

**TESIS**

**PENILAIAN TINGKAT RISIKO PIPA PENYALUR  
MENGUNAKAN METODE KOMBINASI  
ANALYTICAL NETWORK PROCESS (ANP) -  
RISK BASED INSPECTION (RBI) DI PT X**



**MOBIN**

**NIM : 12916273**

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA  
YOGYAKARTA  
2018**

**PENILAIAN TINGKAT RISIKO PIPA PENYALUR  
MENGUNAKAN METODE KOMBINASI  
ANALYTICAL NETWORK PROCESS (ANP) -  
RISK BASED INSPECTION (RBI) DI PT X**

Tesis untuk memperoleh Gelar Magister pada  
Program Studi Magister Teknik Industri  
Fakultas Teknologi Industri  
Universitas Islam Indonesia

**MOBIN**

**NIM : 12916273**

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI  
UNIVERSITAS ISLAM INDONESIA  
YOGYAKARTA  
2018**

LEMBAR PENGESAHAN

**PENILAIAN TINGKAT RISIKO PIPA PENYALUR  
MENGUNAKAN METODE KOMBINASI  
ANALYTICAL NETWORK PROCESS (ANP) -  
RISK BASED INSPECTION (RBI) DI PT X**

TESIS

Disusun Oleh:

Nama : MOBIN  
NIM : 12916273

Yogyakarta, 01 Agustus 2018

Pembimbing

Prof. Dr. Ir. Hari Purnomo, MT  
NIP 905220101

LEMBAR PENGESAHAN PENGUJI

**PENILAIAN TINGKAT RISIKO PIPA PENYALUR  
MENGUNAKAN METODE KOMBINASI  
ANALYTICAL NETWORK PROCESS (ANP) –  
RISK BASED INSPECTION (RBI) DI PT X**

TESIS

Disusun Oleh:

Nama : MOBIN

NIM : 12916273

Telah Dipertahankan di depan Sidang Penguji

Yogyakarta, 01 Agustus 2018

Tim Penguji

( Prof. Dr. Ir. Hari Purnomo, MT. )

Ketua

.....

( Drs. Ir. Faisal RM, MSIE., PhD )

Anggota I

.....

( Dr. Farham HM Saleh, MSIE )

Anggota II

.....

Mengetahui

Ketua Program Studi Teknik Industri

Program Magister Fakultas Teknologi Industri

Universitas Islam Indonesia

Winda Nur Cahyo, ST., MT., Ph.D

NIP. 025200519

## KATA PENGANTAR

Bismillahirrohmaanirrohiim

Alhamdulillah robbil ‘alamiin, sepantasnya diucapkan sebagai ungkapan rasa syukur ke Hadirat Allah SWT sehingga kami penulis bisa menyelesaikan tesis dengan judul ***“Penilaian Tingkat Risiko Pipa Penyalur Menggunakan Metode Kombinasi Analytical Network Process (ANP) – Risk Based Inspection (RBI) di PT X”***, ini dengan baik. Sholawat dan salam semoga Allah SWT mencurahkan kepada junjungan kita Nabi Muhammad SAW.

Tesis ini disusun untuk memenuhi salah satu persyaratan mendapatkan gelar Magister Teknik (MT) pada program Pascasarjana Magister Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia Yogyakarta.

Bagi penulis penyusunan tesis merupakan tugas yang tidak ringan. Banyak hambatan dan halangan dalam menyelesaikan tesis ini dikarenakan keterbatasan dan kemampuan penulis. Namun berkat dukungan, bantuan dan bimbingan dari beberapa pihak, akhirnya tesis ini dapat diselesaikan dengan baik. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis menyampaikan rasa hormat dan terima kasih yang sebesar besarnya kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Hari Purnomo, MT atas waktu yang berharga dalam memberikan bimbingan, arahan dan masukan selama menjadi dosen pembimbing dan ketua dosen penguji.
2. Bapak Drs. Ir. Faisal RM. MSIE, PhD sebagai dosen penguji yang telah memberikan masukan dan saran pada saat seminar proposal tesis dan ujian tesis.

3. Bapak Dr. Farham HM Saleh, MSIE sebagai dosen penguji yang telah memberikan masukan dan saran pada saat seminar proposal tesis dan ujian tesis.
4. Bapak Dr. Teduh Dirgahayu, ST., M.Sc selaku ketua Program Studi Magister Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia.
5. Seluruh dosen Program Studi Magister Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia yang telah memberikan arahan dan bimbingan untuk menjalani ilmu Teknik Industri.
6. Seluruh staf Program Studi Magister Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Universitas Islam Indonesia atas segala bantuannya selama proses perkuliaan hingga ujian tesis ini.
7. Istri dan anak tercinta yang banyak memberikan inspirasi dan senantiasa memberikan dukungan penuh selama proses perkuliahan hingga ujian tesis ini.
8. Kedua orang tua penulis yang senantiasa memberikan dukungan penuh selama proses perkuliahan hingga ujian tesis ini.
9. Semua rekan kerja yang telah bersedia menjadi responden, sehingga dapat terselesaikan tesis ini.
10. Seluruh rekan mahasiswa seperjuangan satu angkatan yang senantiasa saling membantu, saling bekerja sama dalam setiap aktivitas perkuliaan.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu pada kesempatan yang telah membantu dalam proses perkuliaan hingga ujian tesis ini.

Dengan segala keterbatasan pengalaman, pengetahuan maupun pustaka sebagai bahan referensi, penulis menyadari bahwa tesis ini masih banyak kekurangan dan perlu dikembangkan lebih lanjut agar benar benar memberikan

manfaat. Oleh sebab itu, penulis berharap kritik dan saran yang membangun sebagai masukan bagi penulis untuk penelitian dan penulisan karya ilmiah di masa yang akan datang.

Penulis yakin, Allah SWT akan memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu penulis. Semoga tesis ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua untuk pengembangan ilmu pengetahuan.

Yogyakarta, Agustus 2018

MOBIN

## ABSTRAK

Transportasi minyak dan gas bumi yang paling efektif dan efisien dari lapangan produksi ke tempat tujuan adalah menggunakan pipa penyalur. Namun pipa penyalur juga selalu menimbulkan risiko bagi manusia, lingkungan dan kepentingan bisnis. Pada penelitian ini dilakukan penilaian tingkat risiko pipa penyalur PT. X dan penentuan perencanaan pemeriksaan dan pemeliharaan dengan skala prioritas berdasarkan rangking penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur agar dapat hemat biaya.

Berdasarkan hasil analisa data secara kualitatif menggunakan metode *Analytical Network Process (ANP)*, faktor penyebab kegagalan pipa penyalur yang terbesar adalah *Corrosion* dengan kontribusi 44,64% dan subfaktor *Atmospheric Corrosion* yang merupakan bagian dari faktor *Corrosion* menjadi peringkat pertama penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dengan kontribusi 16,12%. Faktor *Safety* menjadi konsekuensi terbesar terhadap dampak terjadinya kegagalan pipa penyalur dengan nilai 51,54%. Selanjutnya dengan menerapkan konsep *Risk Based Inspection (RBI)*, dilakukan perkalian nilai *Probability of Failure (PoF)* sebesar 1,2023 dan *Consequence of Failure (CoF)* sebesar 4,3171 menghasilkan nilai tingkat risiko 4 pada matriks risiko ordo 6 x 6. Nilai ini termasuk dalam kategori risiko tinggi. Faktor *Corrosion* dan subfaktor *Atmospheric Corrosion* harus mendapatkan perhatian khusus dalam program pemeriksaan dan pemeliharaan untuk menurunkan tingkat risiko pipa penyalur.

**Kata Kunci:** *Analytical Network Process, Risk Based Inspection, Probabilitas of Failure, Consequence of Failure*



## ABSTRACT

The most effective and efficient oil and gas transportation from the production field to the destination is to use a pipeline. However, a pipeline also always causes a risk to humans, the environment and business interests. In this research, the risk level of pipeline PT. X and the determination of inspection and maintenance planning by priority scale based on the cause of the failure of the pipeline to be cost-effective.

Based on the results of qualitative data analysis using *Analytical Network Process (ANP)* method, the biggest contributing factor of pipeline failure was *Corrosion* with contribution of 44.64% and subfactor *Atmospheric Corrosion* which is component of *Corrosion* factor get the first ranking cause of failure the pipeline with contribution 16,12 %. *Safety* factor get the biggest consequence of the pipelines failure impact with the value of 51.54%. Furthermore, by applying the concept *Risk Based Inspection (RBI)*, a multiplication of *Probability of Failure (PoF)* of 1.2028 and *Consequence of Failure (CoF)* of 4.3171 resulted in a risk level 4 on the risk matrix. This value belongs to the high-risk category. Corrosion factor and subfactor Atmospheric Corrosion should be receive special attention in the inspection and maintenance program to reduce the risk level of the pipeline.

**Keywords:** *Analytical Network Process, Risk Based Inspection, Probability of Failure, Consequence of Failure*

## DAFTAR ISI

Halaman Judul .....	I
Halaman Prasyarat Gelar Magister .....	ii
Halaman Persetujuan Pembimbing Tesis .....	iii
Halaman Penetapan Panitia Penguji Tesis .....	iv
KATA PENGANTAR .....	v
ABSTRAK .....	viii
ABSTRACT .....	ix
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR TABEL .....	xiv
DAFTAR GAMBAR .....	xvii
DAFTAR GRAFIK .....	xix
DAFTAR LAMPIRAN .....	xx
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 RUMUSAN MASALAH .....	4
1.3 TUJUAN PENELITIAN .....	5
1.4 BATASAN MASALAH .....	6
1.5 MANFAAT PENELITIAN .....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	8
2.1 PIPA PENYALUR .....	8

2.2 RISIKO .....	10
2.3 MANAJEMEN RISIKO .....	11
2.3.1 Komunikasi dan Konsultasi (Comunicate and Consult) ...	13
2.3.2 Penetapan Konteks (Establish the Contex) .....	13
2.3.3 Penilaian Risiko (Risk Assessment) .....	13
2.3.4 Penanganan Risiko (Threat Risks) .....	15
2.3.5 Pemantauan dan Peninjauan Ulang (Monitor and Review)	16
2.4 MODEL PENILAIAN RISIKO .....	16
2.4.1 Probabilitas/Kemungkinan Terjadinya Kegagalan (Likelihood) .....	22
2.4.1.1 Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga (Third Party Damage Index) .....	23
2.4.1.2 Indeks Korosi (Corrosion Index) .....	26
2.4.1.3 Indeks Disain (Design Index) .....	37
2.4.1.4 Indeks Kesalahan Operasi (Incorrect Operation Index) .....	41
2.4.2 Konsekuensi Kegagalan (Consequency) .....	43
2.4.2.1 Keselamatan (Safety).....	44
2.4.2.2 Kesehatan (Healthy) .....	44
2.4.2.3 Lingkungan (Environment) .....	45
2.4.2.4 Asset .....	45
2.5 RISK BASED INSPECTION .....	46
2.6 ANALYTICAL NETWORK PROCESS .....	49

2.6.1 Prinsip Dasar Analytical Network Process (ANP) .....	49
2.6.2 Supermatrix .....	52
2.6.2.1 Unweighted Supermatrix .....	54
2.6.2.2 Weighted Supermatrix .....	55
2.6.2.3 Limit Supermatrix .....	56
2.6.3 Prioritas dan Sintesis .....	57
2.6.4 Tahapan Menggunakan Metode ANP .....	58
<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	<b>63</b>
3.1 DIAGRAM ALIR PENELITIAN .....	63
3.2 OBYEK DAN SUBYEK PENELITIAN .....	65
3.3 RUANG LINGKUP PENELITIAN .....	65
3.4 POPULASI DAN SAMPEL .....	66
3.5 VARIABEL DAN DEFINISI OPERASIONAL .....	66
3.6 INSTRUMEN PENELITIAN .....	70
3.7 PENGUMPULAN DATA .....	70
3.8 PENGOLAHAN DATA .....	71
<b>BAB IV ANALISA DATA .....</b>	<b>73</b>
4.1 PENGUMPULAN DATA .....	73
4.1.1 Data Spesifikasi Pipa Penyalur .....	73
4.1.2 Kondisi Pipa Penyalur .....	74
4.1.3 Penentuan Hubungan Antar Subfaktor .....	78
4.1.4 Perbandingan Berpasangan Antar Faktor dan Subfaktor ...	80
4.2 PENGUJIAN DATA .....	81

4.2.1 Uji Validitas .....	81
4.2.2 Uji Reliabilitas .....	87
4.3 PENGOLAHAN DATA .....	89
4.3.1 Perhitungan Nilai Bobot Faktor dan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	90
4.3.2 Perhitungan Nilai Bobot Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	94
4.3.3 Penilaian Tingkat Risiko Menggunakan Matriks Risiko....	97
<b>BAB V PEMBAHASAN .....</b>	<b>100</b>
5.1 DESKRIPSI PIPA PENYALUR .....	100
5.2 PENILAIAN RISIKO .....	102
5.2.1 Identifikasi Risiko .....	102
5.2.2 Analisa Risiko .....	103
5.2.3 Evaluasi Risiko .....	105
5.3 STRATEGI PEMERIKSAAN DAN PEMELIHARAAN .....	106
<b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>116</b>
6.1 KESIMPULAN .....	116
6.2 SARAN .....	118
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>120</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Unweighted Supermatrix</i> .....	55
Tabel 2.2 <i>Cluster Matrix</i> .....	55
Tabel 2.3 <i>Weighted Supermatrix</i> .....	56
Tabel 2.4 Matriks Perbandingan Berpasangan .....	58
Tabel 2.5 Skala Saaty 1 - 9 .....	59
Tabel 2.6 Nilai Random Indeks .....	61
Tabel 4.1 Spesifikasi Pipa Penyalur .....	74
Tabel 4.2 Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan .....	76
Tabel 4.3 Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan .....	77
Tabel 4.4 Hubungan <i>Inner-Outer Dependence</i> Antar Subfaktor .....	79
Tabel 4.5 Hasil Uji Validitas Faktor TCDI Skala Saaty .....	83
Tabel 4.6 Hasil Uji Validitas <i>Inner – Outer Dependence</i> Antar Subfaktor pada Faktor TPDI Skala Saaty .....	84
Tabel 4.7 Hasil Uji Validitas <i>Inner – Outer Dependence</i> Antar Subfaktor pada Faktor CI Skala Saaty .....	84
Tabel 4.8 Hasil Uji Validitas <i>Inner – Outer Dependence</i> Antar Subfaktor pada Faktor DI Skala Saaty .....	85
Tabel 4.9 Hasil Uji Validitas <i>Inner – Outer Dependence</i> Antar Subfaktor	

pada Faktor IOI Skala Saaty.....	85
Tabel 4.10 Hasil Uji Validitas Subfaktor Pada Faktor TPDI Skala Linkert	86
Tabel 4.11 Hasil Uji Validitas Hubungan Antar Faktor SHEA Skala Saaty	86
Tabel 4.12 Hasil uji validitas faktor SHEA Skala Linkert .....	86
Tabel 4.13 Hasil Uji Reliabilitas Faktor TCDI Skala Saaty.....	88
Tabel 4.14 Hasil Uji Reliabilitas <i>Inner – Outer Dependence</i> pada Faktor TPDI Skala Saaty .....	88
Tabel 4.15 Hasil Uji Reliabilitas <i>Inner – Outer Dependence</i> pada Faktor CI Skala Saaty .....	88
Tabel 4.16 Hasil Uji Reliabilitas <i>Inner – Outer Dependence</i> pada Faktor DI Skala Saaty .....	88
Tabel 4.17 Hasil Uji Reliabilitas <i>Inner – Outer Dependence</i> pada Faktor IOI Skala Saaty .....	88
Tabel 4.18 Hasil uji reliabilitas Hubungan Antar Faktor SHEA Skala Saaty	89
Tabel 4.19 Hasil Uji Reliabilitas Subfaktor Pada Faktor TCDI Skala Linkert .....	89
Tabel 4.20 Hasil Uji Reliabilitas Faktor SHEA Skala Linkert .....	89
Tabel 4.21 Matriks Perbandingan Berpasangan Antar Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	90
Tabel 4.22 Matriks Perbandingan Berpasangan Pada Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	94
Tabel 4.23 Nilai <i>Probabilitas of Failure (PoF)</i> .....	98
Tabel 4.24 Nilai <i>Consequency of Failure (CoF)</i> .....	98

Tabel 5.1. Identifikasi Risiko Pipa Penyalur .....	102
Tabel 5.2 Metode Penanganan Penyebab Korosi oleh Zat Pengotor .....	110
Tabel 6.1 Rekomendasi Hasil Analisa Risiko Pipa Penyalur .....	117



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Pipa Penyalur ( <i>Pipeline</i> ) .....	8
Gambar 2.2 Proses Manajemen Risiko .....	12
Gambar 2.3 Model Penilaian Risiko Pipa Penyalur .....	22
Gambar 2.4 Minimum Depth Of Cover .....	23
Gambar 2.5 Kondisi ROW .....	25
Gambar 2.6 Korosi Atmospheric pada Pipa Penyalur .....	28
Gambar 2.7 Korosi Celah ( <i>Crevice Corrosion</i> ) .....	29
Gambar 2.8 Tipe Korosi pada Pipa Penyalur .....	31
Gambar 2.9 Blok Diagram Risk Based Inspection Program .....	47
Gambar 2.10 Matriks Risiko .....	48
Gambar 2.11 Struktur Kerangka Model Hierarki .....	50
Gambar 2.12 Struktur Kerangka Model Jaringan dan <i>Feedback</i> .....	51
Gambar 2.13 Hubungan Ketergantungan Dalam Sebuah Jaringan .....	53
Gambar 2.14 Jaringan Supermatrix .....	53
Gambar 2.15 Komponen Supermatrix .....	54
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian .....	63
Gambar 3.2 Blok Diagram Kerangka Penelitian .....	67
Gambar 4.1 Struktur Jaringan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Penyebab Pipa Penyalur .....	78
Gambar 4.2 Diagram Network ANP Faktor Penyebab Terjadinya	



## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Diagram Persebaran Data Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	75
Grafik 4.2 Diagram Persebaran Data Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	75
Grafik 4.3 Nilai Bobot Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	93
Grafik 4.4 Nilai Bobot Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	94
Grafik 4.5 Nilai Bobot Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	97

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1: Daftar Expert Judgment .....	124
Lampiran 2: Lembar Kuesioner .....	126
Lampiran 3: Rekapitulasi Hasil Kuesioner Kondisi Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	149
Lampiran 4: Rekapitulasi Hasil Kuesioner Kondisi Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	150
Lampiran 5: Rekapitulasi Hasil Kuesioner Hubungan Antar Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur .....	151
Lampiran 6: Matriks Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner Faktor dan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty .....	153
Lampiran 7: Matrik Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner Faktor Konekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty .....	154
Lampiran 8: Matriks Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty .....	158
Lampiran 9: Tabel Nilai r Uji Validitas .....	159
Lampiran 10: Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk Faktor Penyebab Kegagalan Pipa Penyalur .....	

Lampiran 11: Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk	160
Subfaktor Penyebab Kegagalan Pipa Penyalur .....	
Lampiran 12: Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk	161
Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa	
Penyalur .....	
Lampiran 13: Integrated Risk Prioritization Matrix .....	162
Lampiran 14: Definisi Nilai Integrated Risk Prioritization Matrix .....	163
	164

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 LATAR BELAKANG**

Minyak dan gas bumi merupakan energi fosil yang dibutuhkan oleh masyarakat di seluruh dunia. Kebutuhan minyak dan gas bumi terus meningkat seiring dengan bertambahnya jumlah penduduk dan meningkatnya pertumbuhan di sektor industri. Di Indonesia industri minyak dan gas bumi masih menjadi andalan utama bagi perekonomian Indonesia, sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri.

