan *receptors characteristics* (karakter *receptor*). Meskipun asumsi yang digunakan sederhana namun sudah cukup memastikan hasil penilaian resiko dapat diterima. Berdasarkan buku pedoman dari Muhlbauer *leak impact factor* mengandung bagian-bagian termasuk nilai (*point*) dan persentase yang terdiri dari (Muhlbauer Kent, 2004):

Leak Impact Factor

Leak Impact Factor = Product Hazard (PH) × Leak Volume (LV) × Dispersion (D) × Receptors (R)

A. Product Hazard (Acute + Chronic Hazards) 0-22 points

A1. Acute Hazards

- | | |
|----------------|---------|
| a. N_f | 0-4 pts |
| b. N_r | 0-4 pts |
| c. N_h | 0-4 pts |

Total ($N_f + N_r + N_h$)	0-12 pts
-----------------------------	----------

2. Chronic Hazard, RQ	0-10 pts
-----------------------	----------

B. Leak Volume (LV)

C. Dispersion (D)

D. Receptors (R)

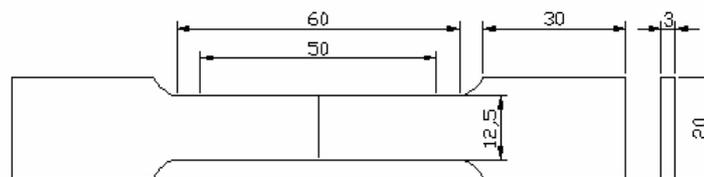
- | |
|--|
| D1. Population Density (Pop) |
| D2. Environmental Considerations (Env) |
| D3. High-Value Areas (HVA) |

Total (Pop + Env + HVA)

2.10. Sifat Mekanis Dan komposisi Kimia Pipa API 5L grade B

2.10.1. Uji Tarik

Untuk mengetahui perubahan sifat mekanik suatu bahan akibat korosi, tentu kita harus mengadakan pengujian mekanik terhadap bahan tersebut. Salah satu jenis uji coba yang biasa dilakukan adalah uji tarik (*tensile test*).



Gambar 2.8. Bentuk Spesimen Uji Tarik (ASTM E-8, 2000)

Untuk hampir semua logam pada tahap awal dari uji tarik, hubungan antara beban yang diberikan berbanding lurus dengan perubahan panjang bahan tersebut. Ini disebut daerah linier atau *linear zone* (ASTM E-8, 2000). Di daerah ini, kurva pertambahan panjang vs beban mengikuti aturan Hooke yaitu rasio tegangan (*stress*) & regangan (*strain*) adalah konstan. *Stress* adalah beban dibagi luas penampang bahan dan *strain* adalah pertambahan panjang dibagi panjang awal bahan (Fontana, Mars G, 1982).

Stress: $\sigma = F/A$ F: gaya tarikan, A: luas penampang

Strain: $\epsilon = \Delta L/L$ ΔL : pertambahan panjang, L: panjang awal

Hubungan antara stress dan strain dirumuskan: $E = \sigma / \epsilon$

Alat eksperimen untuk uji tarik ini harus memiliki cengkeraman (*grip*) yang kuat dan kekakuan yang tinggi (*highly stiff*) (Russell D. Kane, 1997).

2.10.2. Uji Kekerasan

Pengujian Kekerasan adalah satu dari sekian banyak pengujian yang dipakai, karena dapat dilaksanakan pada benda uji yang kecil tanpa kesukaran mengenai spesifikasi. Kekerasan atau *Hardness* adalah salah satu sifat mekanik dari suatu material. Pengujian yang paling banyak dipakai adalah dengan menekan penekan tertentu kepada benda uji dengan beban tertentu dan dengan mengukur

ukuran bekas penekanan yang terbentuk di atasnya, cara ini dinamakan cara kekerasan dengan penekanan. Kekerasan juga didefinisikan sebagai kemampuan suatu material untuk menahan beban indentasi atau penetrasi. Didunia teknik, umumnya pengujian kekerasan menggunakan 4 macam metode pengujian kekerasan, yakni :

1. Micro Hardness
2. Brinell (HB / BHN)
3. Rockwell (HR/RHN)
4. Vickers (HV/VHN)

Pemilihan masing-masing skala (metode pengujian) tergantung pada: Permukaan material, jenis dan dimensi material, jenis data yang diinginkan, dan ketersediaan alat uji (ASTM Handbook, 2005). Pengujian Rockwell cocok untuk semua material yang keras dan yang lunak, penggunaannya sederhana dan penekanannya dapat dilakukan dengan leluasa. Pengujian kekerasan Brinell merupakan pengujian standard secara industri, tetapi karena penekannya terbuat dari bola baja yang berukuran besar dan beban besar, maka bahan lunak atau keras sekali tidak dapat diukur kekerasannya.

2.10.3. Pengamatan Struktur Mikro

Pengamatan struktur mikro adalah salah satu sifat fisis yang diamati dalam penelitian ini. Tujuan dari pengamatan struktur mikro adalah untuk mengetahui faktor metalurgi yang terjadi dan perubahannya setelah material tersebut mengalami korosi. Pengamatan struktur mikro dilakukan dengan menggunakan Scanning Electron Microscopy (SEM). Langkah-langkah persiapan benda uji sesuai dengan prosedur standar yang meliputi penggerindaan, pengamplasan, pemolesan, dan pengetsaan. SEM merupakan alat untuk pemeriksaan dan analisis permukaan. Gambar permukaan yang diperoleh merupakan gambar topografi dengan segala tonjolan dan lekukan permukaan. Sinyal elektron sekunder yang dihasilkannya adalah dari titik pada permukaan, yang selanjutnya ditangkap oleh SE detector dan kemudian diolah dan ditampilkan pada layar CRT (TV). *Scanning coil* yang mengarahkan berkas elektron bekerja secara sinkron dengan pengarah berkas elektron pada tabung layar TV, sehingga didapatkan gambar

Universitas Indonesia

permukaan spesimen pada layar TV. Sinyal lain yang penting adalah *back scattered electron* yang intensitasnya tergantung pada nomor atom unsur yang ada pada permukaan spesimen. Dengan cara ini akan diperoleh gambar yang menyatakan perbedaan unsur kimia warna terang menunjukkan adanya unsur kimia yang lebih tinggi nomor atomnya. Pengukuran komposisi kimia mikro dilakukan dengan *Energy Dispersive Spectroscopy* (EDS) yang terpasang pada *Scanning Electron Microscope* (SEM). Sinar X karakteristik yang diemisikan sebagai akibat tumbukan elektron pada atom-atom bahan pada sampel. Analisis dari radiasi sinar X karakteristik dapat menghasilkan informasi kualitatif dan kuantitatif tentang komposisi dari lokasi-lokasi pada sampel dengan diameter beberapa mikrometer. Metode lain untuk menentukan komposisi kimia material API 5L grade B adalah metode *X-ray Fluorescence* (XRF) yang secara luas digunakan untuk menentukan komposisi unsur suatu material. XRF dapat dihasilkan tidak hanya oleh sinar X tetapi juga sumber eksitasi primer yang lain seperti partikel alfa, proton atau sumber elektron dengan energi yang tinggi. Apabila terjadi eksitasi sinar X primer yang berasal dari tabung X ray atau sumber radioaktif mengenai sampel, sinar X dapat diabsorpsi atau dihamburkan oleh material. Proses dimana sinar X diabsorpsi oleh atom dengan mentransfer energinya pada elektron yang terdapat pada kulit yang lebih dalam disebut efek fotolistrik. Selama proses ini, bila sinar X primer memiliki cukup energi, elektron pindah dari kulit yang di dalam menimbulkan kekosongan. Kekosongan ini menghasilkan keadaan atom yang tidak stabil. Apabila atom kembali pada keadaan stabil, elektron dari kulit luar pindah ke kulit yang lebih dalam dan proses ini menghasilkan energi sinar X yang tertentu dan berbeda antara dua energi ikatan pada kulit tersebut (Hikam. M, 2007). Emisi sinar X dihasilkan dari proses yang disebut *X Ray Fluorescence* (XRF). Proses deteksi dan analisa emisi sinar X disebut analisa XRF. Pada umumnya kulit K dan L terlibat pada deteksi XRF. Jenis spektrum X ray dari sampel yang diradiasi akan menggambarkan puncak-puncak pada intensitas yang berbeda.

KOMPOSISI KIMIA

Komposisi kimia dan sifat fisik pipa API 5L grade B ditunjukkan pada tabel berikut:

Tabel 2.1. Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Pipa Baru API 5L grade B

Jenis Pengujian		API 5L
Mechanical Test	Tensile Strength (kgf/mm ²)	44,27
	Yield Strength (kgf/mm ²)	32,33
Chemical Test	% C	0,31 max
	% Mn	1,35 max
	% P	0,03 max
	% S	0,03 max
	% Ti	0,04 max
	% V	0,15 max
	% Ni	0,15 max

Pengaruh unsur yang terdapat dalam pipa API 5L grade B dan pipa baja pada umumnya adalah sebagai berikut (Adyana D. N, 2008):

1. Carbon (C)

- Merupakan unsur padu yang paling efektif dan paling murah untuk menguatkan baja
- Merupakan pembentuk austenite dan karbida yang sangat kuat
- Dapat menaikkan sifat mampu dikeraskan (*hardenability*)

2. Mangan (Mn)

- Untuk mengikat sulfur membentuk Mangan Sulfida (MnS) sehingga dapat mengurangi efek *hot short cracking* (retak akibat getas pada suhu tinggi) karena MnS memiliki titik cair yang lebih tinggi dibandingkan FeS
- Dapat mengikat Carbon (C) membentuk karbida mangan (Mn₃C) yang dapat menaikkan kekuatan dan ketangguhan baja
- Dapat memperbaiki sifat pengerjaan panas
- Dapat berfungsi sebagai bahan *deoxidizer* dalam proses peleburan baja

3. Phosphor (P)

- Seperti halnya unsur S, unsur P juga tidak dikehendaki dalam baja dan pabrik pembuat baja selalu berusaha untuk menurunkan kadar P dimana batasan kadar P didalam baja biasanya sama seperti kadar S

- Kadar P yang rendah dapat menaikkan kuat tarik baja tapi memberikan pengaruh tidak baik terhadap proses pembentukan dingin (*cold forming*) karena sifatnya yang getas
 - Unsur P dapat menurunkan ketangguhan terutama pada suhu rendah (*impact energy*)
4. Sulfur (S)
- Semua baja komersial selalu mengandung unsure S sebagai *trace element* dan masuk kedalam baja ketika proses peleburan (melalui bahan bakar kokas atau bijih besi)
 - Unsur S merupakan unsure yang tidak diinginkan ditinjau dari aspek las karena unsur S mudah mengikat unsur Fe yang akan membentuk FeS yang memiliki titik cair lebih rendah dibanding titik cair baja sehingga menimbulkan efek *hot short cracking* (retak dalam keadaan panas)
5. Titanium (Ti)
- Pembentuk karbida yang sangat kuat tetapi jumlahnya harus dibatasi karena akan mengikat karbon sehingga dapat mengurangi *hardenability*
 - Sebagai penyetabil karbida sehingga dapat mengurangi efek kepekaan pada baja stainless terutama didaerah sambungan las
6. Vanadium (V)
- Merupakan pembentuk ferit, mudah membentuk karbida, dan dapat menaikkan *hardenability*
 - Dapat meningkatkan *solution hardening* pada ferit dan austenit
7. Nikel (Ni)
- Dapat meningkatkan *hardenability* dan juga dapat memperbaiki kekuatan *impact* suhu rendah baja

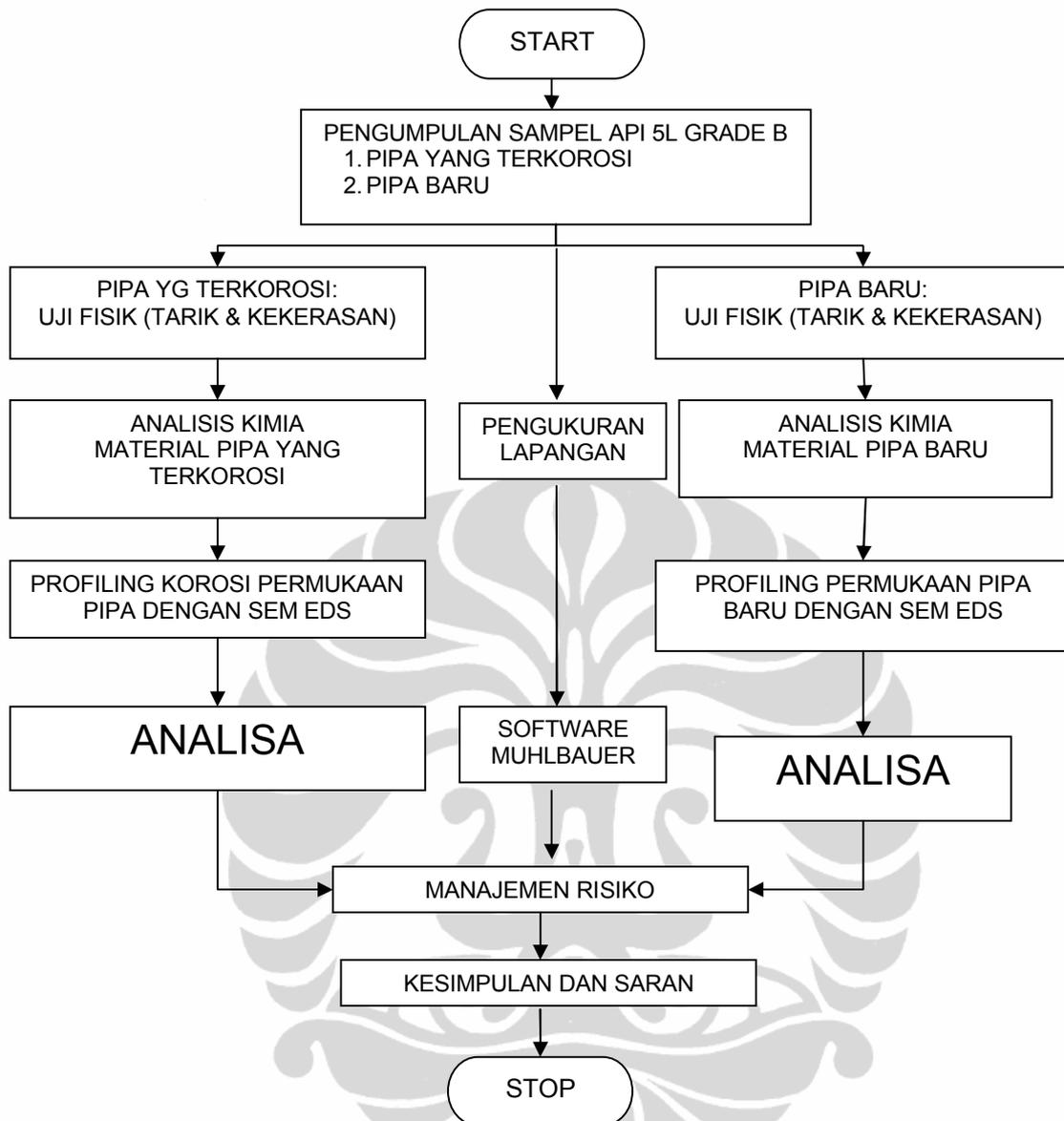
BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian ini berisikan langkah-langkah atau tahapan-tahapan dalam melakukan penelitian dari awal hingga selesai. Hal ini dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan sistematika pelaksanaan penelitian secara lebih jelas dan terarah. Penelitian dilakukan berdasarkan pada metoda eksperimen dilaboratorium, pengukuran lapangan, dan metode literatur misalnya melalui makalah, buku-buku, tesis terdahulu, jurnal ilmiah, materi kuliah, dan lain-lain.