Dalam Industri minyak dan gas bumi, pipa penyalur telah terbukti menjadi sarana yang paling ekonomis untuk mengangkut minyak mentah, gas alam, dan produk minyak lainnya dari satu titik ke titik lain dibandingkan dengan transportasi kereta api dan truk tangki atau kapal tanker. Namun seperti halnya asset rekayasa lainnya, pipa penyalur juga dapat mengalami degradasi dan kegagalan. Ketika terjadi kebocoran atau pecah, pipa penyalur bisa berakibat fatal dan sangat berbahaya karena dapat menimbulkan kebakaran atau ledakan dan pencemaran lingkungan.

Di sisi lain, industri minyak dan gas bumi khususnya di Indonesia yang dibangun pada era tahun 1970 dan 1980 an, fasilitas pipa penyalur sudah memasuki masa penuaan dan sudah beroperasi melewati umur disainnya. Keterlibatan pemerintah dalam pengawasan keselamatan kerja di bidang minyak dan gas bumi tertuang dalam Peraturan Menteri Pertambangan dan Energi No.

06/0746M.PE/1991 dan Keputusan Dirjen MIGAS No. 84.K/38/DJM/1998. Di dalam peraturan pemerintah tersebut, pemeriksaan suatu peralatan di lingkungan industri minyak dan gas bumi berdasarkan interval waktu (*time based*). Untuk pipa penyalur minyak dan gas bumi interval waktu pemeriksaannya adalah setiap 3 tahun dan apabila memenuhi kelayakan akan diterbitkan Sertifikat Kelayakan Penggunaan Peralatan (SKPP)

Dalam kurun waktu lima belas tahun terakhir banyak terjadi kegagalan atau kecelakaan di industri minyak dan gas bumi terkait dengan masalah *integrity* pipa penyalur seperti ledakan dan kebakaran di fasilitas industri minyak dan gas bumi. Beberapa kejadian pencemaran dan kebakaran akibat kebocoran pipa penyalur telah terjadi di beberapa wilayah di Indonesia sebagai berikut: kebocoran pipa penyalur minyak mentah (*crude oil*) di wilayah JOB PETROCHINA Tuban pada akhir Agustus 2015, kebocoran pipa penyalur minyak mentah (*crude oil*) di wilayah PERTAMINA Muara Enim Sumatera Selatan pada Desember 2016, kebocoran pipa penyalur minyak mentah (*crude oil*) di wilayah Chevron Pacific Indonesia Pekanbaru pada pertengahan January 2016, kebakaran akibat kebocoran pipa penyalur gas di wilayah PT Lapindo Berantas Sidoarjo pada awal Maret 2016, kebakaran dan pencemaran lingkungan akibat patahnya pipa penyalur minyak mentah bawah laut milik PT PERTAMINA RU V Balikpapan April 2018 dan masih banyak lagi.

Berbagai kejadian kecelakaan di industri minyak dan gas bumi seperti beberapa contoh kejadian diatas, memberikan indikasi kuat bahwa mengelola fasilitas dan peralatan berbasis interval waktu (*time based*) kurang efektif. Peralatan yang

mempunyai tingkat risiko tinggi, interval waktu pemeriksaan seharusnya lebih singkat dan peralatan dengan tingkat risiko rendah, mempunyai interval waktu pemeriksaan yang lama. Oleh karena itu strategi pemeriksaan dan pemeliharaan sudah saatnya berubah dari konsep berdasarkan interval waktu (*time based*) ke konsep pemeriksaan berdasarkan risiko (*risk based*). Konsep *risk based* ini secara bersamaan mempertimbangkan peluang terjadinya kegagalan peralatan dengan konsekuensinya terhadap terjadinya kegagalan yang berkaitan dengan keselamatan manusia, lingkungan maupun kepentingan bisnis dan asset.

Di beberapa negara maju seperti Amerika dan Inggris, *Risk Based Inspection (RBI)* merupakan metode yang paling baik dan biasa digunakan dalam pemeriksaan dan pemeliharaan pada industri minyak dan gas bumi serta industri petrokimia. Melalui metode *Risk Based Inspection (RBI)* frekuensi dan interval waktu pemeriksaan bisa ditentukan secara efektif dan efisien sehingga dapat mengurangi biaya pemeriksaan.

Perusahaan PT X tempat penulis melakukan penelitian merupakan salah satu perusahaan kontraktor di bawah kendali Satuan Kerja Khusus Minyak dan Gas Bumi (SKK MIGAS) yang melakukan kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi di Kalimantan Timur. Perusahaan ini mempunyai banyak pipa penyalur untuk transportasi minyak dan gas bumi yang terbentang dari laut sampai menuju ke tempat pemrosesan di darat. Seiring dengan bertambahnya umur disain, pipa penyalur kemungkinan mempunyai tingkat risiko yang sangat tinggi. Oleh karena itu perlu dilakukan analisa risiko untuk mengetahui tingkat risiko yang sebenarnya dan menurunkannya dengan strategi pemeriksaan dan pemeliharaan yang efektif



dan efisien.

Shafiq Nasir dan Silvianita (2010) dalam penelitiannya, menyusun rangking faktor penyebab kebocoran pipa penyalur menggunakan metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)* untuk menentukan prioritas pemeriksaan dan pemeliharaan pipa penyalur. Dawotola Van Gelder dan Vrijling (2011) juga menggunakan metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)* untuk menentukan faktor utama penyebab kegagalan pipa penyalur. Dari kedua penelitian yang pernah dilakukan tersebut dapat disimpulkan bahwa metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)* dapat digunakan untuk menentukan bobot faktor penyebab kebocoran pipa penyalur.

Pada tahun 2002 Thomas L. Saaty mengembangkan dan menyempurnakan teorinya metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)* menjadi metode *Analytical Network Process (ANP)*. Metode *Analytical Network Process (ANP)* dapat mempresentasikan tingkat kepentingan dengan mempertimbangkan hubungan saling ketergantungan antar faktor dan antar subfaktor yang ada. Dipilih metode *Analytical Network Process (ANP)* sebagai metode pembobotan faktor penyebab risiko kebocoran pipa penyalur, karena mempertimbangkan hubungan saling ketergantungan antar subfaktor dalam satu faktor (*inner dependence*) maupun antar subfaktor dalam beberapa faktor lain (*outer dependence*) penyebab kegagalan pipa penyalur, sehingga diharapkan diperoleh proses pembobotan yang lebih akurat.

## **1.2 RUMUSAN MASALAH**

Perusahaan PT X menggunakan pipa penyalur sebagai sarana transportasi

minyak mentah, yang terbentang dari lapangan produksi di laut (*offshore*) sampai ke tempat proses pemurnian di darat (*onshore*) sejauh 30 km. Pipa penyalur sudah beroperasi selama 44 tahun dan melebihi umur desain 25 tahun. Semakin tua umur suatu peralatan semakin besar biaya yang akan dikeluarkan untuk biaya pemeriksaan dan pemeliharaan agar tetap terjaga kehandalan peralatan tersebut. Lingkungan di sekitar jalur pipa penyalur sudah mengalami perubahan dan mengalami penambahan penduduk dengan aktivitas penduduk lebih padat. Apabila terjadi kegagalan pada pipa penyalur dapat mengakibatkan terjadinya kebakaran dan pencemaran lingkungan. Dengan kondisi tersebut pipa penyalur kemungkinan mempunyai tingkat risiko yang tinggi. Oleh karena itu perlu dilakukan upaya untuk mencegah terjadinya kegagalan pipa penyalur secara efektif dan efisien, namun tetap memperhatikan kualitas dan keselamatan kerja melalui tahapan sebagai berikut:

1. Bagaimana cara mengetahui faktor utama yang menyebabkan terjadinya kebocoran pipa penyalur.
2. Bagaimana cara menentukan tingkat risiko membuat rangking faktor penyebab kebocoran pipa penyalur untuk kondisi saat ini.
3. Bagaimana cara membuat mitigasi yang tepat sebelum agar tidak terjadi kegagalan pipa penyalur.

### **1.3 TUJUAN PENELITIAN**

Tujuan dari penelitian adalah untuk mengetahui tingkat risiko yang sebenarnya yang kemungkinan terjadi pada pipa penyalur dan membuat mitigasi untuk

menurunkan tingkat risiko yang terjadi pada pipa penyalur milik PT X. dengan cara:

1. Melakukan identifikasi faktor utama penyebab terjadinya kebocoran pipa penyalur.
2. Membuat rangking faktor penyebab kebocoran pipa penyalur dengan mengaplikasikan metode *Anlyticak Network Process (ANP)* melalui perhitungan nilai bobot tiap factor dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dan menentukan tingkat risiko dengan menggunakan pendekatan konsep *Risk Based Inspection (RBI)* melalui matriks risiko.
3. Membuat strategi pemeriksaan dan pemeliharaan pipa penyalur yang tepat dan terarah berdasarkan hasil analisa risiko sehingga dapat menaikkan tingkat kehandalan pipa penyalur.

#### **1.4 BATASAN MASALAH.**

Pada penelitian di perusahaan PT X ini, yang menjadi obyek penelitian adalah pipa penyalur dengan ukuran diameter pipa 12 inchi yang menyalurkan minyak mentah pada segmen yang terbentang dari garis pantai sampai menuju tempat proses pemurnian (*onshore pipeline*) sepanjang 5 km.

Penilaian tingkat risiko pipa penyalur pada penelitian ini menggunakan metode pendekatan kualitatif yang menggabungkan antara metode *Analytical Network Process (ANP)* dengan metode *Risk Based Inspection (RBI)*, kemudian ditentukan nilai tingkat risiko melalui matriks risiko, sehingga diperoleh *Risk Ranking*. Selanjutnya ditentukan mitigasi yang sesuai dan tepat sebagai bahan rekomendasi

ke perusahaan.

### **1.5 MANFAAT PENELITIAN**

Dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat berupa:

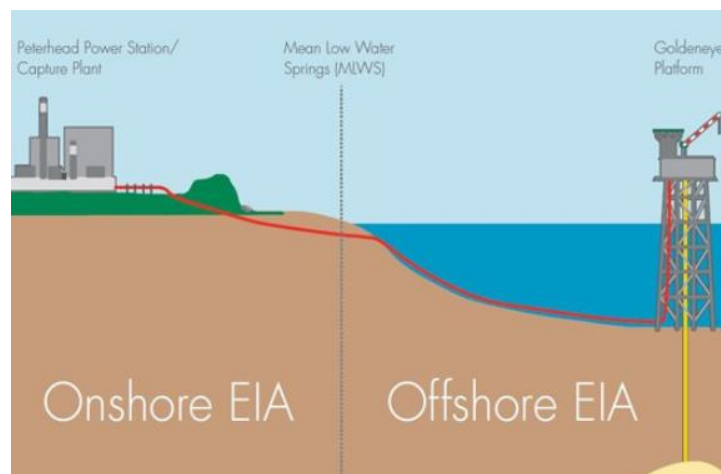
1. Rekomendasi strategi pemeriksaan dan pemeliharaan pipa penyalur yang tepat dan terarah kepada perusahaan berdasarkan nilai tingkat risiko, sehingga dapat meningkatkan kehandalan pipa penyalur dapat menurunkan risiko terhadap keselamatan dan kesehatan manusia, pencemaran lingkungan dan berkurangnya aset perusahaan.
2. Penghematan biaya yang berkaitan dengan biaya pemeriksaan dan pemeliharaan dan tetap memperhatikan kualitas dan keselamatan kerja.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 PIPA PENYALUR

Pipa penyalur (*pipeline*) adalah bentangan jalur pipa yang terdiri dari batangan batangan pipa yang disambung dan berfungsi untuk mengalirkan fluida (cair maupun gas) dari satu lokasi ke lokasi lain. Ditinjau dari letak geografisnya, ada pipa penyalur di darat (*onshore pipeline*) dan pipa penyalur di laut (*offshore pipeline* atau *submarine pipeline*) seperti ditunjukkan pada gambar 2.1.



Gambar 2.1 Pipa Penyalur (*Pipeline*)

Pipa penyalur pada umumnya dirancang menggunakan standard ASME B 31.4, ASME B 31.8 atau DNV OS F101. Selain itu juga diatur dalam Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 300K/38/MPe/1997 tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak Dan Gas Bumi sebagai bentuk keterlibatan pemerintah dalam usaha pengawasan keselamatan kerja pipa penyalur. Dalam menentukan disain pipa penyalur harus:

1. Mampu menahan tekanan dari dalam pipa penyalur

Untuk mengalirkan fluida dari satu titik ke titik lainnya diperlukan adanya perbedaan tekanan, sehingga pipa penyalur harus mampu menahan beban akibat tekanan supaya tidak terjadi kebocoran.

2. Mampu menahan gaya gesek akibat aliran fluida.

Aliran fluida di dalam pipa penyalur akan menimbulkan gaya gesek terhadap dinding pipa akibat adanya viskositas dari fluida dan kecepatan alirannya. Semakin besar viskositas fluida tersebut semakin besar gaya gesek yang terjadi, sehingga pipa penyalur harus mampu menahan gaya gesek yang ditimbulkan oleh fluida tersebut.

3. Mampu mengatasi momen akibat gaya berat pipa penyalur dan gaya gaya lain dari luar. Berat pipa penyalur beserta fluida di dalamnya harus mampu ditahan oleh tumpuhan pipa penyalur. Semakin panjang jarak tumpuhannya maka semakin berat momen yang dihasilkan sehingga memerlukan kekuatan tumpuhan dan sambungan yang kuat agar tidak terjadi *fatigue*.

4. Mampu mengatasi beban *fatigue*.

Peralatan rotating seperti pompa dan generator yang selalu berputar mengakibatkan beban *fatigue* terhadap pipa penyalur yang terhubung dengan peralatan rotating, sehingga pipa penyalur didisain harus mampu mempunyai kekuatan dan menahan beban *fatigue*.

5. Mampu mengatasi beban *thermal*.

Fluida di dalam pipa penyalur beroperasi pada temperatur yang berbeda tergantung pada proses yang dilakukan. Perbedaan temperatur yang tinggi

mengakibatkan material pipa mengalami ekspansi. Oleh Karena itu pipa penyalur harus mampu menahan beban *thermal* akibat ekspansi dari fluida.

Inspeksi terhadap pipa penyalur diperlukan untuk memastikan bahwa pipa penyalur layak dan aman untuk dioperasikan. Dengan melakukan program inspeksi berkala yang baik dan terencana akan dapat menurunkan tingkat risiko. Kemungkinan terjadinya kegagalan akan diketahui dan ditangani lebih awal. Ketentuan tentang tata cara pemeriksaan (*inspection*) pipa penyalur diatur dalam standard internasional dan peraturan pemerintah.

## **2.2 RISIKO**

Risiko berhubungan dengan ketidakpastian. Hal ini terjadi karena kurang atau tidak tersedianya cukup informasi tentang apa yang akan terjadi. Sesuatu yang tidak pasti (*uncertain*) dapat berakibat menguntungkan atau merugikan. Ketidakpastian yang menimbulkan kemungkinan menguntungkan dikenal dengan istilah peluang (*opportunity*), sedangkan ketidakpastian yang menimbulkan akibat yang merugikan dikenal dengan istilah risiko (*risk*)

Risiko juga sering didefinisikan sebagai probabilitas/kemungkinan dari suatu peristiwa yang menyebabkan kerugian dan besarnya potensi kerugian yang terjadi. Risiko sering dinyatakan dalam jumlah terukur seperti frekuensi kematian, cedera atau kerugian secara ekonomi. Ada tiga komponen utama dalam risiko yaitu:

1. Peristiwa (*event*).
2. Kemungkinan dari peristiwa (*probability of occurrence/likelihood*).
3. Dampak dari peristiwa/konsekuensi (*impact/consequence*).

Secara matematis risiko dapat dinyatakan sebagai hubungan:

$$\text{Risiko} = (\text{Kemungkinan}) \times (\text{Konsekuensi}) \quad (2.1)$$

Terlihat dari persamaan di atas risiko akan meningkat ketika kemungkinan kegagalan mempunyai nilai tinggi atau ketika besarnya potensi kerugian (konsekuensi) besar.

Berdasarkan konsekuensinya, risiko dikelompokkan atas tiga tingkatan:

1. Risiko tingkat rendah (*low risk*).

Dampak yang terjadi kecil dan tidak mempengaruhi dari tujuan kegiatan.

2. Risiko tingkat sedang (*moderate risk*).

Konsekuensi mulai terasa dan dapat mempengaruhi tujuan kegiatan walaupun kurang signifikan.

3. Risiko tingkat tinggi (*high risk*).

Konsekuensi sangat besar dan mempunyai pengaruh yang signifikan terhadap tujuan kegiatan.

Untuk mengendalikan tingkat risiko agar tidak meningkat dan meminimalkan kerugian yang mungkin terjadi, maka diperlukan suatu pengelolaan risiko melalui “Manajemen Risiko”.

### **2.3 MANAJEMEN RISIKO**

Manajemen risiko adalah suatu proses pengelolaan yang komprehensif untuk mengidentifikasi, menganalisa, mengevaluasi dan mengendalikan risiko yang ada di dalam suatu kegiatan. Manfaat penerapan manajemen risiko pada suatu kegiatan adalah:

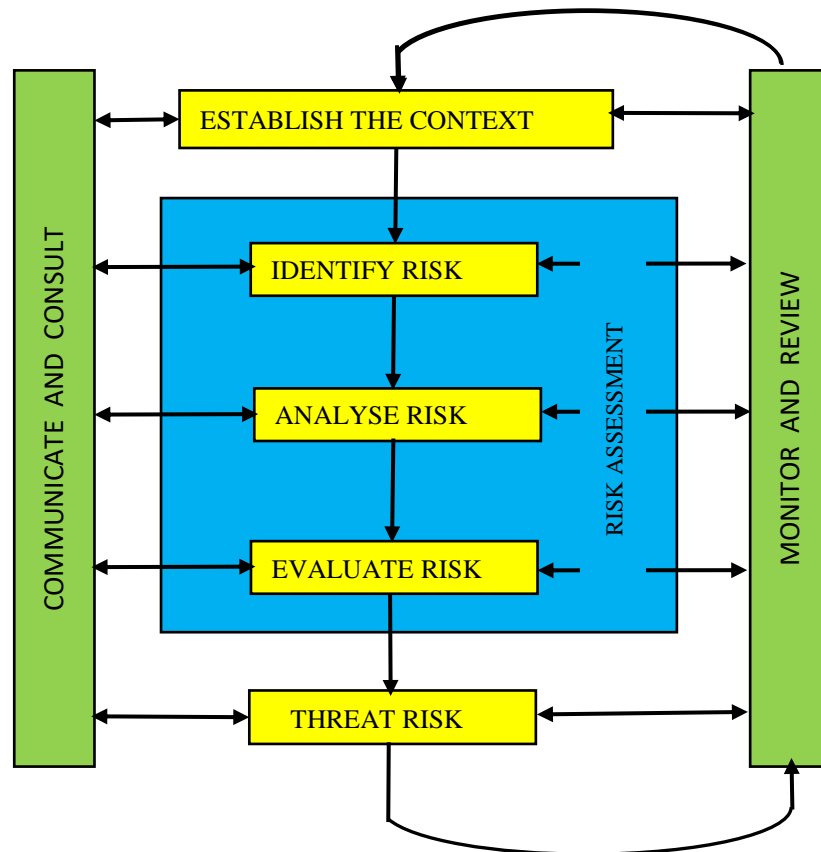
1. Dapat dilakukan perencanaan strategi yang lebih efektif dan efisien dengan fokus



pada penyebab risiko yang terbesar.

2. Dapat meminimalkan potensi kerusakan yang akan terjadi sehingga dapat meminimalkan kerugian akibat biaya yang tak terduga karena adanya proses pencegahan dini.
3. Dapat memberikan hasil yang lebih baik dalam kaitannya dengan efektifitas dan efisiensi dalam penggunaan sumber daya yang lebih baik.

Berdasarkan Australia/New Zealand Standard AS/NZS 4360:2004 tentang manajemen risiko terdiri dari elemen utama seperti ditunjukkan pada gambar 2.2 di bawah ini.



Gambar 2.2 Proses Manajemen Risiko  
(Sumber: AS/NZS 4360, 2004)

### **2.3.1 Komunikasi dan Konsultasi (*Communicate and Consult*)**

Komunikasi adalah suatu proses interaktif dari pertukaran informasi dan pendapat. Pada tahap awal proses ini, penting untuk melakukan komunikasi dan konsultasi dengan pemangku kepentingan (*stakeholders*) secara internal maupun eksternal terkait dengan setiap langkah proses manajemen risiko.

### **2.3.2 Penetapan Konteks (*Establish the Context*)**

Menetapkan konteks baik secara internal maupun eksternal untuk menentukan parameter dasar dalam pengelolaan risiko dan menetapkan ruang lingkup untuk keseluruhan proses manajemen risiko dan mengembangkannya di dalam suatu kerangka kerja untuk analisa lebih lanjut.

### **2.3.3 Penilaian Risiko (*Risk Assessment*)**

Penilaian risiko adalah pemeriksaan secara hati hati dan teliti tentang apa yang dapat menyebabkan terjadinya kegagalan serta menyebabkan gangguan kegiatan operasi sehingga dapat dinilai apakah pencegahan yang ada sudah tepat atau harus ditingkatkan. Penilaian risiko terdiri dari tiga komponen pokok, yaitu:

a. Identifikasi risiko (*Identify risks*).

Identifikasi risiko adalah proses untuk menemukan suatu elemen risiko yang mencakup sumber bahaya, dimana, kapan, mengapa sesuatu dapat terjadi dan bagaimana cara mencegah dan menurunkannya. Identifikasi dilakukan secara komprehensif dengan menggunakan proses yang sistematis dan terstruktur.

b. Analisa risiko (*Analyse risks*).

Analisa risiko pada prinsipnya adalah menghitung kemungkinan yang akan terjadi,

selanjutnya menghitung tingkat risiko yang terjadi. Analisa risiko ini bergantung pada informasi risiko dan data yang tersedia untuk memberikan masukan pada keputusan mengenai apakah risiko perlu ditangani atau diabaikan. Metode analisa risiko yang digunakan dapat bersifat kualitatif, semi kuantitatif, kuantitatif ataupun kombinasi dari ketiganya. Pemilihan metode yang akan digunakan tergantung pada kebutuhan, sifat operasi dan peralatan yang digunakan sesuai dengan kajian yang diinginkan.

#### 1. Metode kualitatif

Metode kualitatif menggunakan bentuk kata atau skala deskriptif untuk menjelaskan besarnya potensi risiko yang akan terjadi. Metode kualitatif dipergunakan sebagai kegiatan penyaringan awal untuk mengidentifikasi risiko yang memerlukan analisa lebih terperinci.

#### 2. Metode kuantitatif

Metode kuantitatif adalah suatu cara menganalisa berdasarkan perhitungan yang kompleks. Analisa dengan metode kuantitatif menggunakan nilai numerik. Konsekuensi dapat dihitung dengan menggunakan hasil dari kumpulan kejadian atau dengan memperkirakan kemungkinan dari studi eksperimen atau dari data sekunder. Kemungkinan biasanya dihitung bersama sama dengan konsekuensi. Kedua variabel ini kemudian digabungkan untuk menetapkan tingkat risiko yang akan terjadi.

#### 3. Metode semi kuantitatif

Pada metode semi kuantitatif ini, skala kualitatif yang telah disebutkan di atas diberi nilai. Setiap nilai yang diberikan haruslah menggambarkan derajat

kemungkinan maupun konsekuensi dari risiko yang terjadi. Metode ini sedikit lebih detail dari metode kualitatif karena risiko dibagi dalam beberapa kategori. Misalnya suatu risiko mempunyai tingkat kemungkinan yang sangat mungkin terjadi, kemudian diberi nilai 100. Setelah itu dilihat tingkat konsekuensi yang dapat terjadi sangat parah dan diberi nilai 50. Maka tingkat risiko adalah  $100 \times 50 = 5000$ . Nilai tingkat risiko ini kemudian dikonfirmasi dengan tabel standar yang ada. Dalam metode semi kuantitatif ini angka yang ditetapkan untuk kemungkinan dan konsekuensi berdasarkan pertimbangan subyektif. Ketepatan perhitungan akan sangat bergantung kepada tingkat pengetahuan tim ahli dalam analisa tersebut terhadap proses terjadinya sebuah risiko. Oleh karena itu kegiatan analisa ini sebaiknya dilakukan oleh sebuah tim yang terdiri dari berbagai disiplin ilmu dan latar belakang.

c. Evaluasi risiko (*Evaluate risks*)

Tujuan dari evaluasi risiko adalah membuat keputusan berdasarkan hasil analisa risiko. Evaluasi risiko melibatkan perbandingan tingkat risiko yang ditemukan selama proses analisa dengan kriteria risiko yang ditetapkan sebelumnya. Evaluasi risiko juga harus mempertimbangkan keseimbangan antara potensi yang menguntungkan dan hasil yang merugikan.

#### **2.3.4 Penanganan Risiko (*Threat Risks*)**

Penanganan risiko dilakukan dengan cara mengembangkan dan menerapkan strategi, biaya yang efektif (*cost effective*) dan rencana tindakan (*action plans*) untuk meningkatkan potensi yang bermanfaat dan potensi penurunan biaya.

### **2.3.5 Pemantauan dan Peninjauan Ulang (*Monitor and Review*)**

Pemantauan dan peninjauan ulang diperlukan untuk memastikan keefektifan semua langkah proses manajemen risiko. Ini penting untuk perbaikan secara terus menerus. Pemantauan juga melibatkan pembelajaran dari proses manajemen risiko dengan meninjau ulang kejadian, rencana penanganan dan hasilnya.

## **2.4 MODEL PENILAIAN RISIKO**

Pipa penyalur (*pipeline*) minyak dan gas bumi pada umumnya mempunyai masalah yang berkaitan dengan disain, konstruksi, berisi fluida yang bersifat racun, dan mudah terbakar, mengalami kelelahan (*fatigue*) setelah beroperasi dalam waktu yang lama dan dapat mengalami kerusakan karena faktor lingkungan yang korosif. Jalur pipa penyalur (*pipeline*) minyak dan gas bumi kadang kala melewati pemukiman penduduk, perkebunan, hutan, jalan raya, pantai dan sebagainya mempunyai tingkat risiko tinggi terhadap manusia dan lingkungan, mengalami kegagalan dan memberikan konsekuensi. Oleh karena itu diperlukan suatu usaha manajemen risiko untuk menekan potensi bahaya yang mungkin terjadi dalam pengoperasian pipa penyalur minyak dan gas bumi.

Dalam upaya mengelola dan mengendalikan risiko, maka perlu pemahaman secara menyeluruh terhadap sistem peralatan yang dipasang. Untuk mendapatkan suatu standar penilaian risiko yang baik, perlu dikembangkan suatu “Model Penilaian Risiko”.

Model penilaian risiko adalah suatu pedoman atau panduan yang dapat dipakai sebagai acuan dalam melakukan pendekatan terhadap pelaksanaan manajemen risiko

pada suatu sistem peralatan. Faktor subyektifitas berperan dalam pembuatan model penilaian risiko, sehingga pendekatan yang dilakukan kadang kala menyimpang dari prosedur ilmiah yang lazim. Oleh karena analisa risiko merupakan kombinasi dari aspek logika, pengalaman dan data historis, maka perangkat model penilaian risiko harus mudah dimengerti, dan mudah untuk dilakukan modifikasi.

Menurut W. Kent Muhlbauer (2004), model penilaian risiko suatu peralatan dapat menggunakan metode sebagai berikut:

1. *Checklist.*

*Checklist* merupakan suatu metode untuk menganalisa menggunakan data tertulis yang terstruktur berdasarkan data sebelumnya. Metode ini bersifat kualitatif dan juga bisa bersifat semi kuantitatif. Biasanya dibuat dari identifikasi bahaya yang lain atau laporan dari kecelakaan sebelumnya atau masukan dari para ahli. Kelebihan metode ini, dapat dan muda digunakan oleh pengguna dan membantu pengguna untuk mengingat kembali data yang pernah digunakan sebelumnya. Sedangkan kekurangan metode ini adalah dapat menghambat perkembangan kreativitas pengguna, karena data yang dilihat terbatas pada data *checklist*, sehingga pengguna hanya mengidentifikasi data risiko yang ada pada *checklist* saja.

2. *What If Analyse.*

*What If* merupakan metode identifikasi bahaya awal untuk meninjau disain dengan menanyakan serangkaian pertanyaan awal, yaitu “*bagaimana jika*” (*What If*). Metode ini menggunakan penilaian secara kualitatif dengan melibatkan tim dari multi disiplin. *What If* merupakan teknik mengidentifikasi bahaya yang dianggap efisien bila dibanding dengan metode lain, karena dapat dihindarkan terjadinya

perdebatan mengenai kondisi area. Kelemahan metode *What If* adalah kurang terstruktur bila dibandingkan dengan metode lainnya. Dan bila dilakukan oleh orang yang kurang berpengalaman maka akan mengalami kesulitan dalam mengajukan pertanyaan.

### 3. *Safety Review*.

Setiap tahun atau tiap ada perubahan di area kerja harus dilakukan peninjauan kembali pedoman keselamatan di tempat kerja (*safety review*). Peninjauan tahunan dilakukan dengan pemeriksaan tempat kerja dan penelaan secara menyeluruh. Metode ini bersifat kualitatif.

### 4. *Preliminary Hazard Analyse (PHA)*.

Metode *Preliminary Hazard Analyse* merupakan metode awal yang digunakan sebagai alat bantu untuk menganalisa suatu risiko yang bersifat kualitatif. Kelebihan dari metode ini adalah dapat digunakan saat informasi dan data yang ada masih sedikit dan risiko yang akan dihadapi sudah dipertimbangkan sebelumnya. Sedangkan kekurangan dari metode ini adalah informasi yang diperoleh masih belum detail dan lengkap.

### 5. *HAZOP Study*.

*Hazard and Operability (HAZOP) Study* adalah teknik identifikasi bahaya yang sistematis dalam menganalisa risiko suatu system yang bersifat kualitatif. Dalam studi HAZOP ini dipelajari setiap tahapan proses untuk mengidentifikasi semua penyimpangan dari kondisi operasi yang normal dan menentukan perbaikan dari penyimpangan yang dapat menimbulkan kegagalan operasi.

Beberapa kelebihan studi HAZOP adalah:

- a. Mudah dipelajari.
- b. Memacu kreatifitas dan memberikan ide ide baru.
- c. Sistematis.
- d. Tidak hanya fokus pada keselamatan, namun juga mengidentifikasi bahaya, mencegah kecelakaan dan *operability*.

Sedangkan kelemahan penerapan metode studi HAZOP adalah:

- a. Sangat bergantung kepada kemampuan anggota tim.
- b. Memerlukan waktu yang panjang dan melelahkan.
- c. Perlu komitmen tim dan manajemen.

#### 6. *Failure Modes and Effect Analysis (FMEA)*.

*Failure Modes and Effect Analysis (FMEA)* atau Analisis Pola Kegagalan dan Akibat adalah suatu metode untuk mengidentifikasi risiko dengan menganalisa berbagai pertimbangan kesalahan dari peralatan yang digunakan dan mengevaluasi dampak dari kesalahan tersebut secara kualitatif. Hasil FMEA berupa rekomendasi untuk meningkatkan kehandalan tingkat keselamatan fasilitas dan peralatan. Kelemahan metode FMEA ini adalah tidak mempertimbangkan faktor kesalahan manusia. FMEA hanya mengidentifikasi kemungkinan penyimpangan yang dapat terjadi pada peralatan yang terlibat dalam proses produksi serta konsekuensi yang ditimbulkan.

#### 7. *Fault Tree Anaysis (FTA)*.

*Fault Tree Anaysis (FTA)* merupakan diagram logika yang digunakan untuk mengidentifikasi risiko yang berperan terhadap terjadinya kegagalan. FTA merupakan kerangka berpikir terbalik dimana evaluasi berawal dari insiden



kemudian dikaji penyebabnya. FTA nantinya akan menghasilkan penilaian kuantitatif dari kemungkinan kejadian yang tidak diinginkan. FTA dianggap sebagai metode paling efektif dalam menemukan inti permasalahan karena dapat menentukan bahwa kerugian yang ditimbulkan tidak berasal dari satu kegagalan.

#### 8. *Event Tree Analysis (ETA)*.

*Event Tree Analysis (ETA)* adalah teknik analisa untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi risiko dengan diawali oleh identifikasi pemicu kejadian dan proses dalam setiap tahapan yang menimbulkan terjadinya kecelakaan. ETA menggunakan struktur pohon logika visual yang dikenal dengan pohon kejadian atau *Event Tree (ET)*. Tujuan ETA adalah untuk menentukan apakah suatu kejadian akan berkembang menjadi sebuah kecelakaan serius atau dapat dikendalikan. ETA memberikan hasil secara kuantitatif yang dapat digunakan sebagai pengambil keputusan.

#### 9. *Cause and Consequence Analyse*.

*Cause and Consequence Analyse* adalah perpaduan antara *Fault Tree Analyse (FTA)* dan *Event Tree Analyse (ETA)* yang digunakan sebagai alat komunikasi untuk mengidentifikasi risiko yang berperan terhadap terjadinya kegagalan.

#### 10. *Human Error Analyse*.

Seringkali terjadinya kecelakaan diakibatkan oleh kesalahan manusia (*human error*). Pemahaman kesalahan manusia sesungguhnya sangatlah penting agar tidak hanya operator saja yang paling disalahkan dalam mengoperasikan peralatan ketika terjadi kegagalan. Operator memang yang paling mudah untuk disalahkan dalam sebuah terjadinya kecelakaan. Banyak faktor yang mungkin bisa dianalisa berkaitan

dengan kesalahan manusia, misalnya proses pelatihan seorang operator, pengecekan kesehatan sebelum operator melakukan tugas, perilaku seorang operator, beban pekerjaan seorang operator, dan sebagainya.

#### 11. *Relative Ranking*

*Relative Ranking* juga dikenal sebagai “*Relative Risk Ranking*” atau “*Risk Index*” atau “*Risk Matrix and Filtering*”. Tujuannya adalah untuk memberikan fokus yang lebih tajam pada risiko kritis di dalam suatu sistem. Metode ini dilakukan dengan cara memecahkan risiko secara keseluruhan menjadi komponen risiko dan mengevaluasi komponen tersebut dan bobot masing masing terhadap keseluruhan risiko.

Kelebihan metode *Relative Ranking* adalah sebagai berikut:

1. Dapat digunakan untuk risiko dengan tingkat kerumitan yang tinggi.
2. Dapat digunakan dengan berbagai metode evaluasi kuantitatif dan kualitatif.
3. Fleksibel untuk semua jenis risiko.

Kekurangan metode *Relative Ranking* adalah sebagai berikut:

1. Mungkin memerlukan usaha yang signifikan dalam menetapkan faktor risiko dan kriteria evaluasi dalam menurunkan risiko, tergantung pada kompleksitas masalah yang diteliti dan keahlian orang-orang yang terlibat.
2. Hasilnya mungkin sulit berkorelasi langsung dengan risiko yang sesungguhnya.

W. Kent Muhlbauer dalam bukunya *Pipeline Risk Management Manual* telah mengembangkan pemodelan manajemen risiko untuk pipa penyalur menggunakan metode penilaian risiko semi-kuantitatif dengan pendekatan *Relative Risk Ranking*. Hasil dari penilaian risiko model ini adalah daftar skor relatif dan

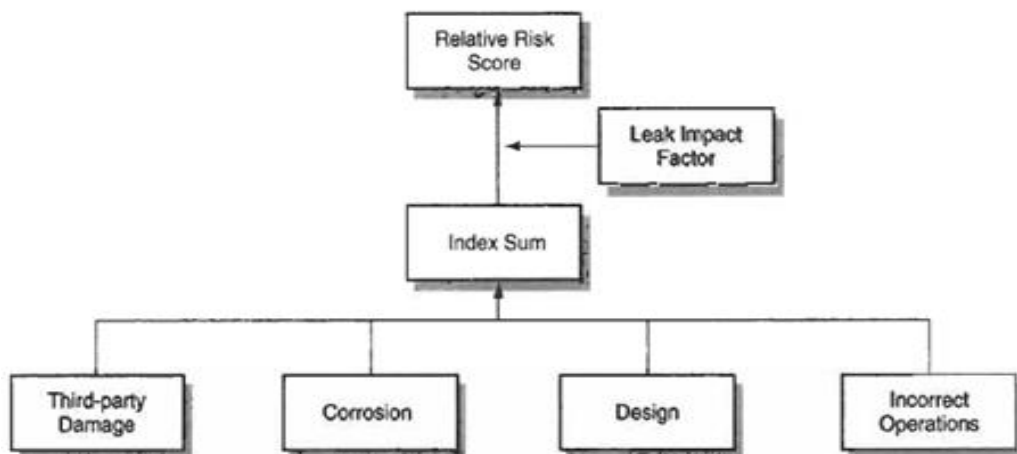
disajikan dalam bentuk angka numerik. Metode penilaian ini mempunyai keuntungan sebagai berikut:

1. Waktu yang digunakan relatif cepat
2. Keputusan manajemen dapat dilakukan dengan cepat.
3. Telah mempertimbangkan faktor keselamatan, kesehatan dan lingkungan dalam perhitungan tingkat risiko akibat kegagalan pada pipa penyalur yang mengalami kebocoran.

#### 2.4.1 Probabilitas/Kemungkinan Terjadinya Kegagalan (*Likelihood*)

Komponen penyebab kegagalan pipa penyalur terdiri dari empat faktor, yaitu:

1. Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*).
2. Indeks Korosi (*Corrosion Index*).
3. Indeks Disain (*Design Index*).
4. Indeks Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*).



Gambar 2.3 Model Penilaian Resiko Pipa Penyalur  
(Sumber: W. Kent Muhlbauer, 2004)

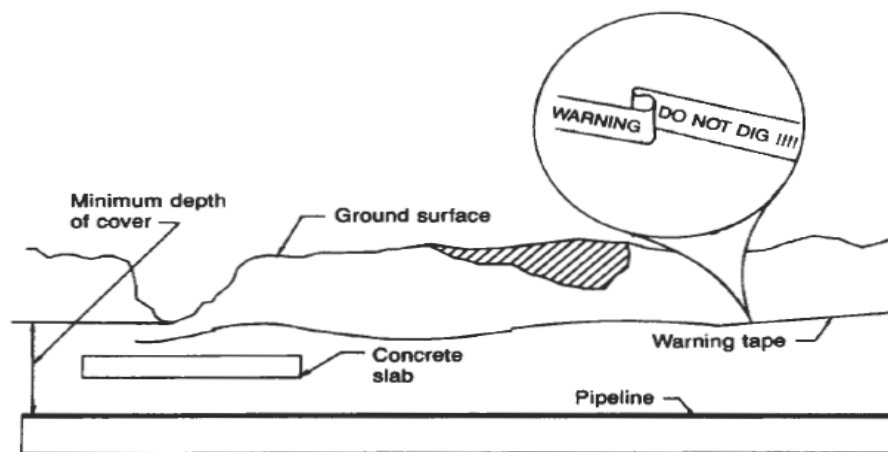
Masing masing indeks secara umum mencerminkan histori pipa penyalur yang dikaitkan dengan terjadinya kecelakaan. Keempat nilai indeks tersebut kemudian dijumlahkan menjadi nilai total yang merupakan probabilitas/kemungkinan kegagalan keseluruhan.