3.1. Diagram Alir penelitian

Pada penelitian dan pengujian ini digunakan material baru dan yang terkorosi dari pipa API 5-L grade B untuk uji fisika dan komposisi kimia. Untuk uji tarik, uji kekerasan, SEM-EDS akan dilakukan di BATAN – PUSPIPTEK, Serpong dan laboratorium *Centre for Material Processing and Failure Analysis* (CMPFA) Departemen Metalurgi dan Material, FTUI. Sedangkan untuk manajemen risiko berdasarkan data dan hasil simulasi *probability of failure* (PoF) dan *consequences of failure* (CoF) yang mengacu pada model yang telah dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer. Data-data untuk simulasi tersebut berdasarkan pengamatan dan pengukuran lapangan yang dilakukan di jalur pipa gas dan laboratorium gas pada area produksi gas. Diagram alir penelitian manajemen korosi material pipa API 5-L grade B yang dilakukan secara garis besar seperti pada gambar 3.1 berikut:



Gambar 3.1. Diagram alir proses penelitian

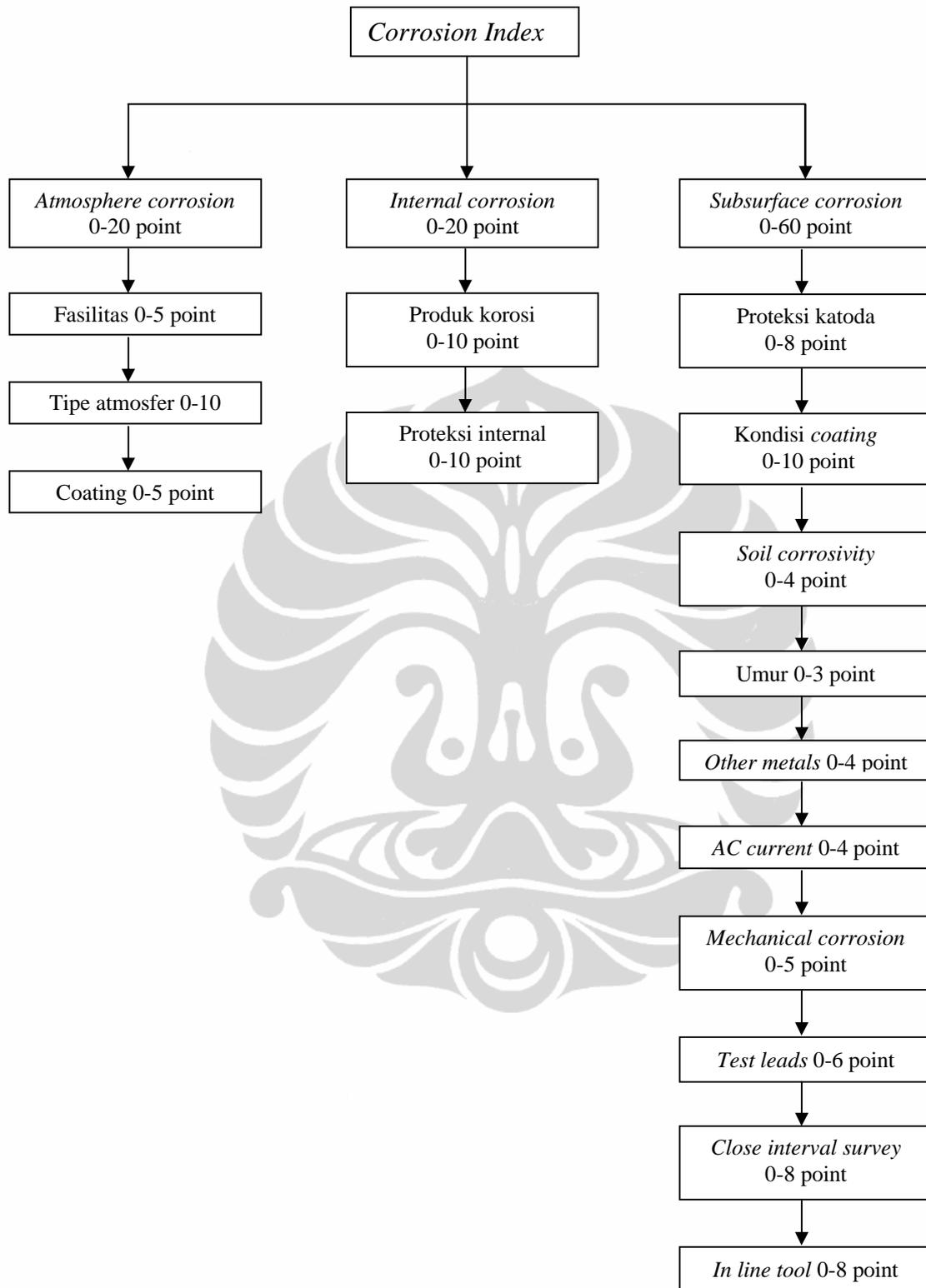
3.2. Langkah-langkah Penelitian

Langkah-langkah dalam penelitian adalah sebagai berikut:

3.2.1. Pengukuran dan Pengamatan dilapangan pada jalur distribusi gas area produksi gas (tahapan manajemen resiko)

3.2.1.1. Corrosion Index

Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran melalui 3 bagian yaitu:

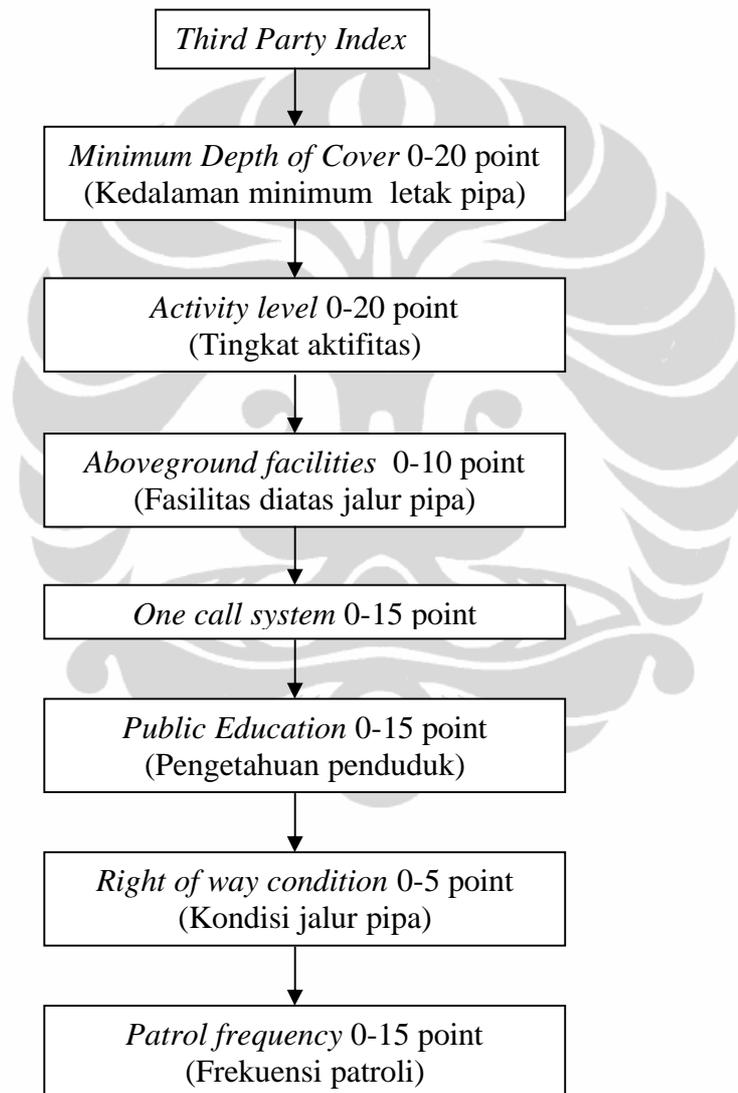


Gambar 3.2. Diagram alir *corrosion index*

Data-data yang telah didapat kemudian dimasukkan dalam *software* Muhlbauer dimana jumlah maksimum angka yang didapat adalah 100.

3.2.1.2. *Third Party Index*

Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran melalui 7 bagian yaitu:

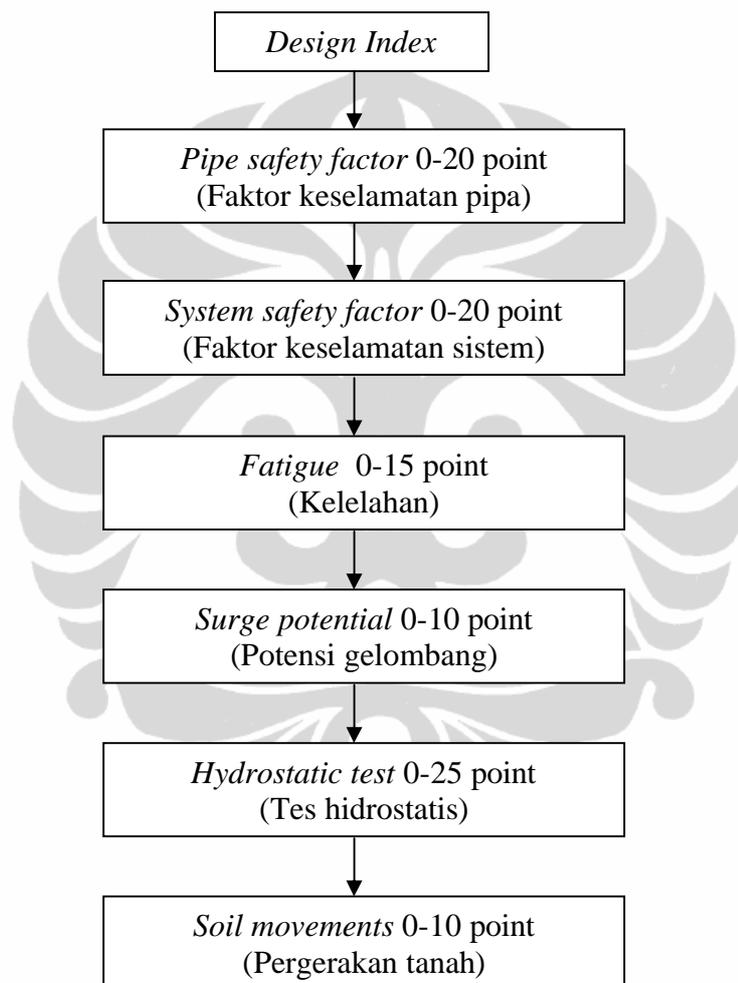


Gambar 3.3. Diagram alir *third party index*

Data-data yang telah didapat kemudian dimasukkan dalam *software* Muhlbauer dimana jumlah maksimum angka yang didapat adalah 100.

3.2.1.3. *Design Index*

Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran melalui 6 bagian yaitu:

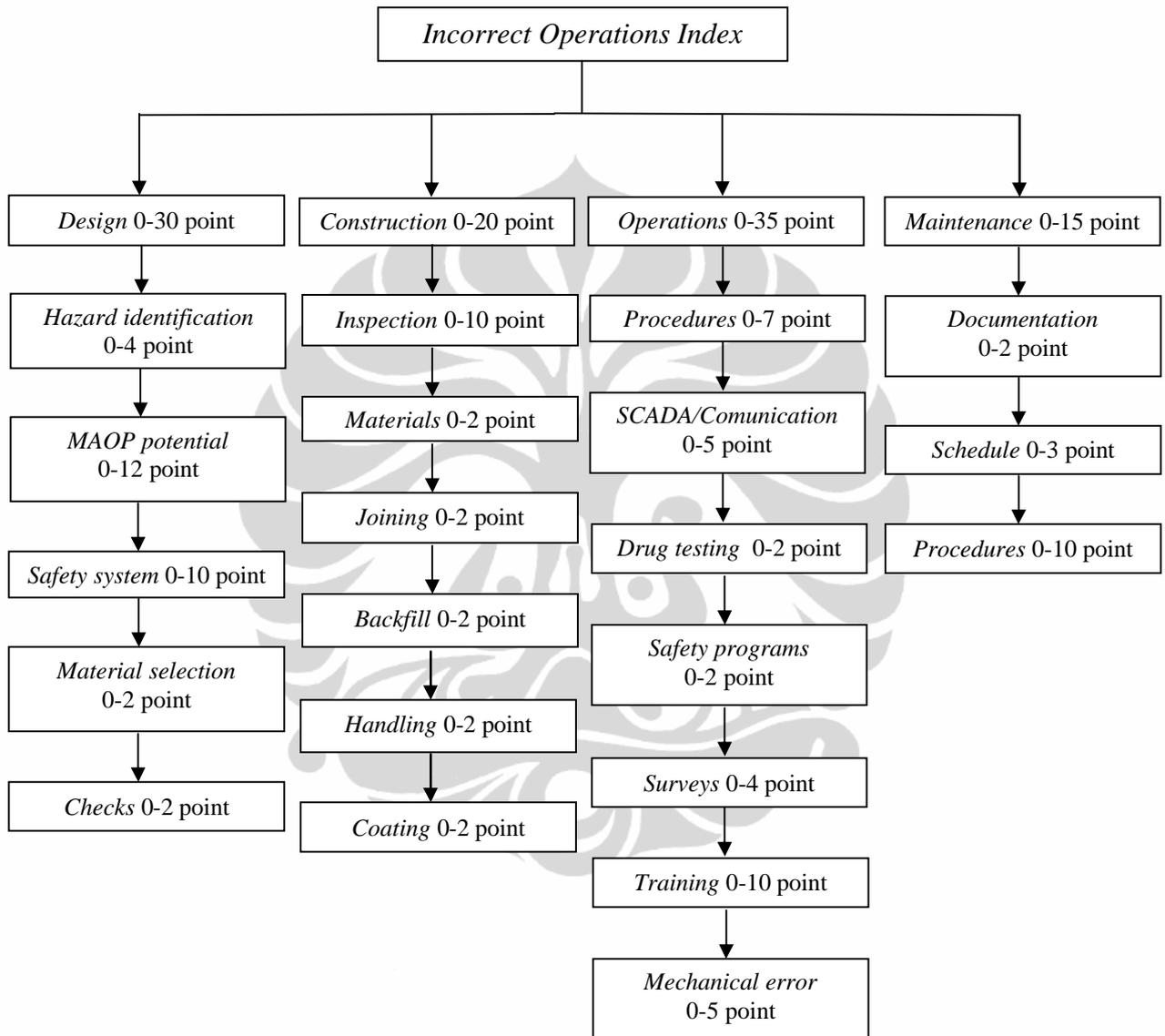


Gambar 3.4. Diagram alir *design index*

Data-data yang telah didapat kemudian dimasukkan dalam *software* Muhlbauer dimana jumlah maksimum angka yang didapat adalah 100.

3.2.1.4. *Incorrect Operations Index*

Pada tahap ini dilakukan pengamatan dan pengukuran melalui 4 bagian yaitu:



Gambar 3.5. Diagram alir *Incorrect Operations Index*

Data-data yang telah didapat kemudian dimasukkan dalam *software* Muhlbauer dimana jumlah maksimum angka yang didapat adalah 100.

3.2.2. Peralatan Uji

1. Uji tarik menggunakan mesin Uji Tarik Balai Besar Teknologi Kekuatan Struktur dengan mesin UPM 1000 dan sampel dibentuk sesuai dengan standard JIS Z 2241. Dengan dimensi lebar 38.23 mm dan tebal 8.12 mm.
2. Uji Kekerasan material pipa sebelum terkorosi menggunakan metode Brinell di Laboratorium PUSPIPTEK dengan menggunakan Bola baja diameter 10 mm dan gaya 500 kg. Pengujian kekerasan dilakukan juga pada pipa yang terkorosi dengan terlebih dahulu membersihkan material dengan amplas dan menggunakan metode Rockwell C dengan *brale* 150 kg di Laboratorium Teknik Metalurgi FT-UI.
3. Pengamatan Struktur Mikro dan Komposisi kimia diuji dengan *Scanning Electron Microscope (SEM)* dan *Energy Dispersive Spectroscopy (EDS)* merek JEOL JED-2300 di PUSPITEK BATAN

3.2.3. Preparasi Sampel

Sampel yang disiapkan ada dua jenis, yaitu:

1. Sampel pipa baru yang diambil dari PT. Krakatau steel
2. Sampel pipa yang telah terkorosi dan berlubang yang telah dipotong melintang untuk memperlihatkan potongan dan permukaan dalam pipa.

3.2.4. Proses Uji Coba Pipa Baru yang diambil dari PT. Krakatau Steel (verifikasi material)

1. Melakukan pengujian pada pipa baru untuk mengetahui sifat mekanik dengan uji tarik dan uji kekerasan.
2. Melakukan pengujian pada pipa baru untuk mengetahui komposisi kimia dan profil struktur mikro.

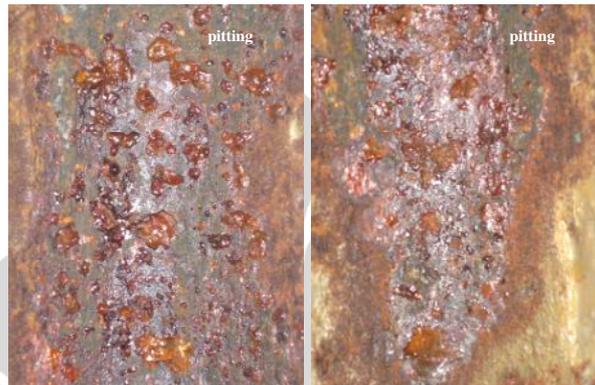
3.2.5. Proses Uji Coba Pipa Terkorosi

1. Melakukan pengamatan secara visual, pengujian sifat mekanik (uji Tarik dan uji kekerasan)
2. Pengamatan struktur mikro permukaan dalam pipa dan produk korosi dengan *Scanning Electron Microscope (SEM)*
3. Pengukuran komposisi kimia dengan *Energy Dispersive Spectroscopy (EDS)*

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Uji Fisika dan Komposisi Kimia

4.1.1. Uji Visual



Gambar 4.1. Permukaan dalam pipa yang mengalami korosi

Pada Gambar 4.1 terlihat pada permukaan dalam pipa API 5L grade B air tanah terdapat lapisan atau deposit produk korosi yang menunjukkan bentuk serangan korosi yang umumnya membentuk lubang ke dalam pipa (*pitting*) dengan ukuran yang bervariasi. Lubang-lubang yang terbentuk ada yang saling berhubungan membentuk jaringan lubang atau *wormhole*. Lubang yang besar merupakan gabungan lubang-lubang kecil yang berdekatan dan menyatu (*wormhole*). Warna produk korosi ada yang coklat, merah dan hitam.