#### 2.4.1.1 Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)

Komponen komponen yang termasuk dalam faktor indeks kerusakan akibat pihak ketiga adalah sebagai berikut:

- a. Kedalaman minimum letak pipa penyalur (*Minimum Depth of Cover*)

*Minimum Depth of Cover* adalah letak kedalaman pipa penyalur yang terdangkal dari permukaan tanah. Gambar 2.4 adalah ilustrasi dari *Minimum Depth of Cover* dari suatu pipa penyalur.



Gambar 2.4 Minimum Depth of Cover

(Sumber: W. Kent Muhlbauer, 2004)

Lapisan tanah dapat mencegah dan melindungi pipa penyalur dari gangguan oleh pihak ketiga (*external*). Persyaratan kedalaman pipa dari permukaan tanah menurut Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No.

300.K/38/M.PE/1997 adalah minimum satu meter dari permukaan tanah. Semakin dalam lapisan tanah, maka semakin tinggi perlindungan yang diberikan. Semakin kompleks lapisan pelindung, semakin tinggi pula tingkat keamanan pipa penyalur dari gangguan pihak ketiga. Lapisan tanah pelindung dapat berupa batuan, tanah liat, pasir dan sebagainya, sedangkan pengerasan permukaan tanah dapat berupa aspal, beton dan sebagainya.

b. Tingkat aktivitas (*Activity Level*).

Potensi kerusakan pipa penyalur yang diakibatkan oleh pihak ketiga juga dipengaruhi oleh tingkat aktivitas. Semakin padat penduduk di suatu kawasan biasanya semakin banyak pula aktivitas yang dilakukan, seperti pembuatan bangunan, perkebunan, sumur, galian selokan dan sebagainya. Hewan liar disekitar jalur pipa penyalur juga bisa mempengaruhi potensi kerusakan pipa penyalur. Kegiatan penduduk berupa pengembangan lahan dapat juga mempengaruhi tingkat keamanan pipa penyalur.

c. Fasilitas di atas jalur pipa (*Above Ground Facility*).

Fasilitas yang merupakan bagian dari pipa penyalur yang terdapat di permukaan tanah seperti *valve, nozzle, pressure gauge, ESD (Emergency Shut Down) dan flare stack*, sangat memungkinkan akan mendapat gangguan dari pihak ketiga, seperti, vandalisme, sabotase, kecelakaan kendaraan di sekitar jalur pipa dan sebagainya.

d. Penempatan Jalur pipa penyalur (*Line Locating*).

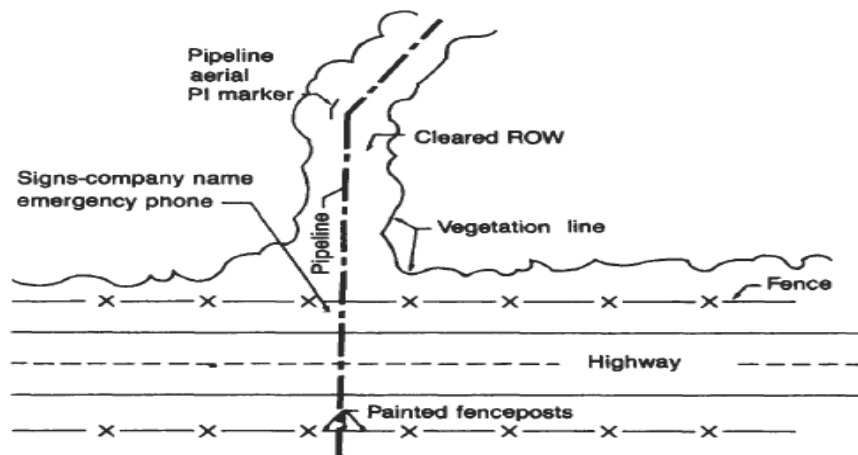
Kegiatan penggalian atau pengembangan lahan di sekitar jalur pipa penyalur yang dilakukan oleh kontraktor dapat menimbulkan risiko di sepanjang

jalur pipa penyalur. Untuk itu diperlukan koordinasi lintas sektoral oleh perusahaan dalam upaya pencegahan melalui pembinaan komunikasi dengan pihak kontraktor dan penduduk, atau melakukan identifikasi dan pengawasan terhadap aktivitas penggalian dan pengembangan lahan disekitar jalur pipa penyalur.

e. Program pendidikan masyarakat (*Publik Education Program*).

Gangguan dari pihak ketiga juga bisa disebabkan oleh ketidaktahuan atau ketidaksengajaan masyarakat di sekitar jalur pipa penyalur. Oleh karena itu perlu dilakukan program pendidikan atau sosialisasi kepada masyarakat yang tinggal di sekitar jalur pipa mengenai bahaya dan dampak akibat kebocoran pipa penyalur. Program ini sangat penting dilakukan untuk menurunkan risiko akibat gangguan yang disebabkan oleh masyarakat di sekitar jalur pipa.

f. Hak Lintas Pipa (*Right of Way/ROW*).



Gambar 2.5 Kondisi ROW

(Sumber: W. Kent Muhlbauer, 2004)

Gambar 2.5 menggambarkan ROW dari suatu pipa penyalur. Tanda perlintasan jalur pipa penyalur adalah salah satu cara untuk mengenali dan mengawasi area

sepanjang jalur pipa penyalur. Tanda yang jelas dan mudah dikenali akan memberikan perlindungan terhadap batas jalur pipa penyalur. Kondisi yang bersih bebas dari tumbuhan dan rumput yang tinggi juga memberikan perlindungan terhadap jalur pipa penyalur. Semakin muda ROW terlihat dan dikenali, maka semakin kecil kemungkinan risiko yang diakibatkan oleh gangguan pihak ketiga. Menurut KepMen Pertambangan dan Energi No.300.K/38/M.PE/1997, lebar ROW sekurang kurangnya 6 m ke kanan dan ke kiri dari sisi luar pipa penyalur.

g. Frekuensi patrol jalur pipa penyalur (*Patrol Frequency*).

Kegiatan patrol di sepanjang jalur pipa penyalur dapat membantu menurunkan risiko akibat gangguan dari pihak ketiga yang berkaitan dengan aktivitas penduduk maupun kondisi alam. Selain itu juga, petugas patrol dapat melakukan tindakan lebih cepat apabila ditemukan adanya indikasi kebocoran pipa penyalur. Semakin sering frekuensi patrol yang dilakukan, semakin kecil kemungkinan terjadinya peningkatan risiko terhadap pipa penyalur oleh gangguan pihak ketiga.

#### **2.4.1.2 Indeks Korosi (*Corrosion Index*)**

Pada umumnya pipa penyalur didisain untuk jangka waktu 25 sampai 40 tahun. Proses perubahan metalurgi material pipa penyalur akan terlihat setelah pipa penyalur digunakan selama puluhan tahun. Proses perubahan metalurgi ini menyebabkan menurunnya mutu dari material logam.

Korosi adalah proses kerusakan atau penurunan mutu material logam akibat

reaksi kimia dengan lingkungannya. Korosi tidak dapat dicegah karena merupakan proses alamiah yang mengembalikan logam ke mineral asalnya dan berlangsung dengan sendirinya, namun proses korosi dapat dikendalikan. Mekanisme proses korosi terjadi karena empat hal, yaitu: adanya anoda, katoda, sambungan yang menghubungkan antara anoda dan katoda dan elektrolit. Apabila salah satu dihilangkan maka proses korosi akan berhenti, sehingga korosi dapat dikendalikan. Korosi pada umumnya terjadi karena adanya reaksi oksidasi yang dipengaruhi oleh kondisi lingkungan sekitar antara lain: konsentrasi oksigen, kadar garam, komposisi kimia fluida, suhu dan kelembaban udara.

Potensi kegagalan akibat korosi mungkin paling sering terjadi pada pipa penyalur. Menurunnya mutu dan ketebalan logam pipa baja, dapat meningkatkan risiko kegagalan karena terjadi kebocoran akibat proses korosi. Korosi pada pipa penyalur dapat terjadi dari sisi bagian luar dan sisi bagian dalam pipa penyalur. Untuk itu harus dilakukan pengendalian sesuai dengan penyebab terjadinya korosi.

Ada dua hal yang mempengaruhi nilai indeks korosi pada pipa penyalur, yaitu jenis material yang digunakan dan kondisi lingkungan. Indeks korosi dibagi menjadi tiga kategori:

a. Korosi udara terbuka (*Atmospheric Corrosion*).

Korosi atmosferic seperti gambar 2.6, pada dasarnya merupakan perubahan kimiawi material pipa yang dihasilkan dari interaksi material dengan lingkungan di sekitar pipa penyalur, seperti cuaca yang ekstrim, suhu, radiasi sinar matahari, kelembaban dan curah hujan.





Gambar 2.6 Korosi Atmospheric pada Pipa Penyalur

Kondisi berikut yang mempengaruhi dalam penilaian korosi pipa penyalur:

1. Lokasi pipa penyalur terletak antara air dan udara (*Splash Zone*).

Splash zone area yaitu lokasi yang terbuka dimana pipa penyalur terpapar oleh udara dan air secara bergantian akibat ombak atau pasang surut air laut atau adanya genangan air. Mekanisme terjadinya korosi pada kondisi ini adalah perbedaan konsentrasi oksigen akan membentuk daerah anoda dan katoda pada logam, sehingga proses korosi elektrokimia terjadi. Struktur garis pantai seringkali dapat juga mempengaruhi terjadinya korosi yang signifikan karena efek *air/water interface* (batas antara udara dan air).

2. Pelindung pipa penyalur (*Casing*).

Pelindung pipa penyalur (*casing*) berfungsi untuk melindungi pipa dari gangguan dari luar pipa penyalur. Namun pada kondisi tertentu selubung pipa penyalur (*casing*) bertindak sebagai katoda, sementara pipa penyalur sebagai anoda sehingga terjadi proses korosi. Mekanisme terjadinya korosi ini dapat dijadikan pertimbangan dalam melakukan penilaian risiko.

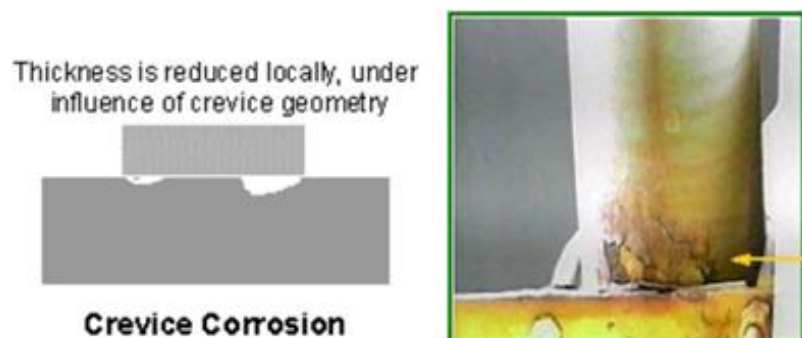
3. Pembungkus pipa penyalur (*Insulation pipe*).

Pembungkus pipa berfungsi untuk mengkondisikan suhu di permukaan pipa

sehingga proses dapat berlangsung sesuai dengan kebutuhan operasi. Apabila kondisi pembungkus pipa sudah rusak di beberapa bagian, akan menyebabkan masuknya uap air atau air dan oksigen dari luar ke sela sela antara pembungkus dan pipa dan terjebak didalamnya, sehingga terjadi proses korosi (*corrosion under insulation*). Kondisi seperti ini biasanya lepas dari pengamatan sehingga dapat meningkatkan risiko pipa penyalur dan perlu dijadikan sebagai bahan pertimbangan saat melakukan penilaian risiko.

#### 4. Penopang Pipa (*Pipe support/hanger*)

Penopang pipa digunakan untuk menahan pipa agar tidak bergerak saat terjadi getaran atau benturan. Penopang pipa dapat berupa penyangga atau gantungan. Diantara sela sela antara penopang dan pipa penyalur sering terdapat uap air yang terjebak. Apabila kondisi lapisan cat pipa penyalur pada daerah tersebut rusak atau mengelupas, dapat menyebabkan terjadinya korosi celah (*crevice corrosion*) seperti pada gambar 2.7 dan meningkatkan risiko pipa penyalur.



Gambar 2.7 Korosi Celah (*Crevice Corrosion*)

#### 5. Tipe Udara (*Atmospheric type*)

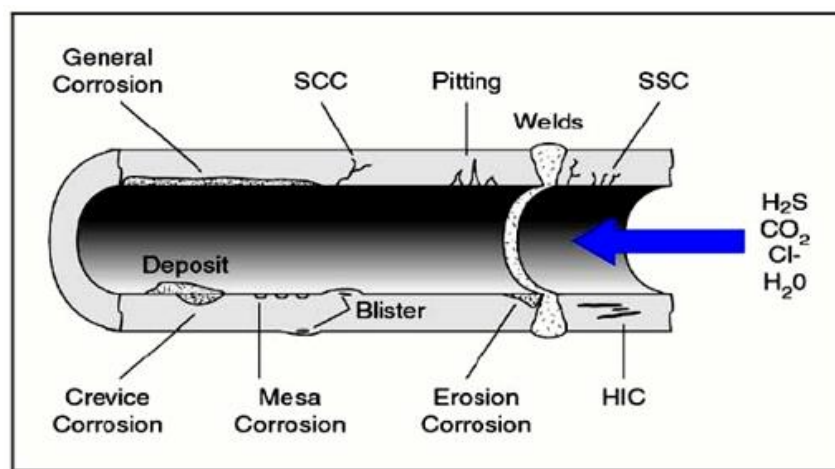
Seperti halnya di antara udara dan air (*air/water interface*), di antara tanah

dan udara (*ground/air interface*) juga dapat terjadi korosi yang disebabkan oleh potensi penyerapan uap air, pergerakan tanah, perubahan kelembaban tanah, pendinginan dan sebagainya. Salah satu usaha untuk mengendalikan laju korosi yang terjadi akibat udara terbuka adalah dengan pelapisan (*coating*). Pelapis pipa penyalur biasanya adalah gabungan dari dua atau lebih lapisan bahan. Pelapis harus tahan terhadap kerusakan mekanis saat konstruksi awal, proses pergerakan tanah maupun perubahan cuaca/suhu yang ekstrim. Sistem pelapis yang umum digunakan adalah aspal, polyethylene, epoxy (cat), tar, wrapping dan tapes.

b. Korosi bagian dalam pipa (*Internal corrosion*)

Terjadinya korosi pada bagian dalam pipa penyalur atau yang lebih dikenal sebagai *internal corrosion* disebabkan oleh reaksi antara dinding pipa bagian dalam dengan produk yang dialirkan. Penyebab terjadinya korosi ini bukan karena produknya, melainkan karena zat-zat pengotor (*impurities*) yang tercampur dalam produk, seperti air laut, asam sulfida ( $H_2S$ ), karbon dioksida ( $CO_2$ ), Oksigen ( $O_2$ ), klorida, mikro organisme berupa bakteri *an aerob* dan sebagainya. Selain itu juga aliran fluida maupun gas bergerak dan dapat menggesek dinding pipa bagian dalam pipa sehingga pipa mengalami proses degradasi. Semakin besar kecepatan aliran fluida semakin cepat proses degradasi berlangsung. Dalam melakukan penilaian risiko terkait dengan korosi bagian dalam pipa perlu dipertimbangkan tentang tingkat korosifitas dari zat-zat pengotor yang larut dalam produk yang mengalir ke dalam pipa penyalur. Risiko dapat terjadi jika material pipa penyalur tidak tahan terhadap tingkat korosifitas

zat-zat pengotor yang menyebabkan laju korosi lebih cepat. Usaha untuk mengendalikan laju korosi yang terjadi di dalam pipa penyalur salah satunya adalah dengan cara menginjeksikan bahan kimia ke dalam pipa penyalur (*chemical injection*) yang mampu bekerja secara efektif dan ekonomis dalam mengendalikan laju korosi. Berikut tipe korosi yang terjadi pada bagian dalam pipa penyalur ditunjukkan pada gambar 2.8



Gambar 2.8 Tipe Korosi pada Pipa Penyalur

c. Korosi pipa penyalur dibawah permukaan tanah (*Subsurface corrosion*)

Tanah merupakan salah satu faktor lingkungan yang menyebabkan terjadinya korosi pada pipa penyalur yang terpendam di dalam tanah. Air bawah tanah membawa mikro organisme, erosi tanah, pembusukan tanaman, larutan garam dan sebagainya. Variasi sifat dan karakteristik tanah merupakan faktor utama penyebab terjadinya korosi pada struktur yang terpendam. Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi laju korosi pada tanah seperti:

1. Tekstur dan struktur tanah.

Tanah merupakan kumpulan mineral, bahan organik, air dan gas. Tanah pada

umumnya diklasifikasikan berdasarkan ukuran partikel dan komposisi, yaitu jenis pasir (*sand*), lumpur (*sludge*) dan tanah liat (*clay*). Perbandingan ukuran ketiga partikel tersebut akan menentukan perbedaan sifat tanah.

## 2. Resistivitas.

Nilai resistivitas tanah diukur dalam satuan ohm-cm dan digunakan sebagai indikator utama untuk menentukan laju korosi. Tanah dengan ukuran partikel halus mempunyai resistivitas rendah dan menyebabkan laju korosi tinggi, begitu juga sebaliknya. Namun resistivitas tanah bukan satu satunya parameter yang bisa mempengaruhi laju korosi.

## 3. Keasaman tanah (pH).

pH adalah sebuah ukuran dari derajat konsentrasi ion hydrogen. Semakin tinggi sifat keasaman pada tanah menunjukkan semakin besar risiko terjadinya korosi. Tanah biasanya mempunyai pH antara 5 – 8. Pada kisaran nilai ini, pH tanah tidak berpengaruh terhadap laju korosi..

## 4. Kelembaban tanah (*moisture content*).

Air di tanah dapat menyebabkan terjadi proses oksidasi pada permukaan logam. Air juga dibutuhkan untuk ionisasi elektrolit tanah. Dengan demikian air mempunyai pengaruh dalam terjadinya korosi pada tanah. Kelembaban tanah sangat penting terhadap mekanisme korosi. Contohnya tanah yang mengandung pasir kering akan lebih tahan terhadap korosi dibandingkan dengan tanah yang mengandung tanah liat basah.

## 5. Kelarutan garam.

Air pada tanah dianggap sebagai larutan untuk garam. Pada daerah dengan

curah hujan besar, konsentrasi garam semakin kecil akibat mekanisme pelarutan. Sebaliknya tanah pada daerah gersang akan mengandung banyak garam yang dibawah ke lapisan permukaan tanah oleh pergerakan air. Tanah yang bersifat basa memiliki kandungan sodium (natrium) dan potasium (kalium), sedangkan tanah kapur banyak mengandung magnesium. Tiga unsur pembentuk garam tersebut cenderung dapat meningkatkan laju korosi pada logam.