4.1.2. Uji Tarik

Tabel 4.1. Perbandingan Hasil Uji Tarik

Jenis Pengujian	Standar API 5L grade B (kgf/mm ²)	Dokumen Sertifikat Material (kgf/mm ²)	Hasil Uji Lab Pipa Baru (kgf/mm ²)	Hasil Uji Lab Pipa Terkorosi (kgf/mm ²)
Yield Strength	32,33	34,80	49,31	45,50
Tensile Strength	44,27	48,16	56,70	52,80

Uji tarik dilakukan sebagai pembandingan atau klarifikasi mengenai kekuatan material yang tertera pada sertifikat material API 5L Grade B. Hasil uji tarik bahan pipa baru API 5L grade B menunjukkan *yield strength* (kuat luluh) adalah 49,31 kgf/mm² dan *tensile strength* (kuat tarik maksimum) adalah 56,70 kgf/mm² sedangkan pipa terkorosi memiliki *yield strength* (kuat luluh) adalah 45,50 kgf/mm² dan *tensile strength* (kuat tarik maksimum) adalah 52,80 kgf/mm². Berdasarkan sertifikat *yield strength* (kuat luluh) adalah 34,80 kgf/mm² dan *tensile strength* (kuat tarik maksimum) adalah 48,16 kgf/mm². Sementara menurut standar API 5L grade B *yield strength* (kuat luluh) adalah 32,33 kgf/mm² dan *tensile strength* (kuat tarik maksimum) adalah 44,27 kgf/mm². Melalui perbandingan data-data tersebut dapat dinyatakan bahwa sampel pipa baru dan pipa terkorosi masih dalam range standar API 5L grade B sehingga pipa tersebut memenuhi kaidah-kaidah standar sistem pemipaan gas ASME B.31.8. Hasil yang didapat memiliki nilai yang lebih besar karena pada saat pembentukan sampel untuk uji tarik, pipa yang akan diuji dipotong kemudian diroll sehingga berbentuk seperti pelat. Proses pengerolan tersebut menambah kekuatan material akibat adanya *strain hardening*. Pipa terkorosi memiliki nilai uji tarik yang lebih kecil dibandingkan pipa baru karena adanya pengrusakan pada permukaan pipa berupa lubang-lubang kecil dan adanya oksida besi yang masih menempel pada permukaan pipa walaupun telah dibersihkan dengan amplas.

4.1.3. Uji Kekerasan

Tabel 4.2. Hasil Uji Kekerasan Sampel API 5-L grade B baru

No.	Diskripsi	Nilai	Satuan
1.	Lokasi 1	170	HB
2.	Lokasi 2	173	HB
3.	Lokasi 3	175	HB

Tabel 4.3. Hasil Uji Kekerasan Sampel API 5-L grade B terkorosi

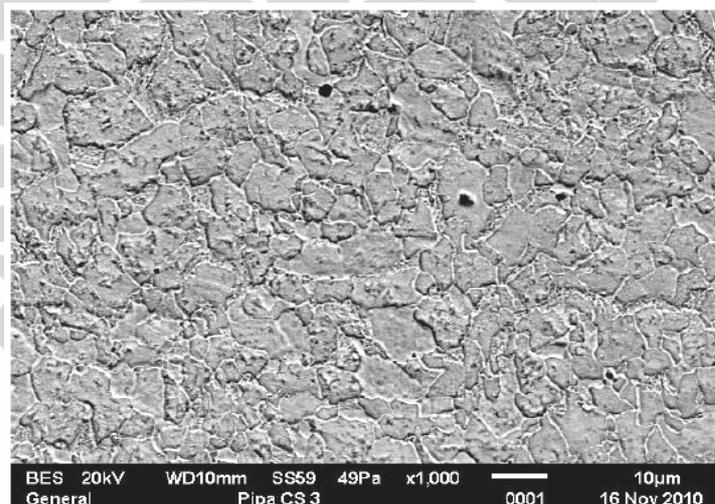
Kode sampel	Penjejakan	Kekerasan Rockwell	Rata-rata	Keterangan	Kekerasan Brinell
Steel	I	15,9	15	HRC Load: 150 kgf	171 HB
	II	11,9			
	III	14,7			
	IV	16,6			
	V	16,2			

Uji kekerasan ini dilakukan di *Center for Materials Processing and Failure Analysis* (CMPFA) Departemen Teknik Metalurgi dan Material, FT-UI. Dari hasil uji kekerasan antara pipa API 5L grade B yang baru dan terkorosi dapat dinyatakan bahwa untuk pipa baru nilai kekerasan = 173 HB dan pipa terkorosi = 171 HB. Nilai pengujian kekerasan pada sampel sebelum terkorosi lebih tinggi dibandingkan dengan pengujian kekerasan pada sampel setelah terkorosi akibat adanya pengrusakan pada permukaan pipa berupa lubang-lubang kecil dan adanya oksida besi yang masih menempel pada permukaan pipa walaupun telah dibersihkan dengan amplas.

4.1.4. Uji Pengukuran komposisi kimia mikro dengan *Energy Dispersive Spectroscopy*

4.1.4.1. Pengujian komposisi bahan yang utuh

Hasil menggunakan SEM yang dilakukan di *Centre for Material Processing and Failure Analysis* (CMPFA) Departemen Metalurgi dan Material, FT-UI adalah:



Gambar 4.2. Hasil Uji Pipa baru API 5L grade B dengan SEM

Terlihat dalam Gambar 4.2 bahwa struktur mikro pipa memiliki bagian berwarna terang yaitu ferrite dan yang berwarna gelap yaitu pearlite. Struktur mikro pipa baja didominasi fasa ferrite dan sedikit pearlite diantara butir-butir ferlit yang halus dan homogen pada semua bagian pipa mulai dari sisi dalam sampai sisi luar. Hal ini membuktikan bahwa pipa API 5L grade B mempunyai kadar karbon yang rendah. Terlihat batas-batas butir yang bersudut tajam atau tidak halus dengan ukuran yang tidak terlalu besar. Bahan berupa potongan pipa

Universitas Indonesia

API 5L grade B dilakukan pengujian sehingga diperoleh komposisi kimia dalam persen berat yang dapat dilihat pada tabel 4.4 berikut:

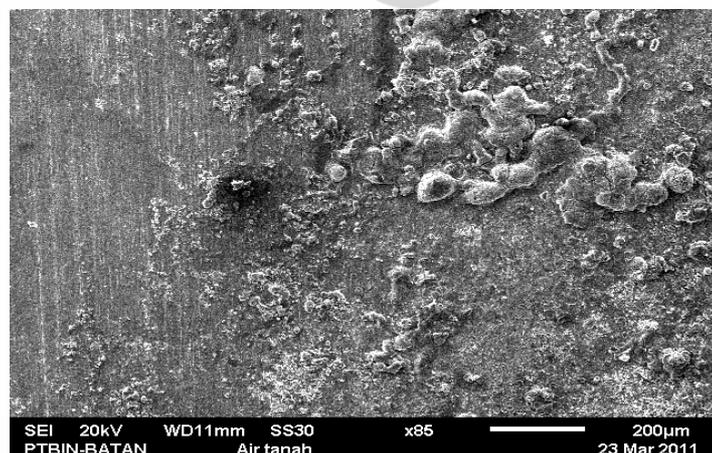
Tabel 4.4. Perbandingan komposisi kimia dalam persen berat

Unsur	% C	% Mn	% P	% S	% Ti	% V	% Ni
Standar	0,31 max	1,35 max	0,03 max	0,03 max	0,04 max	0,15 max	0,15 max
Hasil Uji Lab	0,17	0,64	0,009	0,002	0,003	0,008	0,008

Berdasarkan hasil uji komposisi kimia bahan pada tabel 4.4 menunjukkan bahwa pipa API 5L grade B tersebut adalah bahan pipa dengan kandungan C = 0,17%; Mn = 0,64%; P = 0,009%; S = 0,002% sedangkan berdasarkan standar API 5L grade B kandungan C = max 0,31%; Mn = max 1,35%; P = max 0,03%; S = 0,03%. Hal ini menunjukkan bahwa komposisi tersebut masih berada dalam kisaran standar yang diujikan dalam API 5L grade B. Dengan demikian komposisi kimia bahan pipa tersebut masih sesuai dengan bahan pipa yang direkomendasikan untuk pengoperasian distribusi menggunakan *fluida* gas berdasarkan aturan sistem pemipaan transmisi dan distribusi gas yang ada dalam standar ASME B31.8 edisi 1995 mengenai *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.

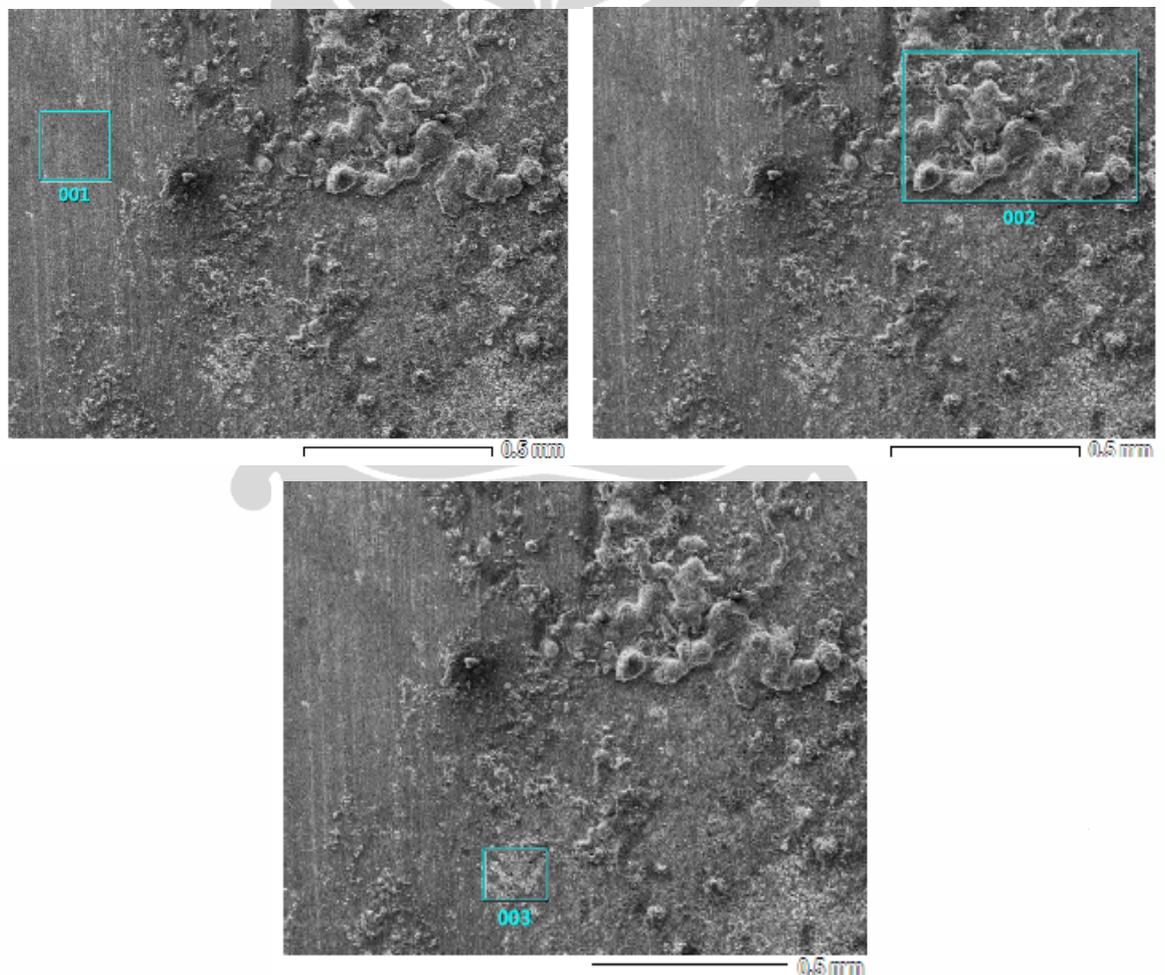
4.1.4.2. Pengujian komposisi bahan yang terkorosi

Hasil analisis sampel API 5L grade B yang terkorosi dengan SEM dilaboratorium Metalurgi PUSPIPTEK-BATAN ditunjukkan pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3. Struktur mikro pipa terkorosi

Pada Gambar 4.3 terlihat daerah batas butir dan produk korosi sumuran (*pitting*) yang terisi produk korosi pada sisi dalam pipa dimana produk korosi sebagian tampak porous. Hal ini disebabkan oleh adanya pengendapan dari bagian bawah kandungan fluida sehingga menimbulkan produk korosi dibagian pinggiran pipa. Sampel yang telah terkorosi diuji dengan *Energy Dispersive Spectroscopy* pada tiga area. Area pertama adalah area 001 yang merupakan daerah yang memiliki korosi terkecil atau dapat dianggap sebagai *base metal*. Area 002 adalah area yang diperkirakan mengalami korosi dengan jumlah yang banyak sedangkan area 003 diperkirakan sebagai area yang mengalami korosi dengan jumlah lebih sedikit.



Gambar 4.4. Area Permukaan Pipa Hasil Uji EDS

Tabel 4.5. Perbandingan Komposisi Kimia Pipa Baru dan Korosi

Area	Komposisi kimia (% berat)										
	C	F	Al	Si	O	Na	Cl	P	K	Mn	Fe
1	6,98	1,23	0,04	0,33	-	-	-	-	-	0,20	91,22
2	4,92	-	-	0,15	29,53	0,02	0,19	-	0,02	-	65,17
3	5,53	-	-	0,32	22,68	-	0,05	0,060	0,06	-	71,30
Base Metal	0,17	-	0,04	0,19	-	-	-	0,009	-	0,64	98,80

Pada area 001 dimana tidak terdapat produk korosi ditemukan adanya Fe yang signifikan (91,22%) dan tidak ditemukan adanya Oksigen (tidak ada oksidasi atau logam oksida). Pada area 002 menghasilkan kandungan Fe 65,17% dan Oksigen 29,53%, dan area 003 menghasilkan kandungan Fe 71,30% dan Oksigen 22,68%. Dari kedua unsur tersebut akan menghasilkan logam oksida yang menunjukkan adanya produk korosi yang menempel pada dinding pipa. Tingginya Fe dan oksigen menunjukkan tingginya kadar oksida-oksida besi pada produk korosi tersebut. Kadar oksigen yang tinggi ini menunjukkan tingginya kadar oksigen dalam air yang mengindikasikan tingginya turbulensi yang terjadi dalam aliran *fluida*. Oksigen masuk ke suatu sistem aliran dalam bentuk oksigen terlarut yang berasal dari *reservoir* saat gas pertama kali dipompa dari sumur (*well*). Unsur-unsur yang terdapat pada produk korosi adalah: karbon (C), Oksigen (O), silikon (Si), fosfor (P), besi (Fe), sulfur (S), klor (Cl). Karena jalur pipeline menggunakan gas alam sebagai *fluida* maka di dalam pipa ada aliran yang cepat sehingga hasil pengamatan dan pengujian menunjukkan adanya proses korosi yang hebat yang menyebabkan penipisan tebal pipa bahkan ada yang tembus berlubang. Hal ini mengindikasikan ada aliran *fluida* di dalam pipa yang cukup besar sehingga dapat melepas/melarutkan lapisan pelindung dan terjadi serangan korosi. Keberadaan unsur-unsur lain pada produk korosi seperti silikon dan fosfor kemungkinan berasal dari pasir halus (SiO_2) atau senyawa lain yang ikut dalam *fluida* dan mengalir ke dalam pipa. Unsur sulfur (S) jelas ada karena *fluida* gas yang masuk dalam pipa mengandung H_2S yang merupakan gas yang umum terdapat pada industri

perminyakan. Korosi oleh H₂S biasanya ditandai dengan penggetasan (*embrittlement*) oleh atom hidrogen dengan tanda adanya retakan-retakan pada pipa, keadaan ini tidak teramati pada sampel pipa yang diuji. Keberadaan unsur klor (Cl) adalah dari cairan *drilling fluids* juga *acidizing fluids* (untuk menghilangkan scale/deposit), keduanya mengandung HCl. Ternyata larutan ini juga bereaksi dengan bahan pipa yang membentuk senyawa FeCl₃ pada produk korosi. Selain itu adanya aliran turbulensi di dalam pipa menyebabkan lapisan pelindung terlepas atau larut dan terjadi lagi korosi dan seterusnya berulang-ulang. Kecepatan yang berlebih ini juga akan memindahkan atau menyapu produk korosi yang terbentuk dan akan membentuk produk korosi yang baru.

4.1.5. Uji Laboratorium *Fluida Gas*

Fluida berupa gas yang mengalir sepanjang jalur pipa API 5L grade B dengan komposisi kimia dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4.6. Hasil Analisa Komposisi Gas

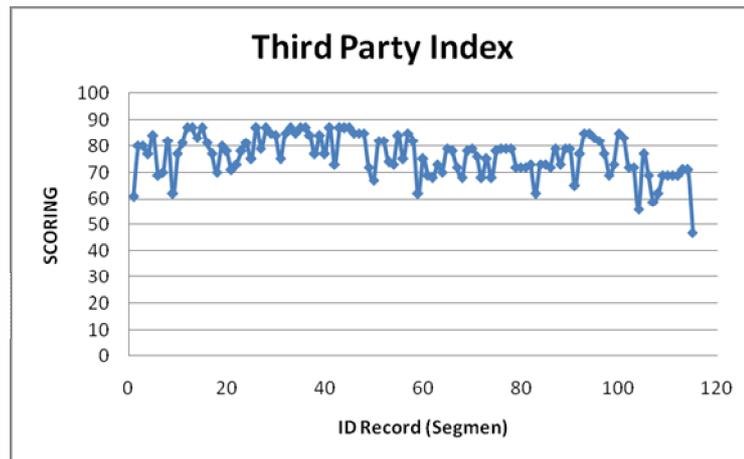
Senyawa	% komposisi
Methana (C1)	90.706
Etana (C2)	4.496
Propana (C3)	0.577
Normal butana (n-C4)	0.057
Iso-butana (i-C4)	0.048
Normal pentana (n-C5)	0.016
Iso-pentana (i-C5)	0.020
Heksana (C6)	0.057
Karbon dioksida (CO ₂)	3.952
Nitrogen (N)	0.071

Dari tabel 4.6 menunjukkan bahwa kandungan CO₂ pada pipa API 5L adalah 3,952% dimana kandungan CO₂ ini sangat berpengaruh pada produk korosi pada dinding pipa. Tetapi selama distribusi, hal ini dinetralisasikan oleh *chemical injection* sehingga pengaruh adanya CO₂ dalam aliran secara signifikan tidak menimbulkan korosi yang terbentuk dalam pipa.