#### 6. Kandungan oksigen (*Aerasi*).

Selain kelembaban tanah, oksigen bebas juga mempengaruhi proses terjadinya korosi. Oksigen berkombinasi dengan ion logam dari pipa penyalur membentuk oksida, hidroksida dan garam dari unsur logam. Pada tanah yang kering, kecepatan difusi oksigen menjadi lebih cepat. Perubahan dari kondisi kering menjadi basah akan meningkatkan laju korosi. Konsentrasi oksigen berkurang seiring dengan meningkatnya kedalaman tanah dan laju korosi menurun.

#### 7. Kadar klorida.

Ion klorida umumnya bersifat merusak ketika bereaksi dengan larutan anodik logam dan dapat menurunkan resistivitas tanah. Konsentrasi ion klorida pada elektrolit tanah dapat bervariasi sesuai dengan kondisi tanah basah atau kering. Ion klorida banyak ditemukan secara alami pada tanah yang mengandung air payau.

#### 8. Kadar sulfat

Dibandingkan dengan efek korosi oleh ion klorida, sulfat umumnya lebih

tidak berbahaya terhadap reaksi korosi material logam. Keberadaan sulfat merupakan risiko utama terjadinya korosi jika dalam bentuk ion sulfida dengan adanya bakteri pengurai sulfat.

#### 9. Mikro organisme

*Microbiologically Influenced Corrosion (MIC)* adalah korosi yang diakibatkan adanya aktifitas dan metabolisme mikro organisme. Bakteri, jamur dan mikro organisme lainnya merupakan unsur yang menyebabkan terjadinya korosi. Kasus korosi oleh mikro organisme ini banyak terjadi pada logam paduan. Usaha untuk mengendalikan laju korosi yang terjadi di bawah permukaan tanah pada pipa penyalur yang tertanam adalah menggunakan sistem proteksi katodik (*Cathodic Protection*). Sistem ini memberikan perlindungan pipa penyalur melalui mekanisme membalikkan arah arus korosi. Membalikkan arah arus korosi dimaksudkan untuk mengembalikan elektron-elektron yang mengurai dari logam tertentu yang bersifat kebal atau imun sehingga proses korosi pada logam dapat dikurangi. Proteksi katodik (*Cathodic Protection*) adalah teknik yang digunakan untuk pengendalian korosi pada permukaan logam dengan menjadikan permukaan logam tersebut sebagai katoda pada sel elektrokimia. Teknik ini adalah cara yang paling efektif dalam mencegah retak karena korosi (*stress corrosion cracking*). Efek samping dari pemberian arus listrik yang berlebihan dan sistem proteksi katodik adalah timbulnya molekul hidrogen yang dapat terserap ke dalam logam sehingga menyebabkan kegetasan hidrogen (*hydrogen*

*embrittlement*). Ditinjau dari sumber arus listriknya, proteksi katodik dibagi menjadi dua,

yaitu:

1. Metode anoda korban (*sacrificial anode*).

Prinsip dari metode ini adalah melindungi logam dengan cara mengorbankan logam yang lebih reaktif, dimana mekanisme prosesnya adalah sama dengan proses korosi *galvanize*, yaitu perpindahan elektron dari logam yang lebih reaktif ke logam yang dilindungi. Material yang digunakan pada metode ini biasanya adalah paduan *aluminium*, *zing* dan *magnesium*.

2. Metode arus tanding (*impressed current*)

Prinsip dari metode arus tanding adalah melindungi logam dengan cara mengalirkan arus listrik searah yang diperoleh dari sumber luar, biasanya dari penyearah arus (*transformer rectifier*), dimana kutub negatif dihubungkan ke logam yang dilindungi dan kutub positif dihubungkan ke anoda. Material yang digunakan bersifat konduktif dan *inert* seperti: *platinum titanium*, *ferro silicon*, *chrom*, *graphyt* dan sebagainya. Kehadiran pipa penyalur lain yang terletak dekat dengan jalur pipa penyalur utama merupakan potensi risiko. Logam lain yang terpendam dapat menyebabkan hubungan pendek atau interferensi dengan sistem proteksi katoda. Pada kondisi dimana tidak dipasang proteksi katoda, maka kehadiran pipa lain menyebabkan timbulnya mekanisme korosi sel *galvanize*. Bahaya lain bila logam pipa penyalur lain memiliki elektro



negatifitas yang tinggi, maka jalur pipa penyalur utama menjadi anoda dan proses korosi dapat terjadi.

Inspeksi dan pemantauan korosi merupakan bagian dari penilaian risiko. Pemantauan korosi dimaksudkan untuk memberikan gambaran yang akurat tentang seberapa baik metalurgi suatu sistem terlindungi dari korosi dan memperingatkan operator fasilitas jika terjadi perubahan sebelum menimbulkan kerusakan yang lebih parah. Hasil dari inspeksi dan pemantauan korosi dievaluasi dan digunakan sebagai dasar untuk pengambilan keputusan melakukan tindakan selanjutnya. Tindakan tersebut dapat berupa pemeliharaan atau perbaikan dengan tujuan menurunkan risiko. Ada beberapa teknik pemantauan korosi:

1. Pemasangan kupon korosi (*corrosion coupon*).

Kupon korosi adalah teknik pengukuran korosi pada bagian dalam pipa penyalur yang paling sederhana dan paling sering digunakan saat ini. Kupon korosi berupa batangan kecil terbuat dari logam atau paduan yang dimasukkan ke dalam sistem pipa penyalur melalui lubang nozzle yang telah disiapkan. Pemilihan paduan kupon harus mewakili logam pipa penyalur. Sebelum dipasang, kupon korosi ditimbang dan diukur terlebih dahulu. Kemudian dipasang dan dibiarkan dalam jangka waktu tertentu. Setelah terpapar, kupon korosi diambil dan dianalisa di laboratorium independen. Cara menganalisanya, kupon korosi terlebih dahulu diambil gambarnya, kemudian ditimbang, dibersihkan dari kontaminan. Kemudian dikeringkan, diperiksa, diukur dan ditimbang ulang serta diambil gambar ulang. Selanjutnya bisa dihitung laju korosinya.

2. Test Leads (*Lead box*).

Test Leads merupakan metode untuk memantau keefektifan sistem proteksi katodik. Melalui test leads ini dapat dilakukan pengukuran dengan volt meter dan elektroda pembanding untuk mengetahui potensial pipa penyalur terhadap tanah. Hasil pengukuran menunjukkan derajat perlindungan pipa penyalur yang diperlihatkan oleh aliran arus listrik.

3. *Close Interval Surveys.*

*Close Interval Potential Surveys (CIPS)* adalah teknik untuk mengetahui gambaran keseluruhan di sepanjang jalur pipa penyalur dan pembacaan dilakukan setiap 2 – 25 feet. Teknik ini memberikan profil potensial pipa penyalur terhadap tanah di sepanjang jalur pipa penyalur. Metode ini juga memberikan informasi lokasi lokasi terdapatnya interferensi struktur lain yang terpendam disekitarnya, dimana sistem proteksi tidak bekerja dengan maksimal..

4. Penggunaan perangkat inspeksi internal (*Internal inspection tools*).

Pemeriksaan bagian luar dan dalam pipa penyalur menggunakan teknik ILI (*In Line Inspection*) merupakan indikator langsung terhadap aktivitas korosi dan merepresestasikan gambaran pipa penyalur sesungguhnya. Alat yang digunakan pemeriksaan ini adalah *intelligent piggin* yang dilengkapi dengan teknologi *ultrasonic* atau *fluks magnetic*. Hasil pemeriksaan menggunakan teknologi ini, memberikan gambaran yang rinci mengenai setiap perubahan atau cacat yang terjadi pada dinding pipa penyalur, ukuran cacat yang terjadi dan sebagainya.

#### **2.4.1.3 Indeks Disain (*Design Index*)**

Indeks disain meliputi masalah teknis dan kondisi lingkungan. Secara teknis, indeks disain lebih kompleks daripada komponen evaluasi lainnya. Masalah teknis indeks disain meliputi kekuatan pipa, ketebalan pipa, tekanan operasi, daya tahan terhadap korosi dari bagian dalam maupun dari bagian luar pipa penyalur, faktor fisik, faktor keselamatan, keamanan dan lain sebagainya. Sedangkan kondisi lingkungan yang menjadi bahan pertimbangan antara lain, potensi tanah longsor, pergerakan dan patahan lapisan tanah serta berat beban timbunan tanah di atas sepanjang pipa penyalur. Dalam penilaian risiko, indeks disain terdiri dari lima komponen, yaitu:

a. Faktor keselamatan (*safety factor*).

Faktor keselamatan mempertimbangkan seluruh segmen kekuatan pipa penyalur yang meliputi ketebalan dinding, kekuatan material, penilaian kekuatan menahan beban dari luar dan dalam, tekanan, kekuatan struktur dan kemungkinan kelemahan dalam pipa penyalur. Dalam menghitung faktor keselamatan, harus dibandingkan antara kondisi disain dan kondisi operasi. Ditinjau dari ketebalan dinding pipa penyalur, faktor keselamatan pipa penyalur merupakan perbandingan antara tekanan operasi maksimum yang diijinkan (*Maximum Allowable Operating Pressure/MAOP*) dengan tekanan kerja maksimum yang diijinkan (*Maximum Allowable Working Pressure/MAWP*). MAOP dihitung berdasarkan ketebalan dinding pipa penyalur yang ada (*actual*), sedangkan MAWP dihitung berdasarkan ketebalan dinding pipa penyalur yang sesuai dengan kondisi disain.

b. Faktor kelelahan (*Fatigue factor*).

Kelelahan adalah melemahnya suatu material pipa penyalur akibat siklus yang berulang ulang. Kelelahan disebabkan oleh beberapa faktor antara lain, tekanan yang sangat tinggi, tegangan siklik, kondisi geometri permukaan, tipe material, tegangan sisa, cacat di bagian dalam dan penyebarannya, arah beban, temperatur dan lingkungan. Awal proses terjadinya kelelahan pada pipa penyalur adalah jika pipa penyalur tersebut menerima beban yang berulang ulang. Berdasarkan beberapa penelitian, kegagalan pipa penyalur akibat kelelahan merupakan penyebab tunggal terbesar. Dalam beberapa kejadian kelelahan pipa penyalur, disebabkan oleh perubahan tekanan di dalam pipa penyalur, pompa, kompresor, dan katup control (*control valve*).

c. Potensi lonjakan/gelombang (*Surge potential*).

Secara umum mekanisme terjadinya lonjakan fluida yang mengalir dalam pipa penyalur adalah perubahan energi kinetik secara tiba tiba menjadi energi potensial. Massa fluida yang mengalir di dalam pipa penyalur mempunyai sejumlah energi kinetik, kemudian terhenti secara tiba tiba dan menyebabkan energi kinetik berubah menjadi energi potensial. Contohnya penutupan katup secara mendadak atau penghentian pompa secara mendadak. Besarnya lonjakan tekanan tergantung pada kerapatan dan elastisitas (*modulus*) fluida, kecepatan fluida dan kecepatan penghentian aliran fluida.

d. Verifikasi integritas (*Integrity verification*).

Integritas suatu pipa penyalur ditentukan oleh dua hal utama, yaitu pendeteksian dan penghapusan anomali yang mengganggu serta menghindari bahaya yang akan terjadi pada pipa penyalur. Pemeriksaan dan pengujian yang mendasar untuk

memastikan integritas pipa penyalur karena adanya ketidakpastian. Tujuan pemeriksaan dan pengujian pipa penyalur adalah untuk memvalidasi integritas terhadap struktural pipa dan kemampuannya untuk mempertahankan tekanan operasi dan antisipasi lainnya. Tidak semua anomali adalah cacat selama tidak mempengaruhi operasi pipa penyalur, seperti terjadinya pengurangan ketebalan dinding pipa penyalur akibat korosi dan penyok. Teknik validasi integritas pipa penyalur dengan cara, memasang kupon korosi, melakukan test lead, melakukan pengukuran *Close Interval Survey*, melakukan *In Line Inspection* dengan menggunakan *Intelligent pigging* serta melakukan test tekanan (*hydrostatic test*). Pemeriksaan dinding pipa penyalur juga bisa dengan menggunakan teknik *Non Destrutive Testing* yang meliputi *Ultrasonic Test*, *Magnetic Test*, maupun *Penetrant Test*. Pemeriksaan dan pengujian pipa penyalur tersebut merupakan bagian dari penilaian risiko. Verifikasi integritas suatu pipa penyalur meliputi:

1. Verifikasi umur pipa penyalur.

Pertimbangan umur pipa penyalur dapat menjadi penilaian yang proporsional dengan menggunakan informasi data sebelumnya. Data sebelumnya ini dibandingkan dengan data sekarang untuk mengetahui kondisi pipa penyalur saat ini.

2. Ketahanan pipa penyalur.

Verifikasi ketahanan pipa penyalur dapat dilakukan dengan melakukan tes tekanan diatas tekanan operasi. Test tekanan pada pipa penyalur dilakukan dengan menggunakan media air yang diisikan kedalam pipa penyalur dan ditekan sampai nilai tekanan yang telah ditetapkan dan ditahan selama waktu

yang telah ditentukan (biasanya antara 4 sampai 24 jam). Selama waktu test tekanan, suhu dan regangan akan mempengaruhi hasil pembacaan tekanan. Untuk itu dibutuhkan pengalaman dalam melakukan test tekanan pada pipa penyalur.

e. Pergerakan tanah (*Land movement*).

Kondisi pergerakan tanah tertentu mungkin mempengaruhi stabilitas pipa. Gerakan tanah yang tiba tiba dengan sangat kuat atau dalam waktu yang lama dapat menyebabkan kegagalan operasi pipa penyalur. Pada saat penentuan parameter disain, kemungkinan pengaruh pergerakan tanah ini ditentukan berdasarkan kondisi tanah masa lalu dan kondisi tanah saat ini. Kegagalan operasi pipa penyalur akibat pergerakan tanah, sering berkaiatan dengan kerusakan pihak ketiga (*Third Party Damage*). Pergerakan tanah pada umumnya bisa dikategorikan dalam berbagai cara. Salah satunya sebagai bahaya alam berupa potensi tanah longsor, pergerakan tanah, tsunami, seismik, erosi dan lain sebagainya.

#### **2.4.1.4 Indeks Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*)**

Faktor kesalahan manusia diindikasikan paling tinggi sebagai penyebab terjadinya kecelakaan Dalam industri minyak dan gas bumi, jaringan pipa penyalur relatif tidak sensitif terhadap interaksi manusia. Kesalahan manusia berperan baik secara langsung maupun tidak langsung terhadap terjadinya kecelakaan pada pipa penyalur. Potensi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam pengoperasian pipa penyalur, menentukan nilai indeks kesalahan operasi dalam penilaian risiko.

Kesalahan manusia bisa terjadi pada tahap perancangan, pembangunan pengoperasian dan pemeliharaan pipa penyalur. Kajian penilaian kesalahan operasi terdiri dari 5 kategori, yaitu:

1. Tahap perencanaan (*Design*)

Proses perancangan dan perencanaan sering kali tidak didefinisikan dengan baik. Aspek yang perlu dikaji dalam proses perancangan dan perencanaan adalah identifikasi bahaya, tekanan operasi maksimum, sistem keamanan dan pemilihan material pipa penyalur dan pemeriksaan komponen disain oleh orang yang ahli dalam pipa penyalur.

2. Tahap pembangunan (*Construction*)

Untuk menjamin pekerjaan pembangunan pipa penyalur dengan baik dan berkualitas selama pekerjaan pembangunan berlangsung diperlukan pengawasan yang sebaik baiknya dalam melakukan pemilihan material, proses penyambungan (*joining*), proses pengurukan (*backfilling*), proses penanganan (*handling*), pengecatan (*coating*) dan pemeriksaan (*inspection*).

3. Tahap Pengoperasian (*Operation*).

Pada tahap pengoperasian, faktor kesalahan manusia yang menyebabkan kegagalan pipa penyalur adalah yang paling dominan. Jaringan pipa penyalur pada umumnya mempunyai tingkat keamanan yang tinggi, karena dirancang dan dilengkapi dengan peralatan keselamatan (*safety device*). Program yang dapat dilakukan untuk menekan risiko kegagalan operasi pipa penyalur antara lain:

- a. Membuat *Standart Operating Procedure (SOP)* yang baik yang menyangkut semua kegiatan operasi pipa penyalur dan dimengerti oleh semua pekerja.

- b. Penggunaan sistem peralatan *Supervisory Control and Acquisition* (SCADA)
  - c. Mengadakan program test ketergantungan obat bagi pekerja.
  - d. Mengadakan program keselamatan kerja dan memberikan pelatihan kepada pekerja.
  - e. Memasang sistem peralatan keamanan (*safety device*) pada jaringan pipa penyalur
  - f. Melakukan rutin survey yang berkaitan dengan parameter pipa penyalur, seperti tekanan operasi, suhu operasi dan sebagainya dan mencatatnya untuk data.
  - g. Melakukan program kegiatan pemeriksaan dan pemeliharaan yang terencana.
4. Tahap pemeliharaan (*maintenance*).

Pemeliharaan yang tidak benar, kurangnya perhatian manajemen pemeliharaan dan prosedur pemeliharaan yang salah dapat menimbulkan kegagalan pipa penyalur. Oleh karena itu di perlukan:

- a. Jadwal pemeliharaan rutin dan terencana.
- b. Prosedur pemeliharaan yang benar
- c. Pengambilan data parameter dan pemeriksaan pipa penyalur secara rutin dan didokumentasikan.

#### **2.4.2 Konsekuensi Kegagalan (*Consequence*)**

Pada bagian ini dilakukan penilaian kensekuensi terhadap kegagalan pipa penyalur. Penilaian ini didasarkan pada spesifikasi pipa penyalur, karakteristik fluida yang mengalir dalam pipa penyalur, kondisi operasi dan lingkungan pipa penyalur.



Tujuan dilakukan penilaian konsekuensi ini untuk memperkirakan konsekuensi yang terjadi karena mode kegagalan yang dihasilkan dari mekanisme kerusakan (*damage mechanism*) yang teridentifikasi. Konsekuensi yang terjadi meliputi (RiskMan 2):

1. Konsekuensi terhadap keselamatan(*safety*).
2. Konsekuensi terhadap kesehatan (*health*).
3. Konsekuensi terhadap lingkungan (*environment*).
4. Konsekuensi terhadap kerugian secara ekonomi (*asset*).

Keempat dampak tersebut, kemudian dijumlahkan dan hasil akhirnya adalah merupakan nilai konsekuensi numerik dari pipa penyalur.

#### **2.4.2.1 Keselamatan (*Safety*)**

Spesifikasi pipa penyalur dan parameter disain penyalur akan menentukan tingkat keamanan pipa penyalur untuk dioperasikan dan konsekuensi terhadap keselamatan pekerja dan masyarakat umum disekitar pipa penyalur. Konsekuensi keselamatan sering dinyatakan sebagai nilai numerik yang terkait dengan tingkat keparahan yang mungkin timbul dari peristiwa yang tidak diinginkan. Misalnya tingkat keparahan risiko dinyatakan dalam jumlah korban kematian, cedera serius, perlu perawatan medis, dan perlu pertolongan pertama.

#### **2.4.2.2 Kesehatan (*Health*)**

Karakteristik fluida yang mengalir pada pipa penyalur akan berpengaruh terhadap kesehatan apabila terjadi kebocoran pipa penyalur. Karakteristik fluida biasanya

berkaitan dengan sifat *toxic* (beracun). Pekerja dan masyarakat umum disekitar fasilitas pipa penyalur memiliki risiko terpapar bahan kimia yang bersifat racun akibat kebocoran pipa penyalur yang membahayakan kesehatan seperti kulit terpapar bahan kimia, menghisap uap dari bahan kimia dan sebagainya. Seperti halnya dengan konsekuensi keselamatan, konsekuensi kesehatan juga dinyatakan dalam nilai numerik misalnya jumlah korban yang mengalami sakit serius atau ringan, paparan kronik dan efek buruk terhadap kesehatan yang memerlukan perawatan dan ditangani secara medis.

#### **2.4.2.3 Lingkungan (*Environment*)**

Dampak kebocoran pipa penyalur akan berpengaruh terhadap lingkungan, seperti tumpahan minyak (*oil spill*) dan uap gas yang bersifat racun yang keluar dari pipa penyalur (*gas release*) yang mengakibatkan kerusakan lingkungan. Parameter yang digunakan untuk mengukur derajat kerusakan lingkungan adalah:

- a. Luasan area yang terkena dampak kebocoran pipa.
- b. Sumber daya hayati dan ekosistem yang terkena dampak.
- c. Penggambaran kerusakan lingkungan dan biaya pemulihan lingkungan yang terkena dampak.

#### **2.4.2.4 Asset**

Kegagalan pipa penyalur akibat kebocoran dapat berdampak pada kerusakan fasilitas, mengganggu kinerja perusahaan dan hilangnya produksi. Konsekuensi

terhadap asset dapat dinyatakan dalam bentuk nilai uang sampai batas maksimum. Nilai tersebut biasanya tidak mutlak.

Nilai kerugian biaya umumnya membutuhkan informasi yang cukup terperinci untuk dinilai sepenuhnya dan dihitung dengan menggunakan metode standar. Nilai uang tersebut menyangkut nilai produksi yang hilang, biaya perbaikan dan pemulihan akibat kerusakan fasilitas, sumber daya yang digunakan dan kerusakan lingkungan.

## **2.5 RISK BASED INSPECTION**

*Risk Based Inspection (RBI)* adalah suatu metode penilaian risiko yang digunakan untuk membuat perencanaan atau program pemeriksaan (*inspection*) berdasarkan risiko kegagalan serta konsekuensi kegagalan dari suatu peralatan. *Risk Based Inspection* merupakan proses manajemen yang terfokus pada risiko kegagalan akibat terjadi kerusakan pada material (API RP 580, 2009). Pada metode ini penilaian risiko dilakukan dengan menghitung risiko seperti pada persamaan di bawah ini:

$$\text{Risk} = \text{PoF} \times \text{CoF} \quad (2.2)$$

Dimana:

PoF adalah *Probability of Failure* atau *likelihood*

CoF adalah *Consequence of Failure* atau *consequence*.

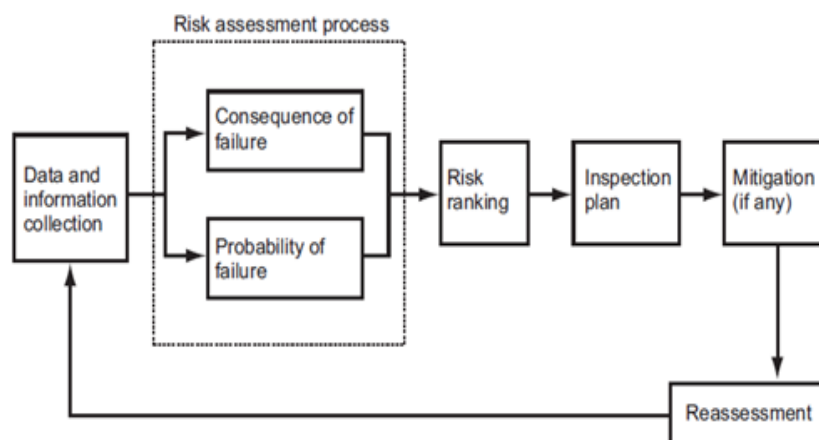
*Risk Based Inspection* umumnya diterapkan pada peralatan statik (*static equipment*) dan bertekanan seperti system perpipaan, bejana tekan, tangki, ketel uap (*boiler*) dan jaringan pipa penyalur (*pipeline*), namun juga bisa diterapkan pada peralatan rotating (*rotating equipment*) seperti pompa dan compressor.

Modus kegagalan/kerusakan yang umum dianalisa dalam *Risk Based Inspection* program adalah korosi (*corrosion*), retak (*crack*), kelelahan (*fatigue*). Adapun tujuan *Risk Based Inspection* adalah:

1. Melindungi peralatan dengan mengidentifikasi peralatan yang mempunyai tingkat risiko tinggi.
2. Memperkirakan nilai tingkat risiko yang berhubungan dengan pengoperasian setiap peralatan.
3. Memprioritaskan peralatan untuk ditangani berdasarkan pengukuran nilai risiko.
4. Merancang program pemeriksaan (*inspection*) yang sesuai untuk dilakukan.
5. Mengelola risiko kegagalan akibat kerusakan peralatan secara sistematis.

Sedangkan sasaran *Risk Based Inspection* adalah melakukan pemeriksaan (*inspection*) yang lebih efektif dan efisien, sehingga dapat mengurangi tingkat risiko melalui tindakan korektif, proaktif dan preventif.

Proses *Risk Based Inspection* menggambarkan elemen penting program pemeriksaan (*inspection*) berdasarkan analisa risiko seperti ditunjukkan dalam diagram blok yang sederhana pada gambar 2.9.



Gambar 2.9 Blok Diagram Proses Risk Based Inspection Program (Sumber: API RP 580, 2009)

Dalam prakteknya, sebuah studi *Risk Based Inspection* biasanya menggunakan aspek pendekatan kualitatif atau kuantitatif atau semi kuantitatif. Seperti yang dijelaskan sebelumnya, metode pendekatan kualitatif, secara umum merupakan metode dengan mengkategorikan probabilitas/kemungkinan dan konsekuensi kegagalan. Sedangkan metode kuantitatif merupakan metode yang menganalisa berdasarkan penghitungan data yang kompleks. Metode semi kuantitatif adalah gabungan antara metode kualitatif dan metode kuantitatif dimana hasilnya lebih akurat dari metode kuantitatif, namun perhitungannya tidak serumit metode kuantitatif.

Hasil dari sebuah metode *Risk Based Inspection* adalah matriks risiko yang menempatkan suatu peralatan yang dianalisa pada tingkat risiko tertentu, seperti ditunjukkan pada gambar 2.10.

1	Likely	Decreasing Likelihood ↓	6	5	4	3	2	1
2	Occasional		7	6	5	4	3	2
3	Seldom		8	7	6	5	4	3
4	Unlikely		9	8	7	6	5	4
5	Remote		10	9	8	7	6	5
6	Rare		10	10	9	8	7	6
			← Decreasing Consequence/Impact					
			6	5	4	3	2	1
			Incidental	Minor	Moderate	Major	Severe	Catastrophic

Gambar 2.10 Matriks risiko

Dari gambar tersebut, terlihat risiko merupakan kombinasi dari kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Peralatan yang berada pada sudut kanan ke atas

pada matriks risiko, akan mendapatkan prioritas untuk perencanaan pemeriksaan (*inspection*) dan pemeliharaan (*maintenance*) karena peralatan tersebut mempunyai risiko tinggi. Dari nilai tingkat risiko tersebut dapat dibuat penjadwalan pemeriksaan dan pemeliharaan untuk peralatan yang dianalisa. juga didasarkan pada mekanisme kerusakan yang mungkin terjadi pada peralatan tersebut.

## **2.6 ANALYTICAL NETWORK PROCESS (ANP)**

*Multiple Criteria Decision Making (MCDM)* atau pengambilan keputusan berdasarkan banyak kriteria/faktor merupakan suatu metode pengambilan keputusan untuk menetapkan alternatif terbaik dari sejumlah alternatif berdasarkan kriteria/faktor tertentu. Salah satu metode pengambilan keputusan berdasarkan banyak kriteria/faktor adalah metode *Analytical Network Process (ANP)*. Metode ini sudah banyak digunakan pada berbagai penelitian dan perusahaan dalam pengambilan keputusan.

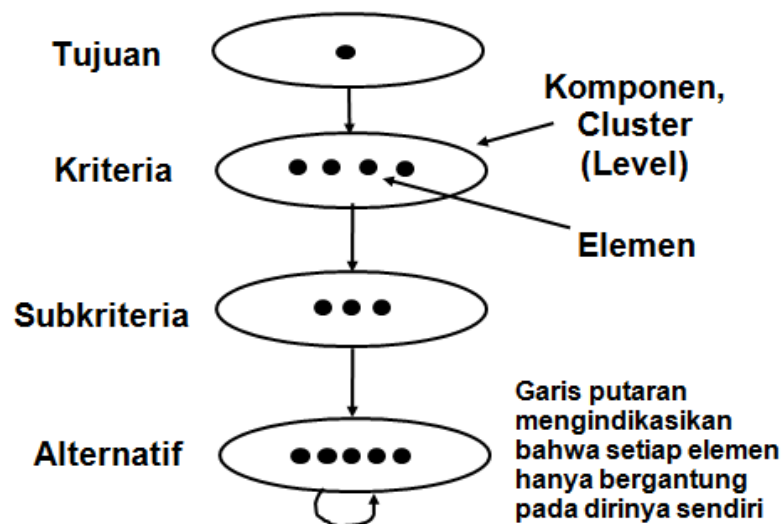
### **2.6.1 Prinsip Dasar *Analytical Network Process (ANP)*.**

Metode *Analytical Network Process (ANP)* adalah metode pendekatan kualitatif yang merupakan pengembangan dari metode *Analytical Hierarchy Process (AHP)*. Metode ANP memperbaiki kelemahan metode AHP berupa kemampuan mengakomodasi hubungan ketergantungan antar kriteria/faktor atau alternatif (Saaty, 1999). Ada dua jenis hubungan ketergantungan dalam metode ANP, yaitu ketergantungan dalam satu set elemen (*inner dependence*) dan ketergantungan antar elemen yang berbeda (*outer dependence*). Adanya hubungan

ketergantungan kriteria/faktor atau alternatif tersebut menyebabkan metode ANP lebih kompleks dibanding dengan metode AHP.

Perbedaan antara metode AHP dan metode ANP seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.11 dan gambar 2.12 adalah sebagai berikut:

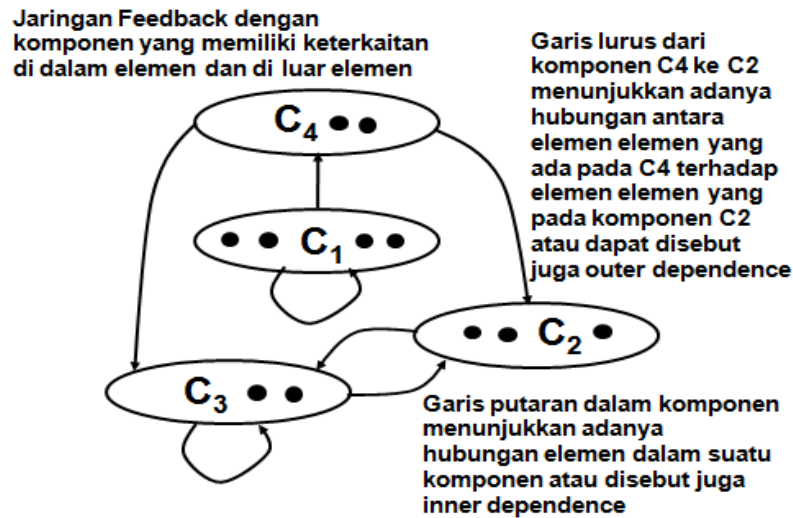
- a. Metode AHP mempunyai struktur kerangka model hierarki, sedangkan metode ANP mempunyai struktur kerangka model jaringan. Hal ini yang membuat metode ANP dapat diaplikasikan lebih luas.



Gambar 2.11 Struktur Kerangka Model Hierarki

- b. Dalam struktur kerangka model hierarki, hanya ada dependensi level yang lebih rendah ke level yang lebih tinggi, sedangkan dalam struktur kerangka model jaringan terdapat dependensi dan *feedback*. Dengan *feedback* alternatif dapat bergantung pada kriteria seperti pada struktur kerangka model hierarki, tetapi dapat juga bergantung pada sesama alternatif. Gambar 2.11 merupakan analisa dengan pendekatan model hierarki. Tidak ada aturan yang baku dalam penyusunan jaringan, akan tetapi harus sesuai dengan masalah yang dihadapi

dan keputusan yang akan diambil. Adapun jaringan *feedback* digambarkan sebagai berikut:



Gambar 2.12 Struktur Kerangka Model Jaringan dan *Feedback*

Pada jaringan *feedback* suatu elemen dapat tergantung pada elemen elemen lain yang ada dalam satu komponen yang sama atau komponen lainnya. Oleh karena itu jaringan *feedback* lebih dapat menggambarkan kondisi masalah yang kompleks, sebagaimana ditunjukkan oleh garis lurus yang menghubungkan C<sub>4</sub> ke *cluster* lain (C<sub>2</sub> dan C<sub>3</sub>) yang disebut *outer dependence*. Sedangkan elemen elemen yang akan dibandingkan berada pada komponen yang sama sehingga pada elemen tersebut membentuk hubungan garis putaran, dan disebut inner dependence.

- c. *Feedback* memperbaiki prioritas yang dihasilkan dari penilaian dan membuat prediksi lebih akurat.



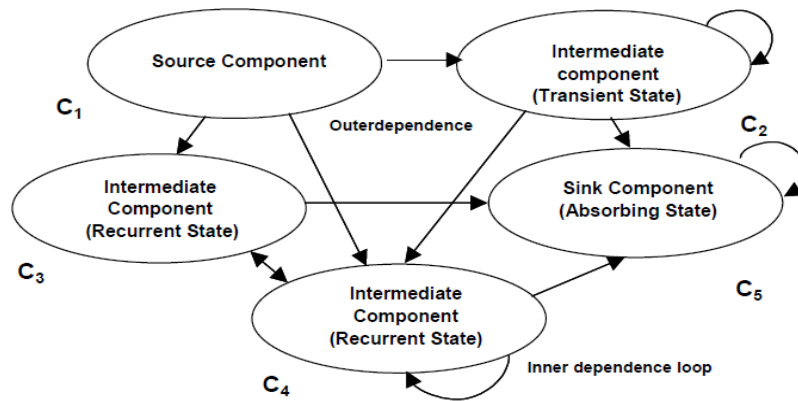
- d. Untuk melakukan komparasi dalam metode AHP dapat digambarkan dengan logika pertanyaan. Seorang bertanya “mana yang lebih disukai atau lebih penting”, sedangkan dalam metode ANP, seorang bertanya “*mana yang lebih berpengaruh*”. Pertanyaan yang terakhir ini pasti memerlukan observasi faktual dan pengetahuan untuk menghasilkan jawaban yang valid yang membuat pertanyaan kedua lebih obyektif.
- e. Hasil dari metode AHP adalah matriks dan *eigen vector* yang menunjukkan skala prioritas, sedangkan hasil metode ANP berupa supermatrix skala prioritas yang lebih stabil karena adanya *feedback*.
- f. Cakupan metode AHP terbatas pada struktur kerangka model hierarki, sedangkan cakupan metode ANP lebih luas dan tidak terbatas.

Pembobotan dengan menggunakan metode ANP membutuhkan model yang mempresentasikan saling ketergantungan antar kriteria/faktor dan antar subkriteria/subfaktor yang dimilikinya. Ada dua control yang perlu diperhatikan dalam memodelkan sistem yang hendak diketahui bobotnya. Yang pertama adalah kontrol hierarki yang menunjukkan ketergantungan antar kriteria/faktor dan antar subkriterianya/subfaktornya. Yang kedua adalah kontrol ketergantungan yang menunjukkan adanya saling ketergantungan antar kriteria/faktor (*cluster*) seperti pada gambar 2.12 diatas.

### **2.6.2 Supermatrix**

*Supermatrix* adalah matriks besar yang digunakan dalam metode ANP karena adanya hubungan ketergantungan antar elemen dalam jaringan atau *feedback*.

*Supermatrix* merupakan hasil vektor prioritas (*eigen vector*) dari perbandingan berpasangan antar *cluster* dan komponen.



Gambar 2.13 Hubungan Ketergantungan Dalam Sebuah Jaringan

Diasumsikan suatu sistem mempunyai  $N$  *cluster* atau komponen, dimana elemen elemen di setiap *cluster* berinteraksi atau saling berinteraksi atau saling berpengaruh terhadap beberapa atau seluruh *cluster* yang ada. Misalkan cluster  $C$  sejumlah  $N$  dilambangkan dengan  $C_h$  dimana  $h = 1, 2, 3, \dots, N$  dengan elemen sebanyak  $n_h$  yang dilambangkan  $e_{h1}, e_{h2}, e_{h3}, \dots, e_{h n_h}$ . Hubungan antar elemen atau pengaruh dari satu elemen dalam suatu *cluster* dengan elemen yang lain dalam suatu sistem dapat direpresentasikan melalui vektor prioritas (*eigen vector*) yang diturunkan dari perbandingan berpasangan.

$$W = \begin{matrix} & \begin{matrix} C_1 & C_2 & \dots & C_N \end{matrix} \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_N \end{matrix} & \begin{bmatrix} e_{11}e_{12} \dots e_{1n_1} & e_{21}e_{22} \dots e_{2n_2} & \dots & e_{N1}e_{N2} \dots e_{Nn_N} \\ W_{11} & W_{12} & \dots & W_{1N} \\ W_{21} & W_{22} & \dots & W_{2N} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ W_{N1} & W_{N2} & \dots & W_{NN} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Gambar 2.14 Jaringan Supermatrix

Matriks dibuat untuk mendeskripsikan aliran kepentingan antar komponen baik secara *inner* maupun *outer dependence*. Secara umum hubungan kepentingan antar elemen di dalam jaringan dengan elemen lain direpresentasikan dalam bentuk supermatrix seperti gambar 2.14 diatas. Bentuk  $W_{ij}$  di dalam supermatrix disebut sebagai komponen supermatrix seperti pada gambar 2.15.

$$W_{ij} = \begin{bmatrix} W_{i1}^{(j_1)} & W_{i1}^{(j_2)} & \dots & W_{i1}^{(j_n)} \\ W_{i2}^{(j_1)} & W_{i2}^{(j_2)} & \dots & W_{i2}^{(j_n)} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ W_{in_i}^{(j_1)} & W_{in_i}^{(j_2)} & \dots & W_{in_i}^{(j_n)} \end{bmatrix}$$

Gambar 2.15 Komponen Supermatrix

Masing masing kolom  $W_{ij}$  adalah vektor prioritas (*eigen vector*) yang menunjukkan kepentingan dari elemen pada komponen ke-i dari jaringan pada sebuah elemen pada komponen ke-j. Beberapa masukan (*entry*) yang menunjukkan hubungan nol pada elemen, artinya bahwa tidak terdapat kepentingan pada elemen tersebut. Jika hal tersebut terjadi maka elemen tersebut tidak digunakan dalam perbandingan berpasangan untuk menurunkan vektor prioritas (*eigen vector*). Jadi yang digunakan adalah elemen yang menghasilkan kepentingan ( $\neq 0$ ). Proses tahapan supermatrix terdiri dari tiga tahap, yaitu *Unweight Supermatrix*, *Weight Supermatrix*, dan *Limit Supermatrix*.

### 2.6.2.1 Unweighted Supermatrix

Pada tahap awal, Supermatrix yang dihasilkan adalah *unweighted supermatrix*

berisikan vektor prioritas (*eigen vector*) yang dihasilkan dari keseluruhan matriks perbandingan berpasangan dalam jaringan. Nilai  $a_{-jj}$  pada tabel 2.1 merupakan nilai bobot yang diperoleh dari perbandingan berpasangan. Tiap kolom dalam *unweighted supermatrix* berisikan seluruh vektor prioritas (*eigen vector*) yang berjumlah 1 (kolom bersifat *stochastic*).