4.2. Manajemen Resiko

4.2.1. Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)

Dari hasil pengukuran dan pengamatan pada lampiran A yang dilakukan oleh tim ahli QA/QC inspector, indeks kerusakan akibat pihak ketiga dapat diperoleh grafik seperti Gambar 4.5 dibawah:

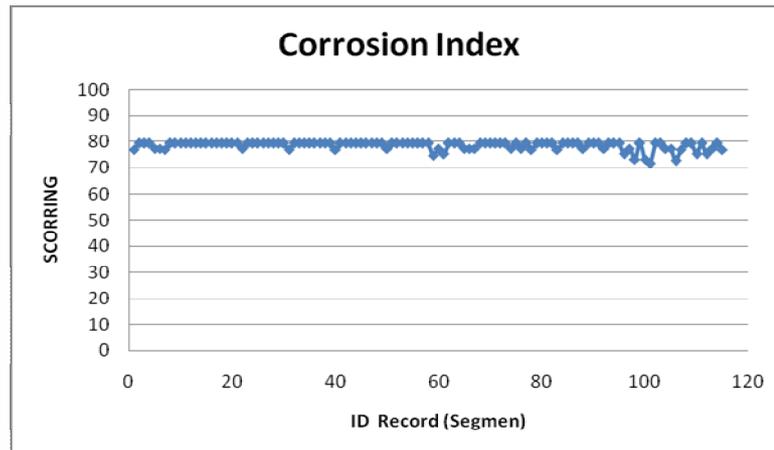


Gambar 4.5. Hasil *third party* index

Dari Gambar 4.5 dan lampiran A hasil pengukuran terlihat bahwa nilai terendah berada pada angka 47 sedangkan nilai tertinggi pada angka 87. Perbedaan range angka ini terjadi karena *third party damage* dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain: kedalaman letak pipa, tingkat aktivitas, fasilitas yang ada diatas jalur pipa, *line locating*, kondisi jalur pipa, pengetahuan penduduk disekitar jalur pipa, dan frekuensi pemeriksaan jalur pipa. Sehingga setiap jarak tertentu dari jalur pipa akan memiliki angka-angka yang berbeda sesuai dengan situasi dan kondisi lingkungan, keadaan dan pergaulan masyarakat, struktur tanah, kondisi fisik pipa, dan lain-lain. Untuk mengurangi kerusakan akibat pihak ketiga dan meningkatkan keselamatan di jalur pipa maka diperlukan peningkatan pengetahuan penduduk disekitar jalur pipa dan komunikasi yang berkelanjutan antara perusahaan dengan masyarakat.

4.2.2. Indeks Korosi (*Corrosion Index*)

Dari hasil pengukuran dan pengamatan pada lampiran A yang dilakukan oleh tim ahli korosi dan QA/QC inspektor, indeks korosi dapat diperoleh grafik seperti Gambar 4.6 dibawah:



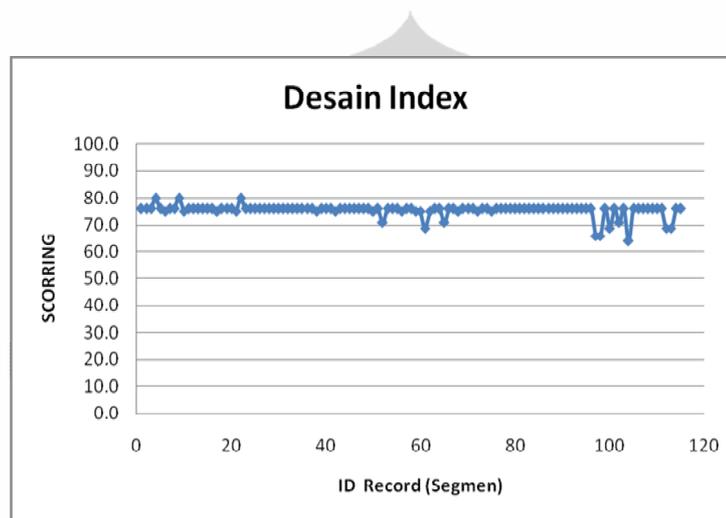
Gambar 4.6. Hasil *corrosion index*

Dari Gambar 4.6 dan lampiran A terlihat bahwa indeks korosi sepanjang jalur pipa memiliki nilai terendah 71,7 dan nilai tertinggi 79,2. Nilai yang makin rendah dapat diakibatkan karena lokasi pipa antara air dan udara yang disebut *splash zone*. Korosi yang terjadi diakibatkan karena adanya perbedaan konsentrasi oksigen. Didalam sistim *scoring* yang diperkenalkan di sini, poin-poin biasanya berdasarkan pada kondisi-kondisi dilapangan yang dijumlahkan untuk menentukan ancaman korosi. Sebagai contoh: korosi dibawah permukaan tanah pada jalur pipa baja, tiga aspek utama yang diuji adalah *environment* (lingkungan), *coating*, dan *cathodic protection* (pelindung katodik). Pada indeks korosi ini, penilai akan mulai dengan suatu penilaian berdasarkan beban maksimum lingkungan yang terdiri dari kondisi udara, produk korosifitas, dan kondisi-kondisi dibawah permukaan tanah yang tergantung pada jenis-jenis korosi yang sedang diuji lalu mempertimbangkan perlindungan terhadap jalur pipa. Variabel-variabel korosi yang digunakan kebanyakan untuk menyimpulkan/ menduga potensi karatan dan hal ini konsisten dengan praktek pengendalian korosi didalam industri karena skor-skor merupakan korelasi yang ideal terhadap laju korosi, yang akan mendeteksi pengukuran tingkat korosi secara

langsung dan nyata sehingga dapat digunakan untuk menghasilkan sebuah model risiko. Untuk menaikkan nilai indeks korosi dapat dilakukan dengan cara melakukan pemeliharaan dan memonitor kondisi fasilitas jalur pipa misalnya: melalui proteksi katoda dan uji laboratorium (uji fisik dan kimia) terhadap material pipa.

4.2.3. Faktor Desain (*Design Factor*)

Dari hasil pengukuran dan pengamatan pada lampiran A yang dilakukan oleh tim ahli perancangan, faktor desain dapat diperoleh grafik seperti Gambar 4.7 dibawah:



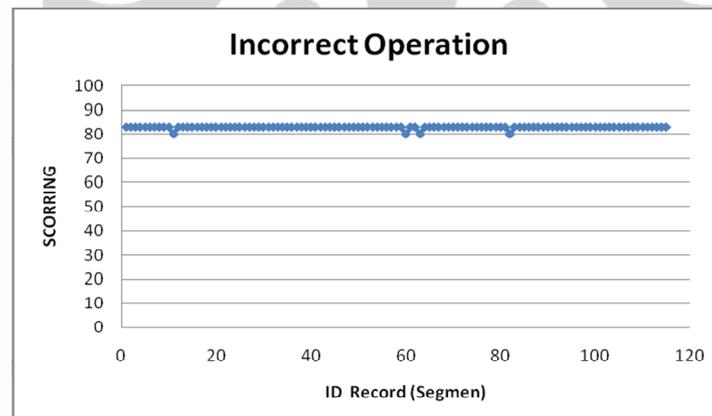
Gambar 4.7. Hasil indeks desain

Dari Gambar 4.7 dan lampiran A terlihat bahwa indeks desain sepanjang jalur pipa memiliki nilai terendah 64 dan nilai tertinggi 80. Para faktor desain dilaksanakan suatu penilaian risiko pada jalur pipa yang diusulkan berdasarkan pada dokumen bentuk dan pembuatannya yang menjadi suatu penilaian awal. Suatu penilaian awal didasarkan pada informasi sebelum konstruksi (*preconstruction*) yang tersedia seperti jalur survey meneliti dan penyelidikan/ penelitian tanah. Selama instalasi, informasi baru akan biasanya muncul yang menyangkut penilaian risiko seperti: rute jalur pipa yang berubah, kondisi-kondisi dibawah permukaan tanah yang tak terduga, penggunaan komponen-komponen pipa yang berbeda (antara *elbows* dan lekukan dilapangan), hasil tes dan pengendalian mutu, dan sebagainya. Unsur yang penting didalam faktor desain adalah hubungan antara bagaimana suatu jalur pipa dirancang mula-mula dan bagaimana pengoperasiannya yang merupakan batas keamanannya.

Meski hubungan ini kelihatannya langsung, tapi merupakan hubungan yang benar-benar kompleks. Semua rancangan asli harus didasarkan pada perhitungan-perhitungan dan disertai asumsi-asumsi yang berhubungan dengan variable *strengths* (kekuatan) dan *stress* material pada jalur pipa. Adanya aliran *fluida* dengan tekanan 1400 psig (95,3 atm) juga berpotensi meningkatkan turbulensi sehingga akan mempercepat terbentuknya korosi. Untuk mengantisipasi hal ini dan menaikkan nilai faktor desain dapat dilakukan dengan cara pemeliharaan jalur pipa misalnya: uji mekanik dilaboratorium (uji tarik dan uji kekerasan) untuk mengetahui kondisi dan ketahanan jalur pipa yang sebenarnya.

4.2.4. Indeks Operasi Yang Tidak Benar (*Incorrect Operations Index*)

Dari hasil pengukuran dan pengamatan pada lampiran A yang dilakukan oleh tim ahli *mechanical integrity and quality assurance*, indeks operasi yang tidak benar dapat diperoleh grafik seperti Gambar 4.8 dibawah:



Gambar 4.8. Hasil indeks operasi yang tidak benar

Dari Gambar 4.8 dan lampiran A terlihat bahwa indeks operasi tidak benar desain sepanjang jalur pipa memiliki nilai terendah 80 dan nilai tertinggi 83. Indeks ini menilai potensi kegagalan jalur pipa yang disebabkan oleh kesalahan yang terikat oleh personil didalam merancang, membangun, mengoperasikan, atau memelihara suatu jalur pipa. Idealnya, seorang penilai akan menemukan informasi yang berkenaan dengan desain jalur pipa, konstruksi, dan pemeliharaan yang merupakan dasar skor dari manajemen risiko. Tetapi hal ini bukan hal yang mudah terutama didalam sistem

yang lebih tua karena informasi seperti itu tidak tersedia sebagian atau secara keseluruhan. Dalam kasus yang demikian, penilai dapat bertindak dengan mencari lebih banyak informasi tentang sejarah jalur pipa tersebut, misalnya: analisa metalurgi dari bahan-bahan, penelitian *depth of cover*, dan catatan-catatan pabrikan. Nilai indeks operasi yang tidak benar dapat ditingkatkan dengan cara pemeliharaan maupun penanganan jalur pipa yang sudah mengalami kerusakan misalnya: memasang *casing* atau pelindung di jalur pipa tersebut.

4.2.5. Leak Impact Factor

Pada lampiran A bagian *leak impact factor* (LIF) diperoleh nilai 3,14. Karena masing-masing variabel dikalikan antara satu dengan yang lain maka antar variabel berpengaruh terhadap LIF sehingga lebih menunjukkan situasi secara keseluruhan. Misalnya: jika produk *fluida* sepanjang jalur pipa adalah *nonhazardous* (termasuk efek tekanan) maka *product hazard* (PH) hasilnya tidak ada risiko, jika volume kebocoran adalah kosong karena tidak ada kebocoran sepanjang jalur pipa sehingga tidak ada *dispersion* (penyebaran *fluida* akibat kebocoran) maka *leak volume* (LV) dan *dispersion* (D) bernilai nol, dan jika tidak ada *receptor* (karena faktor manusia dan lingkungan) yang mengakibatkan kebocoran maka hasil *receptors* (R) tidak ada. Sehingga jika keempat variabel adalah kosong maka konsekuensi dan resiko (LIF) adalah kosong atau sama sekali tidak mengandung risiko. Tetapi jika tiap variabel naik maka konsekuensi atau risiko secara keseluruhan dari LIF akan naik juga. Jalur pipa perlu dikontrol secara berkala untuk mengetahui adanya kebocoran karena kebocoran ini sangat berisiko terhadap masyarakat dan lingkungan (termasuk lahan pertanian, perkebunan, habitat makhluk hidup lainnya, ekosistem, air tanah, dan lain-lain), misalnya keracunan akibat kontaminasi *fluida* dengan air tanah dimana masyarakat disekitar jalur pipa mengkonsumsi air tanah yang sudah terkontaminasi, efek mekanik (terjadi erosi akibat rembesan *fluida* bertekanan disekitar tanah tempat terpasangnya pipa), kebakaran karena *fluida* bertekanan yang kontak dengan udara dan api (jika disekitar pipa ada orang yang membakar sampah).

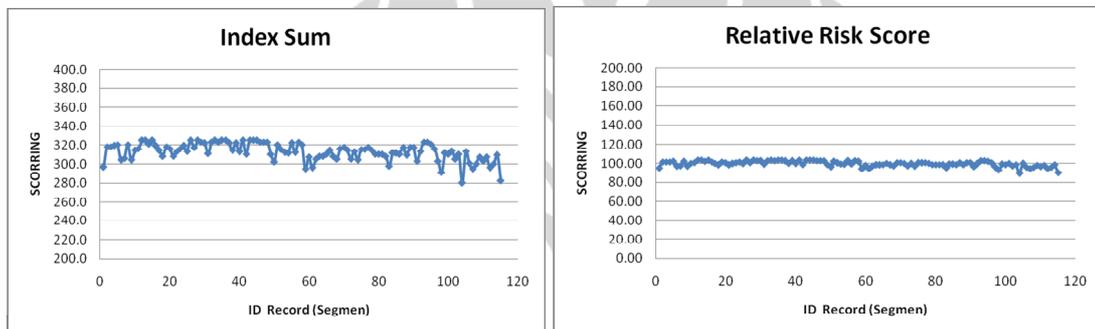
4.2.6. Index Sum dan Relative Risk Score

Berdasarkan model penilaian risiko yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer:

Universitas Indonesia

$$\begin{aligned} \text{Relative Risk Rating} &= (\text{Index Sum}) + (\text{Leak Impact Factor}) \\ \text{Index Sum} &= [(\text{Third Party}) \\ &+ (\text{Corrosion}) \\ &+ (\text{Design}) \\ &+ (\text{Incorrect Operations})] \end{aligned}$$

Dari rumus diatas maka untuk mencari nilai *index sum* adalah dengan cara menjumlahkan variabel *third party index* + *corrosion index* + *design index* + *incorrect operations index*. Sedangkan *relative risk score* dihitung berdasarkan jumlah *index sum* dibagi *leak impact factor* (LIF). Nilai *index sum* dan *relative risk score* ini dihitung berdasarkan pada tiap kilometer dari jalur pipa yang terukur sepanjang 115 km. Dari hasil perhitungan diperoleh grafik masing-masing:

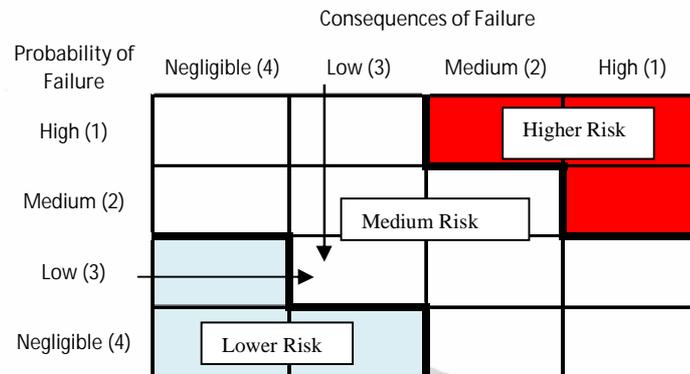


Gambar 4.9. Hasil *index sum* dan *relative risk score*

Nilai total *index sum* berjumlah 400. Tetapi nilai ini tidak mungkin didapatkan jika kondisi jalur pipa telah beroperasi karena jalur pipanya sudah digunakan. Dari lampiran A dan Gambar 4.9 diperoleh nilai minimum 280,2; nilai maksimum 325,2 dan nilai rata-rata 312,9. Karena nilai *index sum* yang didapat masih diatas 250 maka jalur pipa masih bisa digunakan/ dioperasikan tetapi pada bagian tertentu harus di *maintenance* atau diadakan perbaikan secara berkala. Penurunan nilai ini terjadi karena jalur pipa telah dioperasikan ± 20 tahun sehingga telah terjadi penurunan daya tahan dan faktor pertambahan penduduk disekitar jalur pipa. Penurunan nilai ini coba diteliti dari faktor *material science* dengan mengambil sample pipa API 5L grade B yang mengalami korosi melalui uji mekanik dan komposisi kimia di laboratorium.