Tabel 2.1 *Unweighted Supermatrix*

		A		B		C	
		A1	A2	B1	B2	C1	C2
A	A1	A	g	M	s	Y	Ee
	A2	B	h	N	t	Z	Ff
B	B1	C	i	O	u	aa	Gg
	B2	D	j	P	v	bb	Hh
C	C1	E	k	Q	w	cc	Ii
	C2	F	l	R	x	dd	Jj

Supermatrix tahap awal yang dihasilkan adalah *unweighted supermatrix* berisikan vektor prioritas (*eigen vector*) yang dihasilkan dari keseluruhan matriks perbandingan berpasangan dalam jaringan. Nilai  $a_{-jj}$  pada tabel 2.1 merupakan nilai bobot yang diperoleh dari perbandingan berpasangan. Tiap kolom dalam *unweighted supermatrix* berisikan seluruh vektor prioritas (*eigen vector*) yang berjumlah 1 (kolom bersifat *stochastic*).

### 2.6.2.2 *Weighted Supermatrix*

Tabel 2.2 *Cluster Matrix*

	A	B	C
A	1	4	7
B	2	5	8
C	3	6	9

*Weighted Supermatrix* merupakan supermatrix yang diperoleh dengan cara mengalikan semua elemen di dalam komponen dari *unweighted supermatrix* dengan bobot *cluster* yang sesuai. Nilai 1 – 9 pada tabel diatas merupakan bobot yang diperoleh dari perbandingan berpasangan antar *cluster*. Selanjutnya adalah mengalikan *unweighted supermatrix* dengan *cluster* matriks, sehingga diperoleh *weighted supermatrix*.

Tabel 2.3 *Weighted Supermatrix*

		A		B		C	
		A1	A2	B1	B2	C1	C2
A	A1	a*1	g*1	m*4	s*4	y*7	ee*7
	A2	b*1	h*1	n*4	y*4	z*7	ff*7
B	B1	c*2	i*2	o*5	u*5	aa*8	gg*8
	B2	d*2	j*2	p*5	v*5	bb*8	hh*8
C	C1	e*3	k*3	q*6	w*6	cc*9	ii*9
	C2	f*3	l*3	r*6	x*6	dd*9	jj*9

Angka a\*1 – jj\*9 dari tabel 2.3 merupakan perkalian antara *unweighted supermatrix* dengan *cluster* matriks yang saling berhubungan. Jumlah masing masing kolom *weighted supermatrix* harus 1, bila tidak diperoleh 1 maka kolom tersebut harus dinormalisasi sampai berjumlah 1.

### 2.6.2.3 *Limit Supermatrix*

*Limit Supermatrix* merupakan supermatrix yang diperoleh dengan menaikkan bobot dari *weighted supermatrix*, dengan cara mengalikan supermatrix itu dengan dirinya sendiri (memangkatkan) sampai k dimana k= 1,2,3,...n, untuk mendapatkan prioritas terakhir dimana semua kolom dari matriks identik dan masing masing

memberikan prioritas relatif dari elemen elemen dimana prioritas dari elemen elemen tersebut dalam setiap *cluster* dinormalisasikan ke angka satu. Proses pemangkatan ini akan dihentikan ketika bobot di dalam setiap kolom matriks dalam satu baris mencapai stabil atau memiliki angka yang sama.

### **2.6.3 Prioritas dan Sintesis**

Untuk memudahkan proses perhitungan pada tahapan *Analytical Network Process (ANP)* dapat diselesaikan dengan sebuah *software Super Decision*. Hasil akhir perhitungan dengan menggunakan *software* ini memberikan bobot prioritas dan sintesis dalam pengambilan keputusan.

Prioritas merupakan bobot total dari semua elemen dan komponen dalam supermatrix. Di dalam prioritas terdapat bobot *limiting* yang diperoleh dari *limit supermatrix* dan bobot *normalized by cluster* (normalisasi) yang merupakan pembagian antara bobot *limiting* elemen dengan jumlah bobot *limiting* elemen elemen pada satu komponen.

Sintesis merupakan kebalikan dari analisis. Kalau analisis berarti mengurai entitas material atau abstrak ke dalam elemen-elemennya, maka sintesis berarti menyatukan semua bagian menjadi satu kesatuan. Fungsi yang lebih penting dalam ANP adalah kemampuannya untuk membantu kita dalam melakukan pengukuran dan sintesis sejumlah faktor-faktor dalam hierarki atau jaringan.

Sintesis merupakan bobot dari alternatif. Alternatif terbaik ditentukan oleh nilai akhir (*final skor*) untuk setiap pilihan alternatif dari hasil supermatrix akhir (*final supermatrix*) yang diperoleh. Hasil perhitungan skala prioritas paling tinggi

adalah alternatif terbaik

#### 2.6.4 Tahapan Menggunakan Metode ANP

Berikut langkah langkah yang digunakan dalam metode ANP:

- a. Menyusun struktur masalah dengan membuat suatu model jaringan keputusan yang menunjukkan hubungan antar elemen keputusan. Tujuannya untuk mengidentifikasi kriteria/faktor dan subkriteria/subfaktor atau alternatif yang akan menjadi paling signifikan dalam pengambilan keputusan.
- b. Membuat matriks perbandingan berpasangan diantara faktor faktor yang mempengaruhi keputusan dengan membuat penilaian tingkat kepentingan suatu elemen dengan elemen lainnya berdasarkan skala Saaty. Selanjutnya ditransformasikan ke dalam bentuk matriks  $n \times n$ .

Tabel 2.4 Matriks Perbandingan Berpasangan

A	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>3</sub>	...	B <sub>j</sub>
B <sub>1</sub>	b <sub>11</sub>	b <sub>12</sub>	b <sub>13</sub>	...	b <sub>1j</sub>
B <sub>2</sub>	b <sub>21</sub>	b <sub>22</sub>	b <sub>23</sub>	...	b <sub>2j</sub>
B <sub>3</sub>	b <sub>31</sub>	B <sub>32</sub>	b <sub>33</sub>	...	b <sub>3j</sub>
...	...	...	...	...	...
B <sub>i</sub>	b <sub>i1</sub>	b <sub>i2</sub>	b <sub>i3</sub>	...	b <sub>ij</sub>

Misalkan terdapat suatu subsistem hierarki dengan kriteria/faktor A dan sejumlah elemen dibawahnya B<sub>1</sub> sampai B<sub>n</sub>, seperti pada tabel 2.4. Nilai b<sub>ij</sub> adalah nilai perbandingan elemen B<sub>i</sub> terhadap B<sub>j</sub> yang menyatakan hubungan seberapa jauh atau bobot atau dominasi tingkat kepentingan B<sub>i</sub> terhadap kriteria/faktor A bila dibandingkan dengan B<sub>j</sub>. Bila diketahui nilai b<sub>ij</sub> maka

secara teoritis nilai  $b_{ji} = 1/b_{ij}$ , dan apabila nilai  $i = j$  maka  $b_{ij} = 1$ . Nilai numerik yang digambarkan untuk perbandingan di atas berdasarkan skala perbandingan yang dibuat Saaty seperti pada tabel 2.5.

Tabel 2.5 Skala Saaty 1 - 9 (Sumber: Saaty, 2004)

Tingkat Kepentingan	Definisi	Keterangan
1	Sama Penting	Kedua elemen sama pentingnya
3	Sedikit lebih penting	Elemen satu sedikit lebih penting dari elemen lainnya
5	Lebih penting	Elemen satu lebih penting dari elemen lainnya
7	Sangat penting	Elemen satu sangat penting dari elemen lainnya
9	Mutlak sangat penting	Elemen satu mutlak sangat penting dari elemen lainnya
2, 4, 6, 8	Nilai tengah di antara 1, 2, 3, 5, 7, 9	Nilai diantara dua pertimbangan yang berdekatan

- c. Jika terdapat banyak responden sering kali terjadi perbedaan pendapat dalam penentuan kepentingan alternatif antar elemen, sehingga diperlukan rata-rata geometri menggunakan persamaan di bawah ini:

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[n]{R_1 \times R_2 \times R_3 \times \dots \times R_n} \quad (2.3)$$

Dimana: R = Nilai perbandingan antara nilai  $b_i$  dengan  $b_j$ .

n = Jumlah responden.

- d. Setelah mengumpulkan semua data perbandingan berpasangan dan memasukkan nilai kebalikannya (*inversi*), yaitu  $a_{ij} = 1 / a_{ji}$ , dimana  $a_{ij}$  atau  $a_{ji}$  menunjukkan tingkat kepentingan elemen ke-i atau elemen ke-j, serta nilai 1 di sepanjang diagonal utama, kemudian menghitung prioritas masing masing kriteria/faktor



- e. Menghitung nilai vektor prioritas (*eigen vector*) dengan cara menjumlahkan nilai setiap kolom dari matriks, kemudian membagi setiap sel kolom dengan nilai total kolom. Selanjutnya menjumlahkan nilai nilai dari setiap baris dan dibagi n. Berikut persamaan untuk menghitung nilai vektor prioritas (*eigen vector*):

$$X = \sum \left( \frac{B_{ij}}{\sum B_j} \right) / n \quad (2.4)$$

Dimana:  $X$  = *eigen vector*

$B_{ij}$  = nilai sel kolom dalam satu baris ( $i, j = 1, 2 \dots n$ )

$\sum B_j$  = jumlah total kolom

$n$  = jumlah matriks yang dibandingkan

- f. Memeriksa konsistensi. Setelah mendapatkan nilai vektor prioritas (*eigen vector*), selanjutnya memeriksa *Consistency Ration (CR)*. Menurut Saaty nilai *Consistency Ration (CR)* tidak lebih dari 10%. Apabila nilai CR lebih dari 10% maka penilaian data keputusan harus diperbaiki/diulangi.

Langkah pertama memeriksa *Consistency Ration (CR)* adalah sebagai berikut:

1. Mencari nilai  $\lambda_{\max}$  dengan cara:

$$\lambda_{\max} = (\text{nilai eigen 1} \times \text{jumlah kolom 1}) + (\text{nilai eigen 2} \times \text{jumlah kolom 2}) + \dots + n \quad (2.5)$$

2. Setelah mendapatkan nilai  $\lambda_{\max}$ , kemudian dihitung *Consistency Index (CI)*

$$CI = (\lambda_{\max} - n) / (n - 1) \quad (2.6)$$

Dimana:  $CI$  = *Consistency Index*

$\lambda_{\max}$  = nilai eigen terbesar

$n$  = jumlah matriks yang dibandingkan.

Nilai CI tidak akan berarti apabila terdapat standar untuk menyatakan apakah CI menunjukkan matriks konsisten. Saaty memberikan patokan dengan melakukan perbandingan secara acak atas 500 buah sampel. Saaty berpendapat bahwa suatu matriks yang dihasilkan dari perbandingan yang dilakukan secara acak merupakan suatu matriks yang mutlak tidak konsisten. Dari matriks acak tersebut didapatkan juga nilai *Consistency Index*, yang disebut juga dengan *Random Index* (RI).

Dengan membandingkan CI dengan RI maka didapatkan patokan untuk menentukan tingkat konsistensi suatu matriks yang disebut dengan:

*Consistency Ratio* (CR), dengan rumus:

$$CR = CI / RI \quad (2.7)$$

Dimana: CR = *Consistency Ratio*

CI = *Consistency Index*

RI = *Random Index*

Nilai Random Index diperoleh dari tabel di bawah ini:

Tabel 2.6 Nilai Random Indeks (Sumber: Saaty, 2004)

Ordo matriks	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>RI</b>	0	0	0,85	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

g. Membuat super matriks dengan cara memasukkan semua nilai vektor prioritas (*eigen vector*) yang diperoleh dari matriks perbandingan berpasangan antar elemen. Supermatrix ini terdiri dari tiga tahapan, yaitu *unweighted supermatrix*, *weighted supermatrix* dan *limtting supermatrix*.

1. *Unweighted supermatrix* dibuat berdasarkan perbandingan berpasangan antar elemen dengan cara memasukkan vektor prioritas (*eigen vector*) kolom

ke dalam matriks yang sesuai dengan selnya.

2. *Weighted supermatrix* diperoleh dengan cara mengalikan semua elemen pada *unweighted supermatrix* dengan nilai yang terdapat dalam matriks *cluster* yang sesuai sehingga setiap kolom mempunyai jumlah 1.

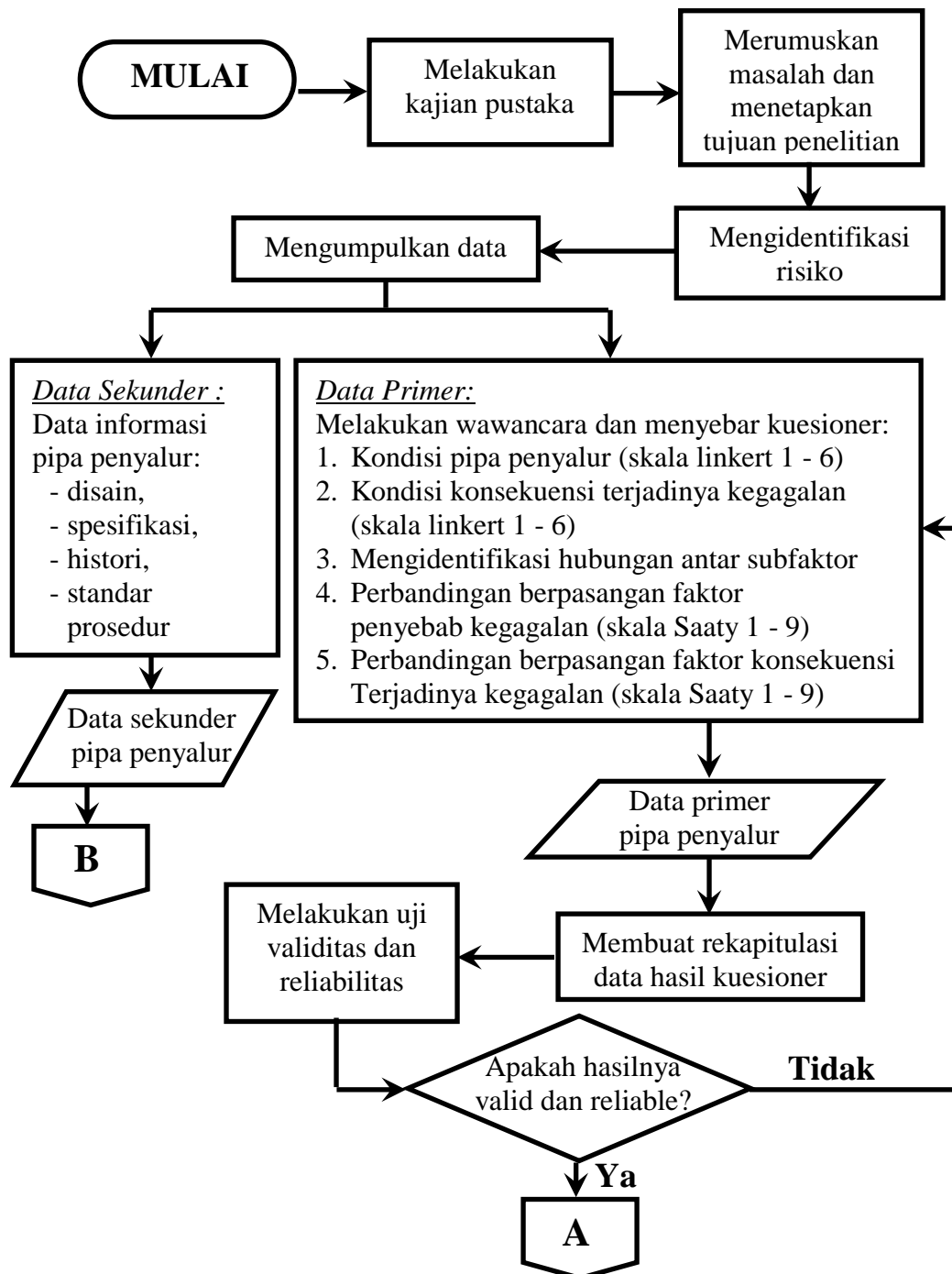
3. *Limiting supermatrix* diperoleh dengan cara mengalikan *weighted supermatrix* dengan dirinya sendiri (memangkatkan) sampai beberapa kali hingga diperoleh angka di setiap kolom dalam satu baris sama besar atau stabil.

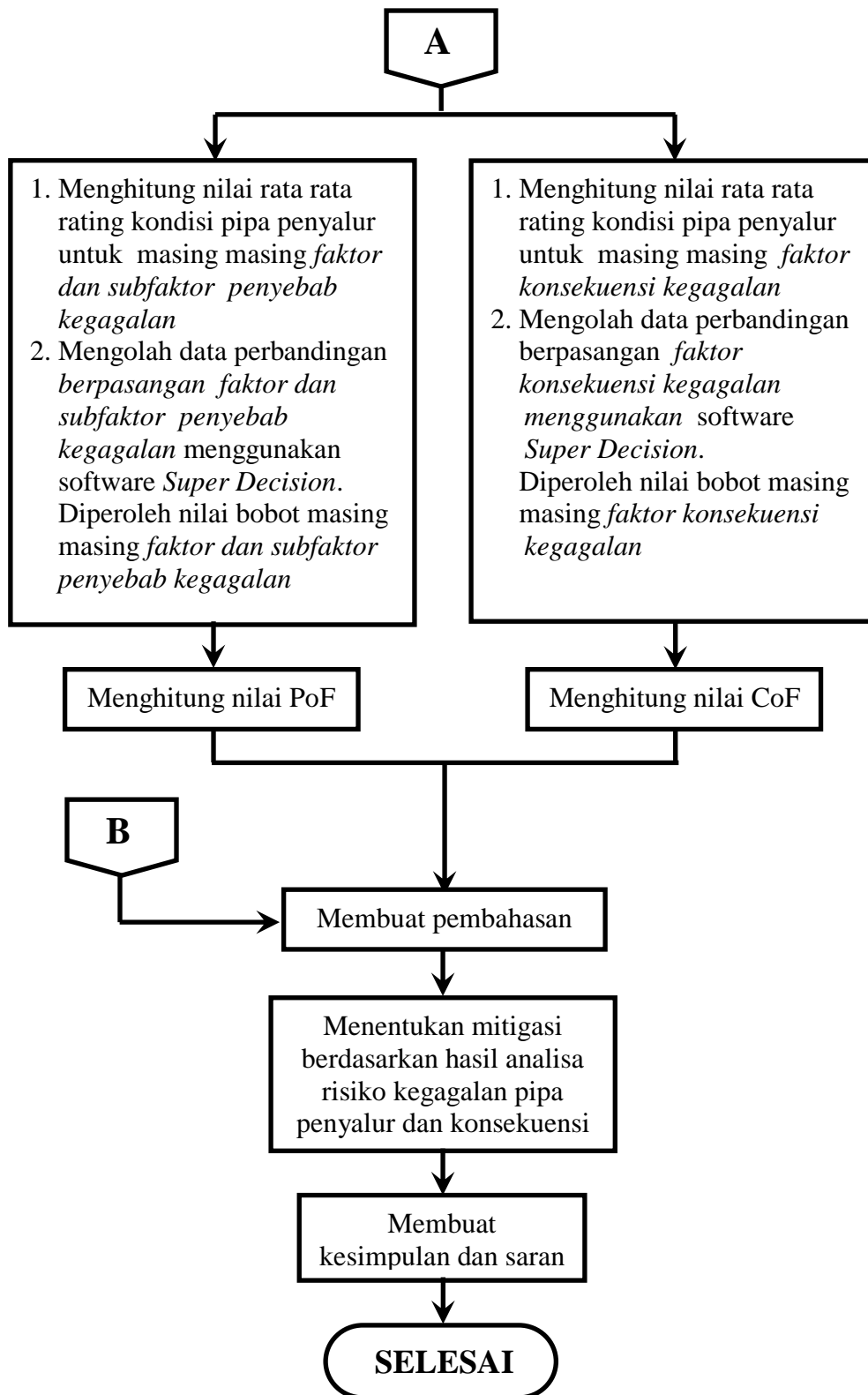
h. Mengambil nilai akhir dari kriteria/faktor atau alternatif dan menyusun rangking.