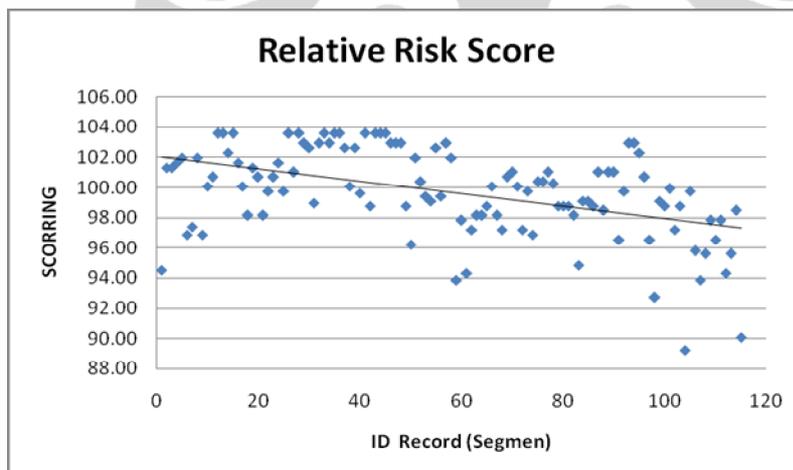
Dari lampiran A terlihat bahwa nilai *index sum score* 312,9 yang berarti nilai *probability of failure* (PoF) = 3 sedangkan nilai *leak factor* 3,14 yang berarti nilai

consequences of failure (CoF) = 3. Berdasarkan matriks resiko dari sistem RBI (*Risk Base Inspection*) secara kualitatif menggunakan matriks 4 x 4:



Gambar 4.10. Matriks antara PoF dan CoF

Dari penjelasan diatas, ternyata memiliki PoF = 3 dan CoF = 3 sehingga secara kualitatif jalur pipa ini memiliki resiko pada skala medium. Dari lampiran A, jika dibuat grafik antara jarak dan *relative score* maka terlihat:



Gambar 4.11. Grafik *relative score*

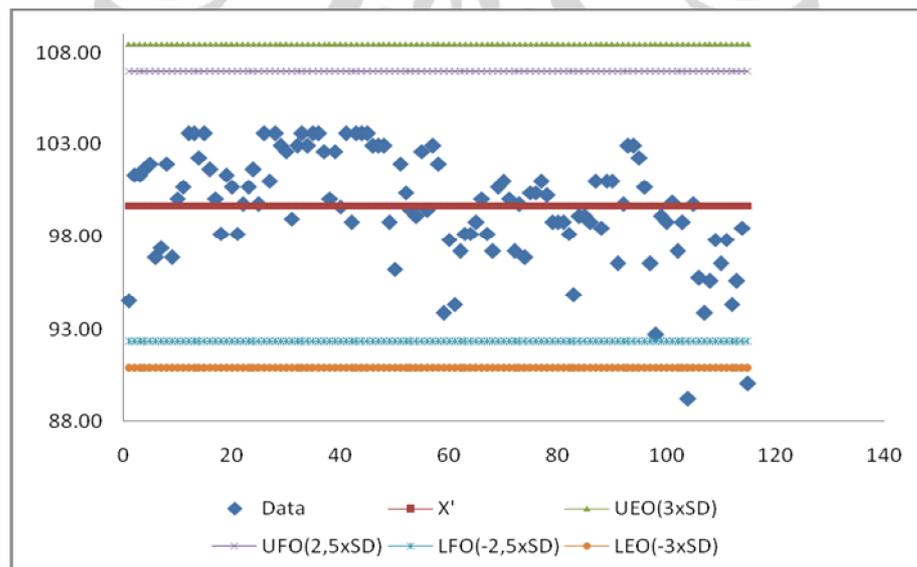
Terlihat bahwa nilai antara dibawah garis dan diatas garis hampir sama banyak sehingga dapat disimpulkan bahwa jalur pipa ini memiliki *medium risk* dengan nilai rata-rata *relative score* 99,66.

Sistem penilaian juga dapat dibuat dalam bentuk statistik sehingga dapat menghasilkan nilai rata-rata, standar deviasi, relative standar deviasi, koefisien

variasi, dan lain-lain. Jika lampiran A dibuat dalam bentuk grafik maka hasilnya dapat ditampilkan sebagai berikut:

Tabel 4.7. Hasil Statistik

Deskripsi	Nilai	Unit
Jumlah Data, n	115.00	
Rata-rata, \bar{x}	99.6608	
Rata-rata Deviasi, AD	2.303	
Standard Deviation, SD	2.9296	
Variance, VR	8.583	
Relative Standard Deviation, RSD	0.0294	
Coefficient of Variation, CV	2.94	%
Upper Extreme Outliers, UEO	108.4	Average+(3xSD)
Upper Frequent Outliers, UFO	107.0	Average+(2,5xSD)
Lower Frequent Outliers, LFO	92.3	Average-(2,5xSD)
Lower Extreme Outliers, LEO	90.9	Average-(3xSD)



Gambar 4.12. Grafik statistik

Dari hasil diatas terlihat bahwa terdapat 2 data yang berada diluar 3x standar deviasi yaitu pada km 104 dengan skor resiko 89,24 dan km 115 dengan skor resiko 90,06. Kemudian terdapat 1 data hampir outlier dari 2,5x standar deviasi yaitu pada km 98

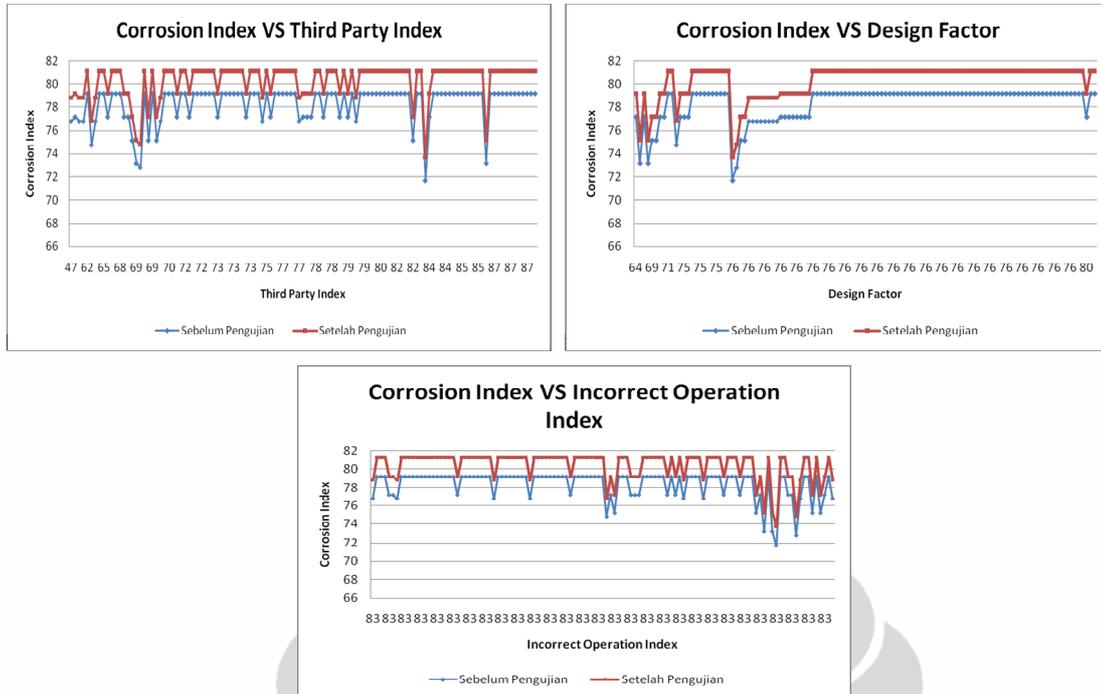
dengan skor resiko 92,74. Hal ini disebabkan karena skor yang rendah terutama dari *third party index* dan *design index*. Pada *third party index* terjadi penurunan pada bagian *minimum depth of cover* yang bernilai nol karena kedalaman pipa berada pada level ≤ 3 inch sehingga jalur pipa pada jarak tersebut hampir berada dipermukaan tanah. Sedangkan pada *design index* terjadi penurunan pada bagian *fatigue* (kelelahan) dan *soil movements* (pergerakan permukaan tanah). Pergerakan ini disebabkan karena jalur pipa berada pada jarak yang mendekati permukaan sehingga dengan adanya tekanan dari fluida gas dalam pipa mengakibatkan tanah yang berada diatas pipa tersebut bergetar. Disamping itu, adanya pipa yang hampir berada dipermukaan tanah mengakibatkan pipa tersebut sering menahan pengaruh dari lingkungan luar misalnya: kendaraan yang lewat dan rembesan air tanah dari permukaan sehingga pipa tersebut akan mengalami kelelahan. Agar skor pada jalur pipa km 98, km 104, dan km 115 bisa dinaikkan maka perlu dilakukan beberapa hal berikut:

- Perlunya menambah isolasi diarea sekitar pipa, misalnya: memasang/ menambah *concrete* (beton) sehingga pipa tahan terhadap getaran.
- Perlunya frekuensi patroli dan *maintenance* (pemeliharaan) secara berkala dan lebih intensif di jalur pipa terutama pada km 98, km 104, dan km 115.
- Perlunya tindakan dan evaluasi secara menyeluruh pada jalur distribusi gas sehingga *medium risk* yang terjadi dapat dikurangi menjadi *low risk*.

Penilaian manajemen resiko sebaiknya dilakukan oleh perusahaan-perusahaan yang ada didalam negeri agar *cost recovery* dan biaya-biaya pemeliharaan yang dikeluarkan pemerintah untuk operasional perusahaan minyak dan gas yang ada di Indonesia menjadi berkurang.

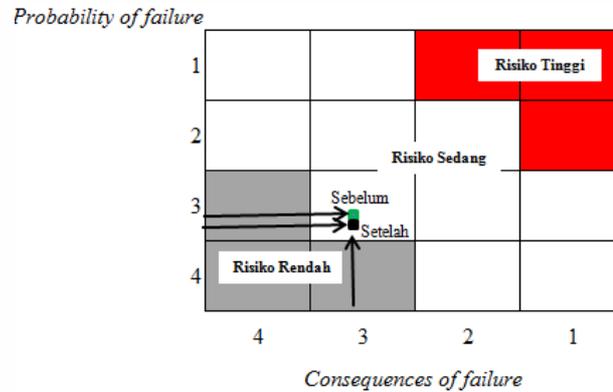
4.2.7. Perbandingan *Probability of Failure* Sebelum dan Sesudah Pengujian

Setelah dilakukan pengujian mekanis dan komposisi kimia maka dapat dibuat perbandingan sebelum dan sesudah pengujian mekanis dan produk korosi. Perbandingan ini mencakup indeks korosi terhadap indeks pihak ketiga, faktor desain, dan indeks operasi yang tidak benar.



Gambar 4.13. Perbandingan Indeks Korosi Terhadap *Probability of Failure* yang Lain

Dari Gambar 4.13 terlihat bahwa setelah dilakukan pengujian mekanis dan komposisi kimia mengakibatkan *scoring* indeks korosi mengalami kenaikan dibandingkan sebelum dilakukan pengujian. Hal ini disebabkan adanya pengujian mekanis dan komposisi kimia mengakibatkan terjadinya *internal monitoring* yang akan menambah nilai sebanyak 2 pada bagian pemeliharaan sehingga nilai indeks korosi akan mengalami kenaikan secara keseluruhan. Sehingga total rata-rata *indeks sum* juga akan mengalami kenaikan sebesar 314,9. Dari lampiran A terlihat bahwa nilai *index sum (probability of failure)* sebelum pengujian = 312,9 sedangkan nilai *leak factor (consequences of failure)* = 3,14. Jika dibuat dalam bentuk matriks antara sebelum dan sesudah pengujian antara PoF dan CoF adalah:



Gambar 4.14. Matriks Sebelum dan Sesudah pengujian

Dari Gambar 4.14 diatas secara kualitatif jalur pipa ini memiliki resiko pada skala medium. Tetapi setelah diadakan pengujian, terlihat bahwa resiko mengalami pergeseran kearah risiko rendah karena adanya kenaikan nilai PoF. Hal ini disebabkan pengujian mekanis dan komposisi kimia akan mempengaruhi *scoring* yang berkaitan dengan monitor internal (nilai bertambah) mengakibatkan nilai indeks korosi akan naik sehingga nilai *index sum (probability of failure)* akan berubah dan mengalami kenaikan. Pengujian mekanis dan komposisi kimia penting agar kita bisa mengetahui sifat fisika dan sifat kimia dari pipa API 5L yang digunakan karena jalur pipa menggunakan gas alam sebagai *fluida* maka di dalam pipa ada aliran yang cepat sehingga hasil pengamatan dan pengujian menunjukkan adanya proses korosi yang hebat yang menyebabkan penipisan tebal pipa bahkan ada yang tembus berlubang. Hal ini mengindikasikan ada aliran *fluida* di dalam pipa yang cukup besar sehingga dapat melepas/melarutkan lapisan pelindung dan terjadi serangan korosi. Selain itu adanya aliran turbulensi di dalam pipa menyebabkan lapisan pelindung terlepas atau larut dan terjadi lagi korosi dan seterusnya berulang-ulang. Kecepatan yang berlebih ini juga akan memindahkan atau menyapu produk korosi yang terbentuk dan akan membentuk produk korosi yang baru.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil pengukuran dilapangan, hasil percobaan dan analisis data-data hasil penelitian yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa:

1. Pipa API 5L grade B yang digunakan sebagai jalur distribusi gas memiliki nilai rata-rata *index sum* = 312,9; hal ini menunjukkan telah terjadi kemunduran bahan pipa karena telah terjadi penurunan nilai *index sum*.
2. Pipa API 5L grade B yang digunakan sebagai jalur distribusi gas ditemukan adanya cacat atau kemunduran bahan pipa dan memiliki resiko pada skala medium dengan nilai *probability of failure* = 3,12 dan *consequences of failure* = 3,14; hal ini menunjukkan resiko yang timbul bersifat lebih tinggi dari yang dibayangkan sehingga wajib dilakukan tindakan pemeliharaan sesegera mungkin agar resiko yang terjadi dapat dikurangi menjadi *low risk*.
3. Analisis komposisi kimia pada pipa API 5L grade B ditemukan adanya produk korosi dan terdapat kandungan oksigen yang tinggi yaitu pada area 002 = 29,53% dan area 003 = 22,68%; hal ini menunjukkan tingginya kadar oksida-oksida besi pada produk korosi tersebut.
4. Analisis pengujian mekanis hasil uji tarik, uji kekerasan, dan komposisi kimia akan menaikkan nilai indeks korosi sehingga nilai *indeks sum* juga mengalami kenaikan.

5.2. Saran

Karena jalur pipa distribusi gas pada area produksi gas telah mengalami kemunduran dan telah terdapat produk korosi maka diperlukan kontrol dan pengujian secara berkala, perlunya memindahkan masyarakat di sekitar jalur pipa, dan perlunya mengurangi kecepatan *fluida* gas di dalam pipa untuk mengurangi terbentuknya aliran turbulensi. Disamping itu diperlukan penelitian lebih lanjut mengenai penilaian manajemen resiko khususnya yang berkaitan perbandingan dan pengeluaran biaya ditinjau dari segi ekonomi.

Universitas Indonesia

DAFTAR PUSTAKA

1. A. Morshed, M.B Kermani. *Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production – A Compendium. Corrosion Journal*, Vol 59 No 8 (2003), NACE
2. Adrian. *Perilaku Korosi Material Baja Paduan Akibat Pengaruh Kondensat Yang Berasal Dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi*. Program Pascasarjana FMIPA-UI. Jakarta. 2009
3. Adyana D. N. *Jenis dan Pembuatan Logam & Paduan*. Materi Presentasi Kuliah. Jakarta. 2008
4. API Recommended Practice 580. *Risk Base Inspection 1st edition*. American Petroleum Institute. Washington DC. 2002
5. ASME B31 G. *Code for Pressure Piping Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*. New York, USA. 1999
6. ASTM E-8. *Test Method For Tension Testing of Metallic Materials*. 2000
7. ASTM Handbook, Metals Handbook Volume 13B: Corrosion: Materials (ASTM International, 2005)
8. ASTM G 1 *Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion*
9. ASTM G 5 *Reference Test Method for Making Potentiostatic and Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements 3*
10. ASTM G102-89 *Standard Practice for Calculation of Corrosion Rates and Related Information from Electrochemical Measurement*.
11. Chevron Indonesia Company (CICo), System Description, 2007
12. Chevron USA Inc , Fundamentals of Corrosion Mechanisms(1996–2006)
13. Corrosion in steam condensate system, 704 Chevron
14. Corrosion control check list , NPL (National Physical Laboratory)
15. D.H. Lister & W.G. Cook, REACTOR CHEMISTRY AND CORROSION Section 3: The Eight Forms of Corrosion, 2002
16. D.H. Lister & W.G. Cook, REACTOR CHEMISTRY AND CORROSION Section 5: Crevice Corrosion, 2002

17. Denny A. Jones, *Principles and Prevention of Corrosion* ; Macmillan Publishing Company, New York, 1992
18. Einar Baldar, *Corrosion and Protection*. (London: Springer – Verlag Limited. 2004
19. Fontana, Mars G., *Corrosion Engineering, 3rd Ed.*, McGraw-Hill Book Company, New York: 1982
20. Greenfield P. *Stress Corrosion Failure* 1st edition. Mills and Boon Ltd. London. 1971
21. Hikam, M. *Catatan Kuliah Kristalografi dan Teknik Difraksi*. Program Studi Ilmu Material. Departemen fisika FMIPA. Universitas Indonesia. 2007
22. <http://geoheat.oit.edu/otl/scaleghp.pdf>
23. <http://Corrosion.kaist.ac.kr>
24. Masduky Yudi S, *Analisa Umur Pakai Sistem Pemipaan Produksi Minyak dan Gas*. Program Pascasarjana FMIPA-UI. Jakarta. 2002
25. Masduky Yudi S, *Ilmu Korosi dan Pencegahannya Modul 1-13*. Program Pascasarjana FMIPA-UI. Jakarta. 2009
26. Muhlbauer Kent. W. *Pipeline Risk Management Manual 3rd edition*. Gulf Professional Publishing. Oxford. 2004
27. Peter F. Ellis II, Companion study guide to short course on geothermal corrosion and mitigation in low temperature geothermal heating system, 24 April 1985
28. Pierre Roberge, *Corrosion Inspection and Monitoring* (USA: WILEY-INTERSCIENCE A John Wiley & Sons, Inc., Publication. 2007
29. Russell D. Kane. *New Industry standard, tests procedure and surface treatments combats corrosion under insulation*. InterCorr International Paper, Houston, Texas. 1997
30. Training Modul Korosi, CGS 2007
31. Thomas Agus Bayu. *Pengaruh Material Isolasi Tahan Panas Terhadap Korosi Permukaan Pipa Kondensat ASTM A53-B*. Program Pascasarjana FMIPA-UI. Jakarta. 2009



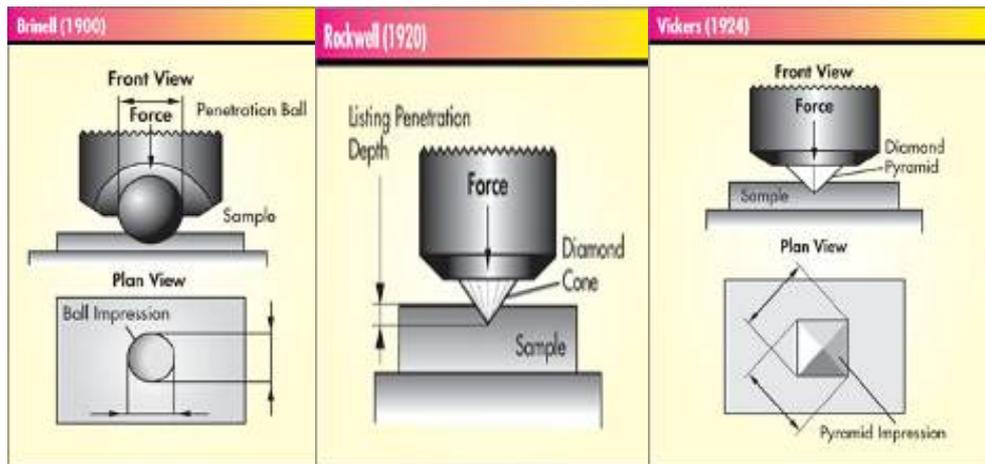
Lampiran A. Hasil Pengukuran Lapangan

record ID	sta_beg_x	sta_end_x	3rd PARTY INDEX	CORROSION INDEX	DESIGN INDEX	INC. OPERA TION INDEX	INDEX SUM	LIF	RISK SCORE	X-X'	(X-X') ²
36"F-1	0	0	61	76.8	76.0	83	296.8	3.14	94.52	5.138	26.404
36"F-2	0	500	80	79.2	76.0	83	318.2	3.14	101.34	1.677	2.812
36"F-3	500	1000	80	79.2	76.0	83	318.2	3.14	101.34	1.677	2.812
36"F-4	1000	1500	77	79.2	80.0	83	319.2	3.14	101.66	1.995	3.981
36"F-5	1500	2000	84	77.2	76.0	83	320.2	3.14	101.97	2.314	5.354
36"F-6	2000	2500	69	77.2	75.0	83	304.2	3.14	96.88	2.782	7.738
36"F-7	2500	3000	70	76.8	76.0	83	305.8	3.14	97.39	2.272	5.163
36"F-8	3000	3500	82	79.2	76.0	83	320.2	3.14	101.97	2.314	5.354
36"F-9	3500	4000	62	79.2	80.0	83	304.2	3.14	96.88	2.782	7.738
36"F-10	4000	4500	77	79.2	75.0	83	314.2	3.14	100.06	0.403	0.162
36"F-11	4500	5000	81	79.2	76.0	80	316.2	3.14	100.70	1.040	1.081
36"F-12	5000	5500	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-13	5500	6000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-14	6000	6500	83	79.2	76.0	83	321.2	3.14	102.29	2.632	6.929
36"F-15	6500	7000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-16	7000	7500	81	79.2	76.0	83	319.2	3.14	101.66	1.995	3.981
36"F-17	7500	8000	77	79.2	75.0	83	314.2	3.14	100.06	0.403	0.162
36"F-18	8000	8500	70	79.2	76.0	83	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-19	8500	9000	80	79.2	76.0	83	318.2	3.14	101.34	1.677	2.812
36"F-20	9000	9500	78	79.2	76.0	83	316.2	3.14	100.70	1.040	1.081
36"F-21	9500	10000	71	79.2	75.0	83	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-22	10000	10500	73	77.2	80.0	83	313.2	3.14	99.75	0.084	0.007
36"F-23	10500	11000	78	79.2	76.0	83	316.2	3.14	100.70	1.040	1.081
36"F-24	11000	11500	81	79.2	76.0	83	319.2	3.14	101.66	1.995	3.981
36"F-25	11500	12000	75	79.2	76.0	83	313.2	3.14	99.75	0.084	0.007
36"F-26	12000	12500	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-27	12500	13000	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-28	13000	13500	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-29	13500	14000	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-30	14000	14500	84	79.2	76.0	83	322.2	3.14	102.61	2.951	8.707
36"F-31	14500	15000	75	76.8	76.0	83	310.8	3.14	98.98	0.680	0.462
36"F-32	15000	15500	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-33	15500	16000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-34	16000	16500	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-35	16500	17000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-36	17000	17500	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-37	17500	18000	84	79.2	76.0	83	322.2	3.14	102.61	2.951	8.707
36"F-38	18000	18500	77	79.2	75.0	83	314.2	3.14	100.06	0.403	0.162
36"F-39	18500	19000	84	79.2	76.0	83	322.2	3.14	102.61	2.951	8.707
36"F-40	19000	19500	77	76.8	76.0	83	312.8	3.14	99.62	0.043	0.002
36"F-41	19500	20000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258

record ID	sta_beg_x	sta_end_x	3rd PARTY INDEX	CORROSION INDEX	DESIGN INDEX	INC.OPERA TION INDEX	INDEX SUM	LIF	RISK SCORE	X-X'	(X-X') ²
36"F-42	20500	20500	73	79.2	75.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-43	20500	21000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-44	21000	21500	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-45	21500	22000	87	79.2	76.0	83	325.2	3.14	103.57	3.906	15.258
36"F-46	22000	22500	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-47	22500	23000	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-48	23000	23500	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-49	23500	24000	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-50	24000	24500	67	77.2	75.0	83	302.2	3.14	96.24	3.419	11.688
36"F-51	24500	25000	82	79.2	76.0	83	320.2	3.14	101.97	2.314	5.354
36"F-52	25000	25500	82	79.2	71.0	83	315.2	3.14	100.38	0.721	0.520
36"F-53	25500	26000	74	79.2	76.0	83	312.2	3.14	99.43	0.234	0.055
36"F-54	26000	26500	73	79.2	76.0	83	311.2	3.14	99.11	0.552	0.305
36"F-55	26500	27000	84	79.2	76.0	83	322.2	3.14	102.61	2.951	8.707
36"F-56	27000	27500	75	79.2	75.0	83	312.2	3.14	99.43	0.234	0.055
36"F-57	27500	28000	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-58	28000	28500	82	79.2	76.0	83	320.2	3.14	101.97	2.314	5.354
36"F-59	28500	29000	62	74.8	75.0	83	294.8	3.14	93.89	5.775	33.355
36"F-60	29000	29500	75	77.2	75.0	80	307.2	3.14	97.83	1.826	3.336
36"F-61	29500	30000	69	75.2	69.0	83	296.2	3.14	94.33	5.330	28.404
36"F-62	30000	30500	68	79.2	75.0	83	305.2	3.14	97.20	2.463	6.068
36"F-63	30500	31000	73	79.2	76.0	80	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-64	31000	31500	70	79.2	76.0	83	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-65	31500	32000	79	77.2	71.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-66	32000	32500	78	77.2	76.0	83	314.2	3.14	100.06	0.403	0.162
36"F-67	32500	33000	72	77.2	76.0	83	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-68	33000	33500	68	79.2	75.0	83	305.2	3.14	97.20	2.463	6.068
36"F-69	33500	34000	78	79.2	76.0	83	316.2	3.14	100.70	1.040	1.081
36"F-70	34000	34500	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-71	34500	35000	76	79.2	76.0	83	314.2	3.14	100.06	0.403	0.162
36"F-72	35000	35500	68	79.2	75.0	83	305.2	3.14	97.20	2.463	6.068
36"F-73	35500	36000	75	79.2	76.0	83	313.2	3.14	99.75	0.084	0.007
36"F-74	36000	36500	68	77.2	76.0	83	304.2	3.14	96.88	2.782	7.738
36"F-75	36500	37000	78	79.2	75.0	83	315.2	3.14	100.38	0.721	0.520
36"F-76	37000	37500	79	77.2	76.0	83	315.2	3.14	100.38	0.721	0.520
36"F-77	37500	38000	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-78	38000	38500	79	76.8	76.0	83	314.8	3.14	100.25	0.594	0.353
36"F-79	38500	39000	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-80	39000	39500	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-81	39500	40000	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-82	40000	40500	73	79.2	76.0	80	308.2	3.14	98.15	1.508	2.274
36"F-83	40500	41000	62	76.8	76.0	83	297.8	3.14	94.84	4.820	23.232
36"F-84	41000	41500	73	79.2	76.0	83	311.2	3.14	99.11	0.552	0.305
36"F-85	41500	42000	73	79.2	76.0	83	311.2	3.14	99.11	0.552	0.305

record ID	sta_beg_x	sta_end_x	3rd PARTY INDEX	CORROSION INDEX	DESIGN INDEX	INC. OPERA TION INDEX	INDEX SUM	LIF	RISK SCORE	X-X'	(X-X') ²
36"F-86	42000	42500	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-87	42500	43000	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-88	43000	43500	73	77.2	76.0	83	309.2	3.14	98.47	1.189	1.415
36"F-89	43500	44000	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-90	44000	44500	79	79.2	76.0	83	317.2	3.14	101.02	1.358	1.845
36"F-91	44500	45000	65	79.2	76.0	83	303.2	3.14	96.56	3.100	9.612
36"F-92	45000	45500	77	77.2	76.0	83	313.2	3.14	99.75	0.084	0.007
36"F-93	45500	46000	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-94	46000	46500	85	79.2	76.0	83	323.2	3.14	102.93	3.269	10.688
36"F-95	46500	47000	83	79.2	76.0	83	321.2	3.14	102.29	2.632	6.929
36"F-96	47000	47500	82	75.2	76.0	83	316.2	3.14	100.70	1.040	1.081
36"F-97	47500	48000	77	77.2	66.0	83	303.2	3.14	96.56	3.100	9.612
36"F-98	48000	48500	69	73.2	66.0	83	291.2	3.14	92.74	6.922	47.913
36"F-99	48500	49000	73	79.2	76.0	83	311.2	3.14	99.11	0.552	0.305
36"F-100	49000	49500	85	73.2	69.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-101	49500	50000	83	71.7	76.0	83	313.7	3.14	99.90	0.244	0.059
36"F-102	50000	50500	72	79.2	71.0	83	305.2	3.14	97.20	2.463	6.068
36"F-103	50500	51000	72	79.2	76.0	83	310.2	3.14	98.79	0.871	0.759
36"F-104	51000	51500	56	77.2	64.0	83	280.2	3.14	89.24	10.425	108.683
36"F-105	51500	52000	77	77.2	76.0	83	313.2	3.14	99.75	0.084	0.007
36"F-106	52000	52500	69	72.8	76.0	83	300.8	3.14	95.80	3.865	14.935
36"F-107	52500	53000	59	76.8	76.0	83	294.8	3.14	93.89	5.775	33.355
36"F-108	53000	53500	62	79.2	76.0	83	300.2	3.14	95.61	4.056	16.448
36"F-109	53500	54000	69	79.2	76.0	83	307.2	3.14	97.83	1.826	3.336
36"F-110	54000	54500	69	75.2	76.0	83	303.2	3.14	96.56	3.100	9.612
36"F-111	54500	55000	69	79.2	76.0	83	307.2	3.14	97.83	1.826	3.336
36"F-112	55000	55500	69	75.2	69.0	83	296.2	3.14	94.33	5.330	28.404
36"F-113	55500	56000	71	77.2	69.0	83	300.2	3.14	95.61	4.056	16.448
36"F-114	56000	56500	71	79.2	76.0	83	309.2	3.14	98.47	1.189	1.415
36"F-115	56500	57000	47	76.8	76.0	83	282.8	3.14	90.06	9.597	92.104
Minimum			47.0	71.7	64.0	80.0	280.2	3.14	89.24	0.043	0.002
Average			76.357	78.352	75.330	82.896	312.935	3.140	99.661	2.303	8.583
Maximum			87.0	79.2	80.0	83.0	325.2	3.14	103.57	10.425	108.683
Deviation			7.789	1.567	2.342	0.552	9.239	0.000	2.942	1.819	14.878
Sum			8781.0	9010.5	8663.0	9533.0	35987.5	361.1	11461.0	264.8	987.0

LAMPIRAN C. MEDIA PENGUJIAN DAN ALAT UJI KEKERASAN

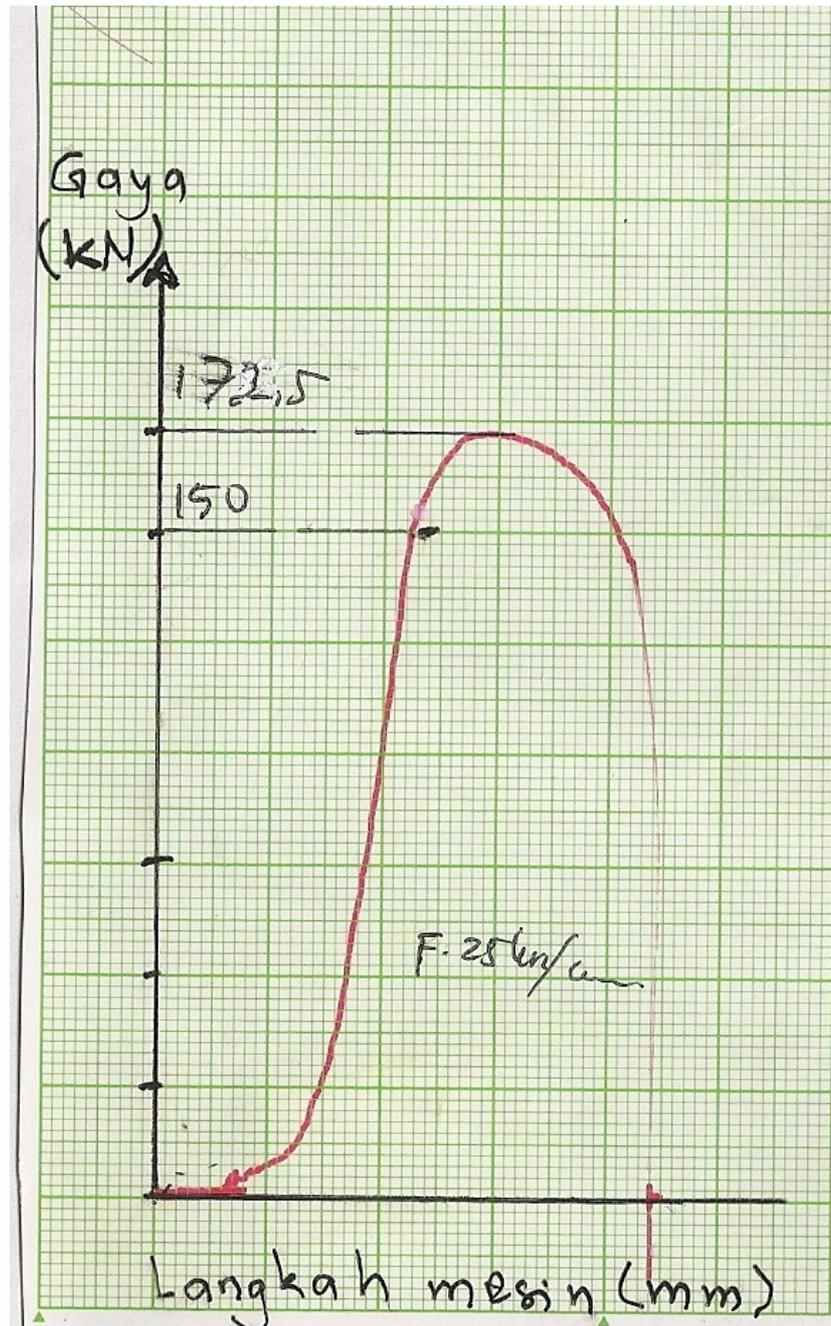


Gambar Media Pengujian Kekerasan



Gambar Alat Uji Kekerasan

Lampiran D. Hasil Uji Tarik Pipa baru



Lampiran E. Hasil Uji Fisika Pipa Baru

File: order-033

HASIL ANALISIS/UJI
TEST/ANALYSIS RESULT

Hasil Uji Tarik

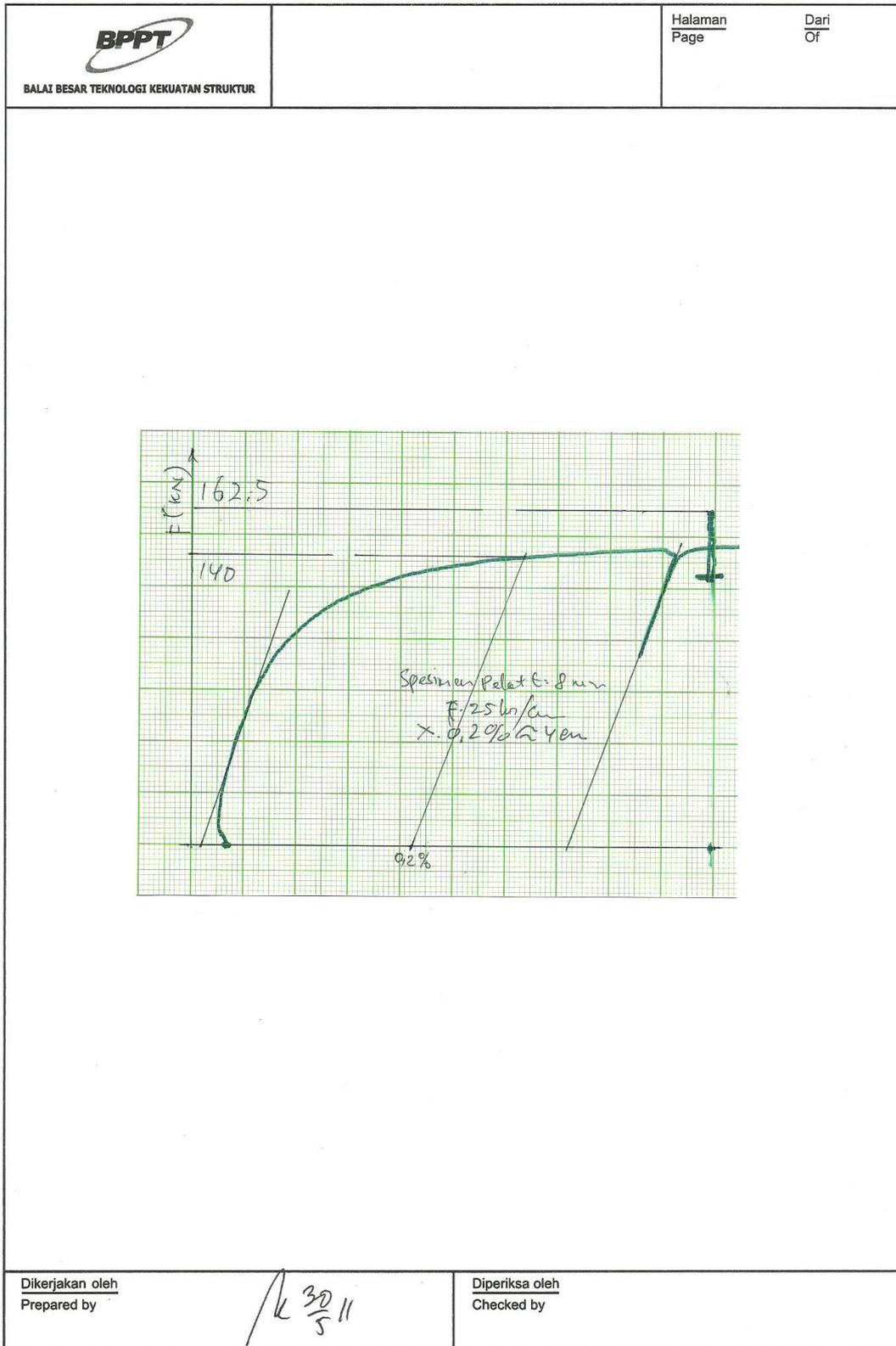
No.	Diskripsi	Nilai	Satuan
1.	Penampang Benda Uji : - Lebar - Tebal	38.23 8.12	mm mm
2.	Luas Penampang Awal	310.43	mm ²
3.	Panjang Titik Ukur	50	mm
4.	Gaya : - Saat Yield - Maksimum	150 172.5	kN kN
5.	Tegangan : - Saat Yield - Maksimum	483.2 555.7	N/mm ² N/mm ²
6.	Penampang setelah Patah : - Lebar - Tebal	37.7 5.55	mm mm
7.	Luas Patahan	209.24	mm ²
8.	Selisih Luas	1.0	%
9.	Panjang setelah Patah	66	mm
10.	Perubahan Panjang Titik Ukur	16	mm
11.	Regangan saat Patah	32	%



Hasil Uji Kekerasan

No.	Diskripsi	Nilai	Satuan
1.	Lokasi 1	170	HB
2.	Lokasi 2	173	HB
3.	Lokasi 3	175	HB

LAMPIRAN F. Hasil Uji Tarik Pipa Terkorosi



Lampiran G. Hasil Uji Fisika Pipa Terkorosi

 BALAI BESAR TEKNOLOGI KEKUATAN STRUKTUR	LAPORAN UJI TARIK STATIS TENSION TEST REPORT	Halaman Page	Dari Of						
Pemakai Jasa : FT. ITS SURABAYA Customer : SDR. MUHAMMAD		Objek : Spesimen Pelat Object :							
No. Kontrak : Contract Nr :		Material : Baja Material :							
No Laporan : Report Nr :		Standar : JIS Z 2241 Standard :							
Tanggal : 30 Mei 2011 Date :		Mesin Uji : UPM 1000 Test Machine :							
Tanggal penerimaan spesimen : 30 Mei 2011 Date of specimen receiving :									
No	Dimensi (mm) Lebar Tebal	Ao (mm ²)	F _{0.2%} (kN)	Fm (kN)	σ _{0.2%} (N/mm ²)	ε (%)	Kode	Keterangan	
1	38.27 8.20	313.81	140.0	162.5	446 45.5	518 52.8	36.0	-	Pelat t. 8 mm
Keterangan : Ao = Luas penampang Fm = Beban tarik σ _{0.2%} = Kuat Luluh F _{0.2%} = Beban luluh ε = Elongasi σ _u = Kuat tarik - Hasil uji hanya representatif batang uji yang diuji, di luar batang uji bukan tanggung jawab Lab. Uji Mekanik Balai Besar Teknologi Kekuatan Struktur (B2TKS) BPPT									
Dikerjakan oleh Prepared by :					Diperiksa oleh Checked by :				



FAKULTAS TEKNIK – UNIVERSITAS INDONESIA
LABORATORIUM UJI
DEPARTEMEN TEKNIK METALURGI & MATERIAL

KAMPUS BARU UI - DEPOK 16424 - INDONESIA
 Telp: 021 – 7863510, 78649045 Fax: 021 – 78888 111 E-mail: lum@metal.ui.ac.id

LAPORAN PENGUJIAN KEKERASAN
HARDNESS TEST REPORT
 Page 1 of 1

No Laporan Report Nr	244	Bahan Material	Steel
Pemakai Jasa Customer	Edyos Wyndu	Identitas Bahan Material Identity	Code : Steel (1)
Alamat Address	MIPA Material Science	Tanggal Terima Receiving Date	26 April 2011
No Kontrak Contract Nr	0471/PT.02/FT04/P/2011	Standar Standard	ASTM E18 - 08
Tanggal Uji Date of Test	3 Maret 2011	Mesin Uji Testing machine	Rockwell Hardness Testing Machine

Kode Sampel Sample Code	Penicjakan Indentation	Kekerasan Rockwell Rockwell Hardness	Rata-rata Average	Keterangan Remarks
Steel (1)	I	15.9	15	HRC Load: 150 KgF
	II	11.9		
	III	14.7		
	IV	16.6		
	V	16.2		

Catatan: ketidaktepatan standar blok uji dengan tingkat kepercayaan 95% dengan faktor cakupan K=2

Depok, 5 Mei 2011
 Manajer Teknis
 Laboratorium Uji
 Departemen Teknik Metalurgi Dan Material

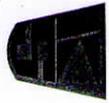


(Ahmad Ivan Setiawan, ST.,M.Eng)

FF-25/ LU-DTMM Rev 2

Laporan hasil pengujian ini hanya berlaku untuk sample yang diuji di Laboratorium Uji-DTMM; publikasi serta penggunaan dokumen ini atau sebagian dari padanya harus dengan izin dari Laboratorium Uji-DTMM

LAMPIRAN H. HASIL ANALISA BAHAN API 5L GRADE B BARU



PT KRAKATAU STEEL (PERSERO)

MILL CERTIFICATE

PURCHASER : KHI PIPE INDUSTRIES, PT.
 WISMA BAJA LANTAI VII
 JL. GATOT SUBROTO KAY 54
 JAKARTA SELATAN
 COMMODITY : PRIME NEWLY PRODUCED HOT ROLLED
 STEEL IN COIL CUT EDGE

L.C. NO. : J/A BUMI KAYA STEEL PT BPH
 CERTIFICATE NO. : BE00007345/MC/PK/11
 DATE : APRIL 04, 2011
 LOTT NO.
 SHIPPING INSTRUCTION :
 SALES ORDER/ITEM : S000003471 / 000010

SPECIFICATION : API 5L GRB N

HEAT NO.	SLAB NO	COIL AND PACKING NO	TEST NO	DIMENSION (mm)	QTY (N)	CHEMICAL COMPOSITION (%)														TENSILE TEST				IMPACT TEST		PCM YIELD RATIO							
						UNIT SCALE (%) x 10000														UNIT SCALE (N) x 1000				UNIT SCALE (J) x 10000									
						C	SI	Mn	P	S	AL	CR	MO	NI	V	CU	NB	TI	N	B	CA	CEq	DIR	GL	YS	TS	EL	DIR	ENERGY	°C			
83948T	1110	934080 01	937054	8.18 x 678 x COIL	1	17	19	64	9	2	42	12	2	8	3	16	1	3	36	1	11	0.28	T	C	341	472	40	G	T	143	B	0.21	72

FSHS04/029 ,ISSUE NO. : 03

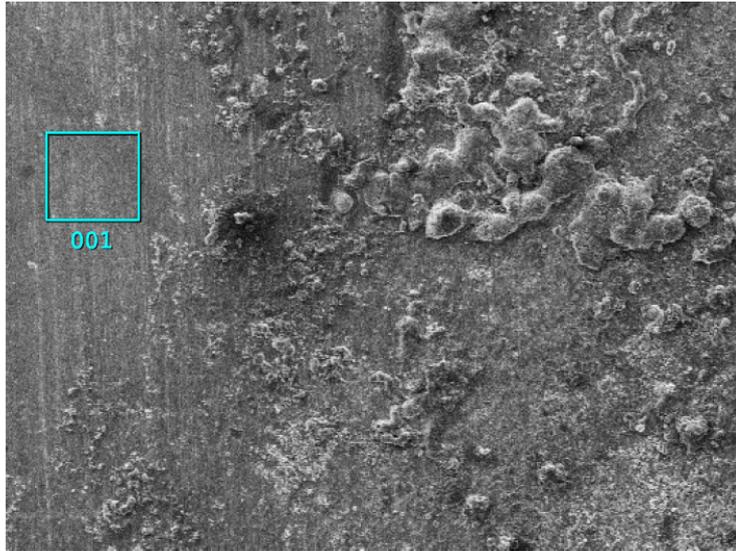
<NOTE> DSN <DIVISION> C: CHECK ANALYSIS L: LADLE ANALYSIS FCM = C + Si/30 + Mn/20 + Cu/20 + Ni/60 + Cr/20 + Mo/15 + V/10 + Sb
 DIR (DIRECTION) L: LONGITUDINAL T: TRANSVERSAL D: DIAGONAL GL: GAUGE LENGTH (L) A = 60 mm B = 200 mm C = 50.80 ± 0.13 mm D =
 BEND (BEND TEST) G: GOOD IMPACT °C (TEMPERATURE) A = AMBIEN; B = 0°C; C = -10°C; D = -20°C; E = -40°C
 CEQ (CARBON-EQUIVALENT) = C + Mn/6 + Cr/5 + Mo/6 + Ni/15 + Cu/15 CHEMICAL COMPOSITION: B < 5 PPM

WE HEREBY CERTIFY THAT MATERIAL DESCRIBED ABOVE HAS BEEN TESTED AND COMPLES WITH THE TERMS OF THE ORDER CONTRACT

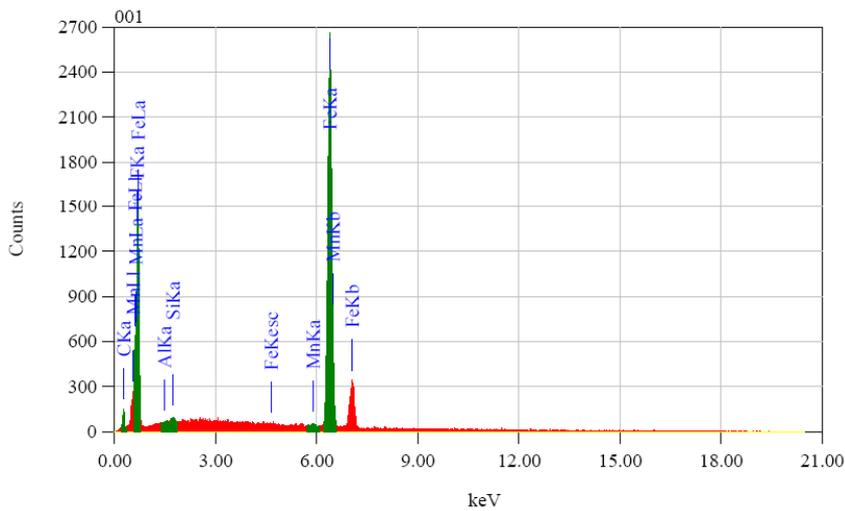


CV. RAJA GARUDAMAS (0254) 381 657

Lampiran I. Hasil Uji EDS area 001



Title : IMG1
 Instrument : 6510(LA)
 Volt : 20.00 kV
 Mag. : x 85
 Date : 2011/03/23
 Pixel : 512 x 384

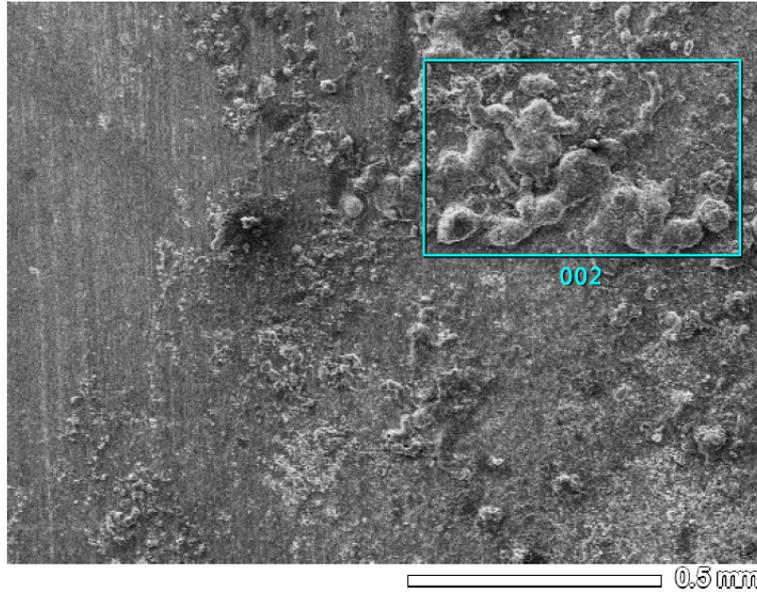


Acquisition Parameter
 Instrument : 6510(LA)
 Acc. Voltage : 20.0 kV
 Probe Current: 1.00000 nA
 PHA mode : T4
 Real Time : 42.88 sec
 Live Time : 30.00 sec
 Dead Time : 30 %
 Counting Rate: 3452 cps
 Energy Range : 0 - 20 keV

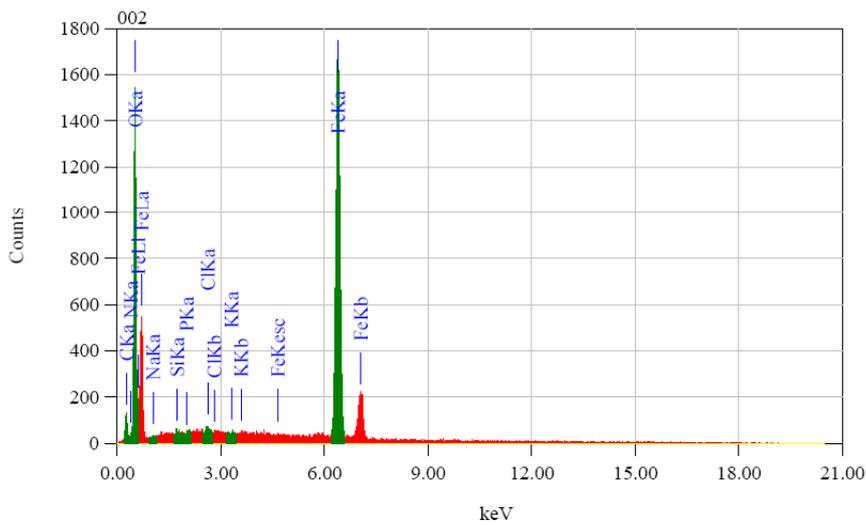
ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
 Fitting Coefficient : 0.1595

Element	(keV)	Mass%	Error%	Atom%	Compound	Mass%	Cation	K
C K	0.277	6.98	0.07	25.32				1.6535
F K	0.677	1.23	0.05	2.82				0.8536
Al K*	1.486	0.04	0.10	0.07				0.0197
Si K*	1.739	0.33	0.08	0.51				0.1999
Mn K*	5.894	0.20	0.17	0.16				0.2072
Fe K	6.398	91.22	0.18	71.13				97.0661
Total		100.00		100.00				

Lampiran J. Hasil Uji EDS area 002



Title : IMG1
 Instrument : 6510(LA)
 Volt : 20.00 kV
 Mag. : x 85
 Date : 2011/03/23
 Pixel : 512 x 384



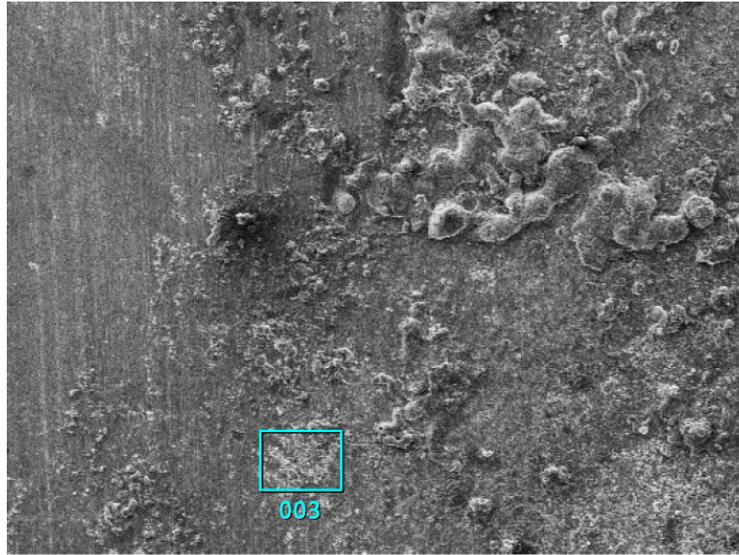
Acquisition Parameter
 Instrument : 6510(LA)
 Acc. Voltage : 20.0 kV
 Probe Current: 1.00000 nA
 PHA mode : T4
 Real Time : 39.08 sec
 Live Time : 30.00 sec
 Dead Time : 23 %
 Counting Rate: 2574 cps
 Energy Range : 0 - 20 keV

ZAF Method Standardless Quantitative Analysis

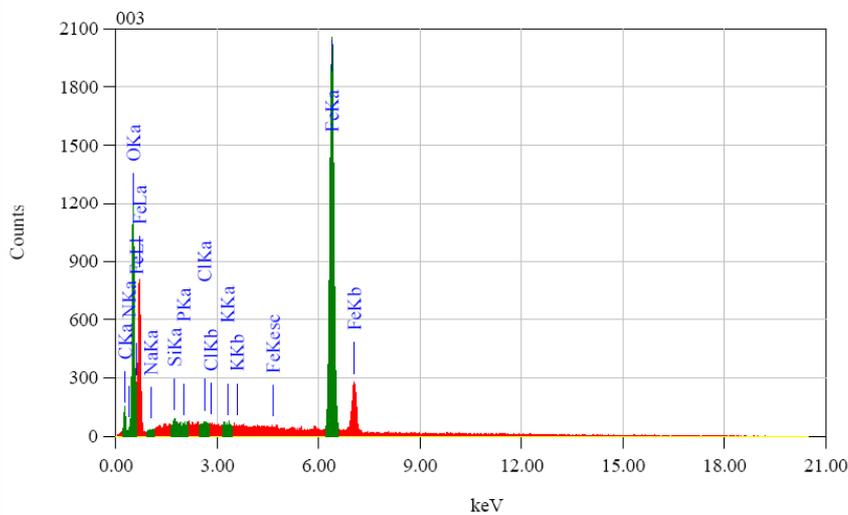
Fitting Coefficient : 0.1542

Element	(keV)	Mass%	Error%	Atom%	Compound	Mass%	Cation	K
C K	0.277	4.92	0.05	11.92				1.1202
N K*								
O K	0.525	29.53	0.06	53.75				37.3286
Na K*	1.041	0.02	0.14	0.03				0.0069
Si K*	1.739	0.15	0.07	0.15				0.0860
P K*								
Cl K*	2.621	0.19	0.05	0.16				0.1835
K K*	3.312	0.02	0.06	0.01				0.0201
Fe K	6.398	65.17	0.15	33.98				61.2547
Total		100.00		100.00				

Lampiran K. Hasil Uji EDS area 003



Title : IMG1
 Instrument : 6510(LA)
 Volt : 20.00 kV
 Mag. : x 85
 Date : 2011/03/23
 Pixel : 512 x 384



Acquisition Parameter
 Instrument : 6510(LA)
 Acc. Voltage : 20.0 kV
 Probe Current: 1.00000 nA
 BHA mode : T4
 Real Time : 40.79 sec
 Live Time : 30.00 sec
 Dead Time : 26 %
 Counting Rate: 2996 cps
 Energy Range : 0 - 20 keV

ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
 Fitting Coefficient : 0.1544

Element	(keV)	Mass%	Error%	Atom%	Compound	Mass%	Cation	K
C K	0.277	5.53	0.06	14.52				1.2775
N K*								
O K	0.525	22.68	0.07	44.70				28.5461
Na K*								
Si K*	1.739	0.32	0.08	0.36				0.1930
P K*	2.013	0.06	0.07	0.06				0.0535
Cl K*	2.621	0.05	0.05	0.05				0.0522
K K*	3.312	0.06	0.07	0.05				0.0605
Fe K	6.398	71.30	0.17	40.26				69.8173
Total		100.00		100.00				

Lampiran L. Data Indeks Pihak Ketiga

The screenshot shows the 'Third Party Damage Index' dialog box with a sub-dialog box for 'Minimum Depth of Cover'. The main dialog box has a table with the following data:

Weighting	Item	Points
20%	Minimum Depth of Cover	16
20%	Activity Level	18
10%	Aboveground Facilities	10
15%	One-call System	2
15%	Public education	4
5%	ROW Condition	5
15%	Patrol	15
100%		70

The 'Minimum Depth of Cover' sub-dialog box has a table with the following data:

Item	Points
< 3" of equivalent earth cover	0
3-9"	2
9-18"	4
18-24"	6
24-30"	8
30-36"	11
36-42"	12
42-48"	14
48-54"	16
54-60"	18
> 60"	20

Weighting: 20%
Score: 16

Notes:
Equivalent soil cover:
warming pipe = 8"
2" concrete coating = 9"

Data minimum depth of cover

The screenshot shows the 'Third Party Damage Index' dialog box with a sub-dialog box for 'Activity Level'. The main dialog box has a table with the following data:

Weighting	Item	Points
20%	Minimum Depth of Cover	16
20%	Activity Level	18
10%	Aboveground Facilities	10
15%	One-call System	2
15%	Public education	4
5%	ROW Condition	5
15%	Patrol	15
100%		70

The 'Activity Level' sub-dialog box has a table with the following data:

Item	Points
<-HIGH->	0
high population density, class 3	0
high construction activity	2
many one-call reports	4
high density of other buried utilities	5
high traffic, anchor areas, dredging, farming	6
<-MEDIUM->	8
class 2, occasional one-calls; few activities	12
<-LOW->	15
class 1, rare activities;	18
<-NONE->	20

Weighting: 20%
Score: 18

Notes:

Data Activity Level

The screenshot shows the 'Third Party Damage Index' dialog box with a sub-dialog box for 'Patrol'. The main dialog box has a table with the following data:

Weighting	Item	Points
20%	Minimum Depth of Cover	16
20%	Activity Level	18
10%	Aboveground Facilities	10
15%	One-call System	2
15%	Public education	4
5%	ROW Condition	5
15%	Patrol	15
100%		70

The 'Patrol' sub-dialog box has a table with the following data:

Item	Points
never	0
less than once per month	2
less than 4 times per month; = once/month	4
once per week	6
2 days per week	8
3 days per week	10
4 days per week	12
Daily	15

Weighting: 15%
Score: 15

Notes:

Data Patrol

Lampiran M . Data Indeks korosi

Category	Item	Points
Atmospheric Corrosion	Facilities	5
	Atmosphere	4
	Coating	4.6
Internal Corrosion	Product Corrosivity	6
	Internal Protection	9
Buried Metal	Cath Protection	8
	Coating Condition	9
	Soil Corrosivity	4
	Age	0.6
	Other Metals	2
	AC Current	4
	Mech Corrosion	5
	Test Leads	6
	Close Interval Survey	8
	In-Line Tool	8
	Total	100%

Facilities	Points
<input type="radio"/> Air/water interface	0
<input type="radio"/> Casings	1
<input type="radio"/> Insulation	2
<input type="radio"/> Support/hangers	2
<input type="radio"/> Ground/air interface	3
<input type="radio"/> Other exposures	4
<input checked="" type="radio"/> No exposure to atmosphere in this section	5

Weighting: 5%
Score: 5

Notes: When the evaluated section has many instances of an exposure, one point may be subtracted from the above score to distinguish such sections from those with few instances.

Data facilities

Category	Item	Points
Atmospheric Corrosion	Facilities	5
	Atmosphere	4
	Coating	4.6
Internal Corrosion	Product Corrosivity	7
	Internal Protection	17
Buried Metal	Cath Protection	8
	Coating Condition	9.2
	Soil Corrosivity	4
	Age	1
	Other Metals	2
	AC Current	4
	Mech Corrosion	3
	Test Leads	3
	Close Interval Survey	8
	In-Line Tool	7
	Total	100%

Product Corrosivity	Points
<input type="radio"/> Strongly corrosive	0
<input type="radio"/> <example>	2
<input type="radio"/> mildly corrosive	3
<input type="radio"/> <example>	5
<input checked="" type="radio"/> corrosive only under special conditions	7
<input type="radio"/> <example>	9
<input type="radio"/> never corrosive	10

Weighting: 10%
Score: 7

Notes:

Data product corrosivity

Category	Item	Points
Atmospheric Corrosion	Facilities	5
	Atmosphere	4
	Coating	4.6
Internal Corrosion	Product Corrosivity	7
	Internal Protection	17
Buried Metal	Cath Protection	8
	Coating Condition	9.2
	Soil Corrosivity	4
	Age	1.0
	Other Metals	2
	AC Current	4
	Mech Corrosion	3
	Test Leads	3
	Close Interval Survey	8
	In-Line Tool	7
	Total	100%

In-Line Tool	Points
<input type="radio"/> within last year	8
<input checked="" type="radio"/> 1-2 years ago	7
<input type="radio"/> 2-3 years ago	6
<input type="radio"/> 3-4 years ago	5
<input type="radio"/> 4-5 years ago	4
<input type="radio"/> 5-6 years ago	3
<input type="radio"/> 6-7 years ago	2
<input type="radio"/> 7-8 years ago	1
<input type="radio"/> more than 8 year ago	0

Weighting: 8%
Score: 7

Notes: reduce scores if competency of inspection or followup actions is in question

Data in-line tool

Lampiran N. Data Faktor Desain

The screenshot shows the 'Design Index' dialog box with the following weighting table:

Weighting	Item	Points
20%	Pipe Safety Factor	20
20%	System Safety Factor	11
15%	Fatigue	14
10%	Surge Potential	10
25%	Hydrostatic Test	15
10%	Soil Movements	5
100%		75

The 'Pipe Safety Factor' dialog box is open, showing the following data:

Actual Wall Thickness	11.5	mm
Max Stress Rating	6270	kPa
Internal pressure at yield	1400	kPa
Outside Diameter	91.44	cm
External Loadings	10	%

Results shown in the dialog:

- Req'd Wall Thickness =
- Pipe Safety Factor max points = 20
- Pipe Safety Factor = 20

Note: This is NOT a design guide. Use only for risk score calculation.

Data pipe safety factor

The screenshot shows the 'Design Index' dialog box with the following weighting table:

Weighting	Item	Points
20%	Pipe Safety Factor	20
20%	System Safety Factor	11
15%	Fatigue	14
10%	Surge Potential	10
25%	Hydrostatic Test	15
10%	Soil Movements	5
100%		75

The 'Surge Potential' dialog box is open, showing the following data:

High Probability	0	Weighting	10%
High fluid modulus and velocity	2	Score	10
reliance on preventive measures	4		
LOW Probability	5		
occasionally possible	7		
Possible, but extremely rare	9		
IMPOSSIBLE (no supporting conditions)	10		

Data surge potential

The screenshot shows the 'Design Index' dialog box with the following weighting table:

Weighting	Item	Points
20%	Pipe Safety Factor	20
20%	System Safety Factor	11
15%	Fatigue	14
10%	Surge Potential	10
25%	Hydrostatic Test	15
10%	Soil Movements	5
100%		75

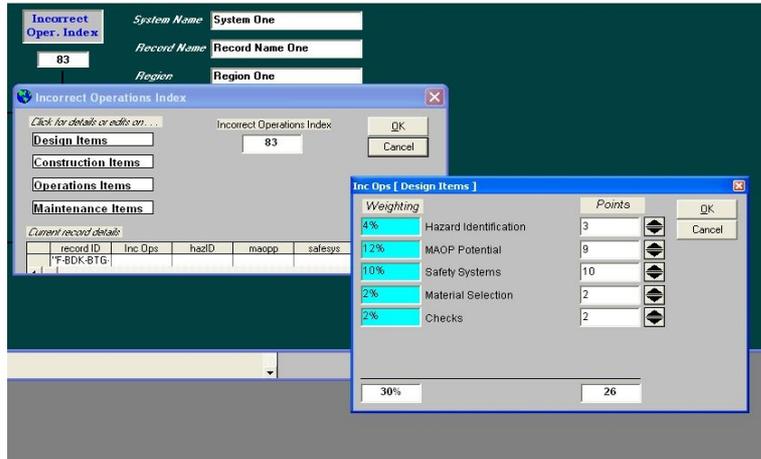
The 'Hydrostatic Test' dialog box is open, showing the following data:

- Time Since Test: 10 years old = 0 points
- Date of Last Test: 2/1/1954
- Test Ratio: 1.5 (Test Press)/(pressure) ratio for maximum points
- test pressure: 2800
- operating pressure: 1400
- Ratio: = 2. Ratio
- Weighting: 25%
- Score: 15.

Notes: Default Equation: $H = (\text{test pressure}) / \text{MAOP}$
 points = $[(H - 1) \times 30] + [10 - (\text{years since test})]$

Data hydrostatic test

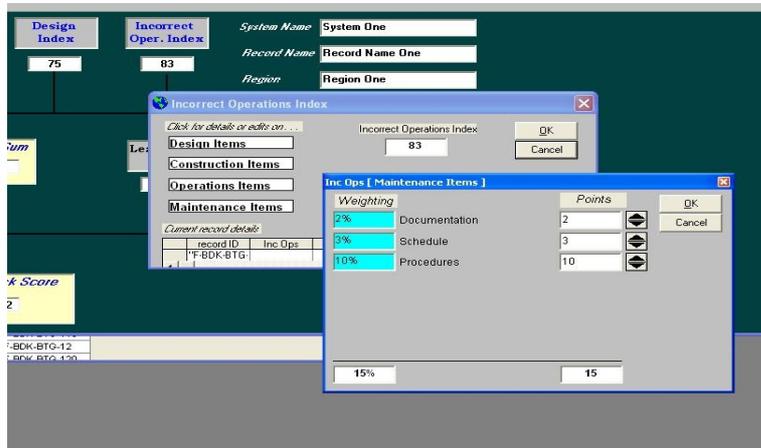
Lampiran O. Data *Incorrect Operations Index*



Data design



Data construction



Data maintenance

Lampiran P. Rumus Statistik

- Rata-rata (X')

$$X' = \frac{\text{sum}_{\text{risk score}}}{n}$$

- Rata-rata Deviasi = Average Deviation (AD)

$$AD = \frac{\bullet [X - X']}{n}$$

- Standard Deviation (SD)

$$SD = \sqrt{\frac{\bullet \bullet [X - X']^2}{n}}$$

- Variance (VR)

$$VR = SD^2$$

- Relative Standard Deviation (RSD)

$$RSD = \frac{SD}{n}$$

- Coefficient of Variance (CV)

$$CV = RSD \times 100\%$$

- Upper Extreme Outliers (UEO)

$$UEO = X' + (3 \times SD)$$

- Upper Frequent Outliers (UFO)

$$UFO = X' + (2,5 \times SD)$$

- Lower Frequent Outliers (LFO)

$$LFO = X' - (2,5 \times SD)$$

- Lower Extreme Outliers (LEO)

$$LEO = X' - (3 \times SD)$$

Lampiran Q. Tabel Konversi Kekerasan



Technical Resources
for
manufacturing professionals

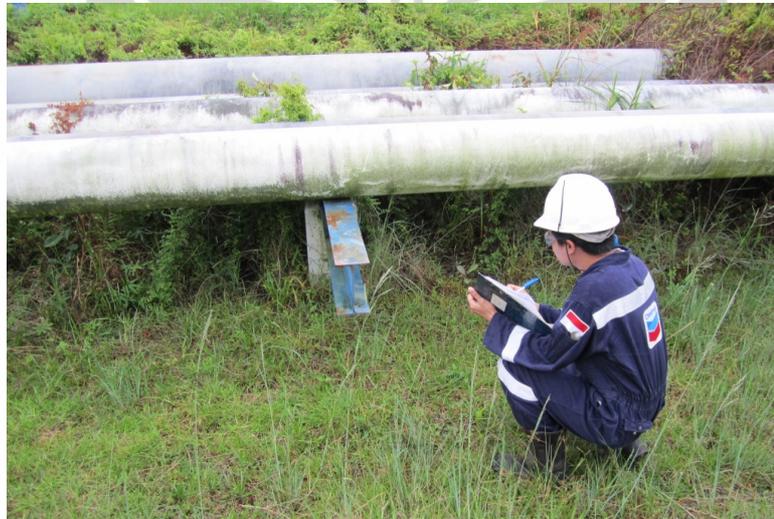


Rockwell						Brinell		Vickers
A	B	C	D	E	F	3000 kg	500 kg	136
60kg Brale	100kg 1/16" Ball	150kg Brale	100kg Brale	100kg 1/8" Ball	60kg 1/16" Ball	10mm Ball Steel	10mm Ball Steel	Diamond Pyramid
65.3	105	30	47.7	---	---	286	---	302
64.7	104	29	47.0	---	---	279	---	294
64.3	104	28	46.1	---	---	271	---	286
63.8	103	27	45.2	---	---	264	---	279
63.3	103	26	44.6	---	---	258	---	272
62.8	102	25	43.8	---	---	253	---	266
62.4	101	24	43.1	---	---	247	---	260
62.0	100	23	42.1	---	---	240	201	254
61.5	99	22	41.6	---	---	234	195	248
61.0	98	21	40.9	---	---	228	189	243
60.5	97	20	40.1	---	---	222	184	238
59.0	96	18	---	---	---	216	179	230
58.0	95	16	---	---	---	210	175	222
57.5	94	15	---	---	---	205	171	213
57.0	93	13	---	---	---	200	167	208
56.5	92	12	---	---	---	195	163	204
56.0	91	10	---	---	---	190	160	196
55.5	90	9	---	---	---	185	157	192
55.0	89	8	---	---	---	180	154	188
54.0	88	7	---	---	---	176	151	184
53.5	87	6	---	---	---	172	148	180

Lampiran R. Contoh Jalur Pipa di Lapangan



Lampiran S. Pengambilan Data dan Sampling di Lapangan



Universitas Indonesia