# BAB III

## METODE PENELITIAN

### 3.1 DIAGRAM ALIR PENELITIAN





Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

### **3.2 OBYEK DAN SUBYEK PENELITIAN**

Yang menjadi obyek dalam penelitian ini adalah pipa penyalur dengan diameter 12 inchi milik PT X yang merupakan kontraktor dibawah kendali SKK MIGAS yang beroperasi di wilayah Kutai Kartanegara Kalimantan Timur. Pipa penyalur ini digunakan untuk transportasi minyak mentah dari lapangan produksi di laut (*offshore*) menuju tempat proses pemurnian di darat (*onshore*). Pipa penyalur ini sudah dioperasikan selama 44 tahun sejak dibangun tahun 1974 sampai sekarang. Sedangkan pada umumnya pipa penyalur didisain untuk operasional selama 30 – 40 tahun. Kondisi ini menjadi salah satu alasan meningkatnya risiko pipa penyalur. Oleh karena itu perlu dilakukan penilaian tingkat risiko dan membuat mitigasinya yang efektif dan efisien.

### **3.3 RUANG LINGKUP PENELITIAN**

Berdasarkan letak geografisnya, pipa penyalur milik PT X tersebut terbagi menjadi tiga segmen. Segmen yang pertama, adalah riser pipa penyalur dari anjungan menuju bawah laut. Segmen yang kedua pipa bawah laut yang terbentang dari dari lapangan produksi di laut (*offshore*) sampai menuju garis pantai sepanjang 25 km. Lingkungan disekitar pipa penyalur segmen pertama dan kedua adalah laut, sehingga apabila terjadi kebocoran atau kebakaran, yang terkena konsekuensinya adalah para pekerja di anjungan dan lingkungan laut. Segmen yang ketiga adalah pipa penyalur terbentang dari garis pantai menuju tempat proses pemurnian di darat (*onshore*) sepanjang 5 km. Pada segmen ini, pipa penyalur melintas dekat dengan pemukiman penduduk dan terdapat jumlah pekerja lebih banyak daripada di

anjuan, sehingga kemungkinan terjadinya kegagalan dan konsekuensi lebih besar dari pada segmen pertama dan kedua.

Ruang lingkup penelitian ini adalah melakukan penilaian risiko pipa penyalur pada segmen ketiga dengan mengidentifikasi faktor faktor penyebab kegagalan pipa penyalur dan konsekuensi serta menentukan mitigasi yang sesuai dengan kondisi pipa penyalur. Metode yang digunakan untuk penilaian risiko adalah metode *Analytical Network Process (ANP)* dan *Risk Based Inspection (RBI)* untuk mendapatkan *Risk Ranking*.

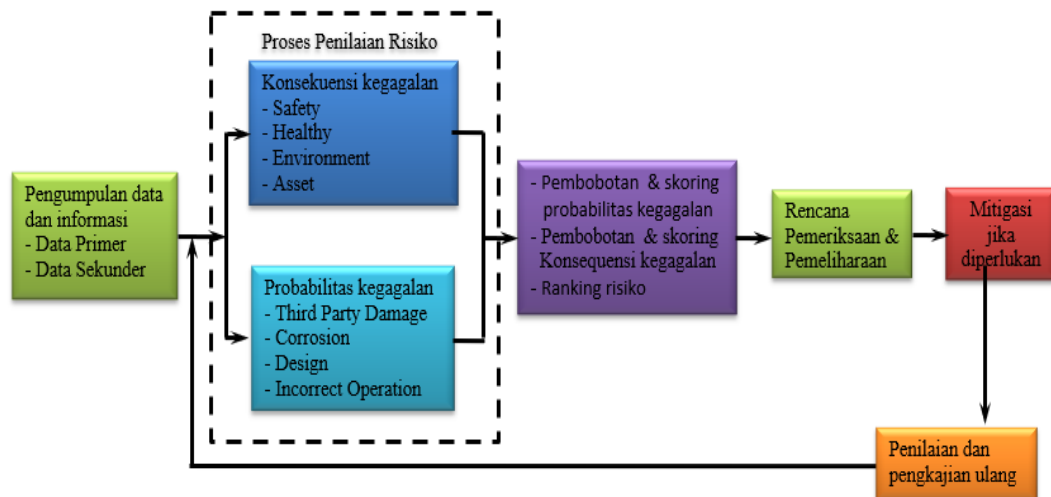
### **3.4 POPULASI DAN SAMPEL**

Sumber data primer yang diperlukan metode *Analytical Network Process (ANP)* berasal dari kuesioner pendapat para ahli dibidangnya (*expert judgement*) dalam bentuk kuesioner dari pendapat para ahli dibidangnya (*expert*). Objektivitas pendapat dari ahli (*expert judgement*) sangat menentukan hasil dari penelitian ini. Target responden yang akan diminta pendapatnya adalah sekitar 29 responden. Mereka dengan latar belakang Asset Integrity Specialist, Facility Engineer, Operator (operation), HES Representative dan Maintenance Team. Daftar responden (*expert judgement*) bisa dilihat pada lampiran 1.

### **3.5 VARIABEL DAN DEFINISI OPERASIONAL**

Kerangka penelitian ini menggunakan konsep management risiko pipa penyalur *Risk Based Inspection*, dengan menggunakan parameter/atribut penelitian yang terdapat dalam teori *Pipeline Risk Management Manual* oleh *W. Kent Muhlbauer*

dan *Integrated Risk Prioritization Matrix User Guide*. Menurut *W. Kent Muhlbauer* probabilitas penyebab kegagalan terdiri dari faktor. Dari diagram alir penelitian dapat dibuat blok diagram kerangka penelitian seperti gambar dibawah ini.



Gambar 3.2 Blok Diagram Kerangka Penelitian

Menurut *W. Kent Muhlbauer* (2004) probabilitas kegagalan yang terdiri dari faktor:

a. *Third Party Damage Index (TPDI)*, adalah nilai yang mendiskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan yang menyebabkan kerusakan dari luar pipa penyalur. Faktor ini terdiri dari subfaktor:

1. *Minimum Depth of Cover (MDC)*, adalah kedalaman minimum pipa penyalur dari permukaan tanah.
2. *Activity Level (AL)*. Kegiatan baik yang berhubungan secara langsung maupun tidak langsung dengan pipa penyalur yang dilakukan di atas pipa penyalur dan sekitarnya.
3. *Above Ground Facilities (AGF)*. Fasilitas peralatan dan bangunan yang ada di sepanjang jalur pipa penyalur.



4. *Line Locating (LL)*. Kelengkapan dokumentasi/tanda yang menyatakan lokasi pipa penyalur di beberapa titik yang telah ditentukan.
  5. *Public Education Program (PEP)*. Program edukasi dan sosialisasi terhadap masyarakat disekitar lokasi pipa penyalur terkait dengan risiko yang terjadi.
  6. *Right of Way (ROW) condition*. Kondisi sekitar pipa penyalur.
  7. *Patroll Frequency (PF)*. Frekuensi patroli yang dilakukan untuk memastikan keamanan pipa penyalur dari gangguan.
- b. *Corrosion Index (CI)*, adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan penyebab kerusakan pipa penyalur. Faktor ini terdiri dari:
1. *Atmospheric Corrosion (AC)*. Korosi yang disebabkan oleh interaksi material pipa penyalur dengan kondisi atmosferic.
  2. *Internal Corrosion (IC)*. Korosi yang disebabkan oleh interaksi material pipa penyalur dengan kondisi fluida yang mengalir.
  3. *Subsurface Corrosion (SC)*. Korosi pipa penyalur yang terjadi di dalam tanah (*underground pipeline*).
- c. *Design Index (DI)*, adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan penyebab terjadinya kerusakan pipa penyalur yang terkait dengan hubungan disain awal pipa penyalur dengan proses pengoperasian yang tidak benar dan ketidakpatuhan pada persyaratan disain. Faktor ini terdiri dari subfaktor:
1. *Safety Factor (SF)*. Nilai safety factor terhadap kekuatanyang digunakan dalam disain pipa penyalur.
  2. *Fatigue (FAT)*. Tingkat kelelahan dari material pipa penyalur akibat setelah

beban *cyclic* setelah dioperasikan sekian waktu.

3. *Surge Potential (SP)*. Kemampuan disain dalam memperhitungkan adanya potensi hentakan yang terjadi akibat aliran fluida.

4. *Integrity Verification (IV)*. Verifikasi terhadap integritas/kekuatan pipa penyalur, baik dengan metode uji merusak maupun uji tak merusak.

5. *Land Movement (LM)*. Faktor pergerakan/pergeseran tanah dimana pipa penyalur dibangun.

d. *Incorrect operation Index (IOI)* adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan sebagai penyebab kerusakan pipa penyalur akibat kesalahan manusia dan peralatan keselamatan. Faktor ini terdiri dari subfaktor:

1. *Operation (OP)*. Kesalahan yang terjadi ketika saat perencanaan, pembangunan dan saat mengoperasikan pipa penyalur.

2. *Maintenance (MAIN)*. Kesalahan dalam kegiatan pemeliharaan.

Sedangkan konsekuensi kegagalan pipa penyalur dalam *Integrated Risk Prioritization Matrix User Guide* berdampak pada

a. Keselamatan (*safety*).

Kelayakan dan keamanan pipa penyalur akan berdampak pada konsekuensi keselamatan pekerja dan masyarakat umum di sekitar pipa penyalur.

b. Kesehatan (*healthy*).

Karakteristik fluida biasanya berkaitan dengan sifat *toxic* (beracun). Pekerja masyarakat umum disekitar fasilitas pipa penyalur memiliki risiko terpapar bahan kimia yang bersifat racun akibat kebocoran pipa penyalur yang membahayakan kesehatan manusia.

c. Lingkungan (*environment*).

Dampak kebocoran pipa penyalur akan berpengaruh terhadap lingkungan, seperti tumpahan minyak (*oil spill*) dan uap gas yang bersifat racun yang keluar dari pipa penyalur (*gas release*) yang mengakibatkan kerusakan lingkungan.

d. Asset.

Kegagalan pipa penyalur akibat kebocoran dapat berdampak kerugian finansial bagi perusahaan.

### **3.6 INSTRUMEN PENELITIAN**

Data yang diperlukan dalam penelitian ini adalah data primer berupa kuesioner tentang perbandingan berpasangandan kondisi pipa penyalur. Selain itu juga diperlukan data sekunder yang berisi tentang data informasi disain, spesifikasi, histori serta data inspeksi dan pemeliharaan pipa penyalur dan prosedurnya sebagai bahan untuk informasi dan pelengkap dalam melakukan pembahasan.

Untuk mengolah data data tersebut diatas digunakan perangkat lunak (*software*) *SPSS versi.20* untuk menguji validitas dan reliabilitas dan perangkat lunak (*software*) *Super Decision versi 2.6* untuk proses ANP.

### **3.7 PENGUMPULAN DATA**

Pada penelitian ini, sumber data primer diperoleh dengan cara menyebarkan kuesioner dan melakukan wawancara kepada responden. Ada lima kuesioner yang disebar ke responden (*expert judgement*):

1. Kuesioner yang berisi tentang kondisi pipa penyalur yang berkaitan subfaktor

- penyebab terjadinya kegagalan menggunakan skala linkert 1 – 6.
2. Kuesioner yang berisi tentang kondisi pipa penyalur terhadap dampak konsekuensi apabila terjadi kegagalan menggunakan skala linkert 1 – 6.
  3. Kuesioner yang bersisi tentang penentuan hubungan antar faktor maupun subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur.
  4. Kuesioner yang berisi tentang perbandingan berpasangan antar faktor maupun antar subfaktor penyebab terjadinya kegagalan menggunakan skala Saaty 1 - 9.
  5. Kuesioner yang berisi perbandingan berpasangan antar faktor konsekuensi terhadap terjadinya menggunakan skala Saaty 1 - 9.

Selain itu juga mengumpulkan data sekunder berupa data informasi tentang disain, spesifikasi, histori inspeksi dan pemeliharaan pipa penyalur serta standar prosedur yang berkaitan dengan pipa penyalur. Data ini semua diperoleh dari data base *Pipeline Integrity Managemen system (PIMS)*.

### **3.8 PENGOLAHAN DATA**

Setelah diperoleh data hubungan antar subfaktor dari kuesioner pertama, selanjutnya membuat kuesioner perbandingan berpasangan dan kondisi pipa penyalur. Untuk memudahkan proses pengolahan data, terlebih dahulu dibuat rekapitulasi data.

Sebelum melakukan pengolahan data, dilakukan uji validitas dan reliabilitas untuk mengetahui apakah data kuesioner dari para responden valid dan handal. Uji data ini menggunakan metode korelasi *Product Moment* dan *Cronbach's Alpha*. Apabila hasil uji didapatkan data tidak valid atau tidak handal, maka perlu diulang

kembali penyebaran kuesioner untuk lain responden atau dihilangkan. Apabila datanya valid dan handal, maka dilanjutkan mengolah data kuesioner perbandingan berpasangan menggunakan *software ANP Super Decision versi 2.6*. Hasil akhir dari pengolahan data ini adalah bobot faktor dari masing masing faktor dan bobot subfaktor dari masing masing subfaktor penyebab terjadinya kegagalan dan konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan. Perkalian antara bobot faktor dengan bobot subfaktor menghasilkan bobot global.

$$\text{Bobot Global} = \text{Bobot faktor} \times \text{Bobot subfaktor} \quad (3.1)$$

Kemudian data rating kondisi pipa penyalur dihitung nilai rata ratanya dari 29 responden untuk masing masing faktor dan subfaktor. Perkalian antara bobot global dengan rating menghasilkan skor.

$$\text{Skor} = \text{Bobot Global} \times \text{nilai rata rata rating} \quad (3.2)$$

Jumlah total skor masing masing menghasilkan PoF (*Probability of Failure*) untuk faktor penyebab terjadinya kegagalan dan menghasilkan CoF (*Consequence of Failure*) untuk kosekuensi terhadap terjadinya kegagalan. Dari hasil nilai Pof dan CoF dibuat matriks risiko dan diperoleh tingkat risiko (*risk ranking*). Proses berikutnya adalah melakukan pembahasan untuk menentukan mitigasi yang sesuai dengan hasil analisa risiko kodisi pipa penyalur. Tahap terakhir membuat kesimpulan, rekomendasi dan saran kepada perusahaan untuk ditindak lanjuti.

## **BAB IV**

### **ANALISA DATA**

#### **4.1 PENGUMPULAN DATA**

Tahap awal analisa data dimulai dengan mengumpulkan data primer dan data sekunder. Data sekunder berupa data informasi pipa penyalur tentang disain, spesifikasi, histori dan standar prosedur operasi dan pemeliharaan. Data primer merupakan hasil kuesioner berupa pendapat dari responden yang merupakan para ahli yang mempunyai pemahaman tentang kondisi pipa penyalur yang menjadi obyek penelitian ini. Hasil kuesioner ini digunakan untuk menentukan tingkat risiko dengan menghitung probabilitas dari faktor faktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dan konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur. Data kuesioner ini terdiri dari lima bentuk kusioner seperti yang dijelaskan pada bab III. Sedangkan data sekunder digunakan sebagai data penunjang untuk pembahasan di bab berikutnya.

##### **4.1.1 Data Spesifikasi Pipa Penyalur**

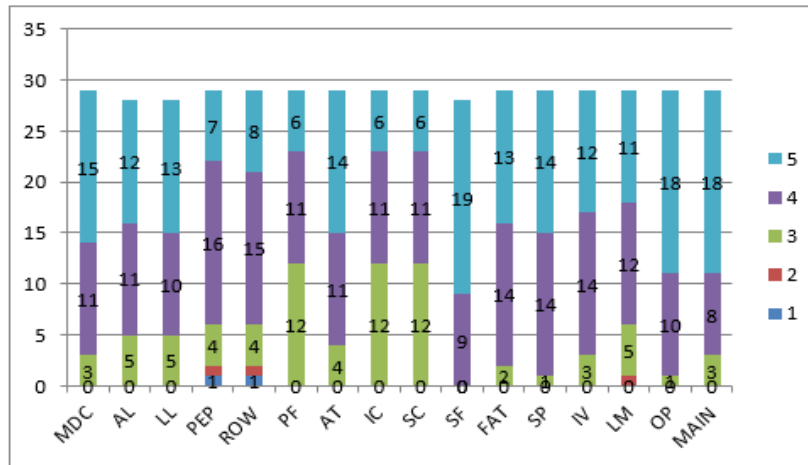
Yang menjadi obyek dalam penelitian ini adalah pipa penyalur milik PT X yang digunakan untuk transportasi minyak mentah (*crude oil*) dari lapangan produksi MKSA di laut (*offshore*) menuju tempat proses pemurnian Tanjung Santan di darat (*onshore*). Spesifikasi pipa penyalur yang menjadi obyek penelitian ini sebagai berikut:

Tabel 4.1 Spesifikasi Pipa Penyalur  
(Sumber: Data base pipa penyalur PT X)

No	SPESIFIKASI	DEKRIPSI
1	Identifikasi No.	PL-N-057-12-20-MKM-STP
2	Status	In service (masih beroperasi)
3	Rute	Offshore ke Onshore
4	Service	Minyak Mentah ( <i>crude oil</i> )
5	Panjang – Offshore	25 km (offshore) & 5 km (onshore)
7	Diameter	12 inchi
8	Spesifikasi Material	API 5L Gr X-52
9	Tebal pipa	10.31 mm
10	Umur disain	25 Tahun
11	Tahun pemasangan	1974
12	Tekanan disain & operasi	1350 PSIG & 160 – 200 PSIG
13	Temperatur disain & operasi	200 °F & 100 -150 °F
14	Flow rate	63.000 BBLS

#### 4.1.2 Kondisi Pipa Penyalur

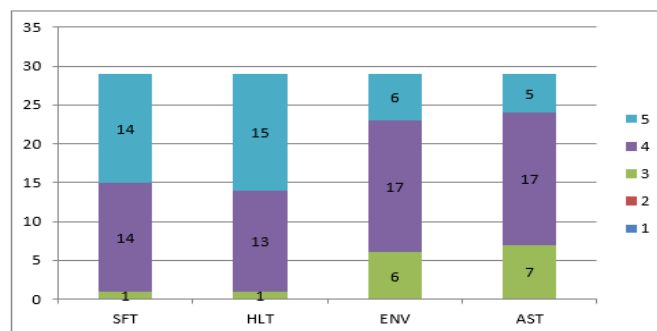
Penyebaran kuesioner kepada responden yang telah ditentukan seperti pada lampiran 1 pada penelitian ini diawali dengan melakukan wawancara kepada responden, tentang kondisi pipa penyalur yang berhubungan dengan faktor dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur. Bentuk kuesioner ini seperti pada lampiran 2 - A3 yang berisi tentang penilaian terhadap kondisi pipa penyalur menggunakan *skala linkert* 1 – 6 dengan ukuran dan tingkatan: sangat tidak baik (1), tidak baik (2), kurang baik (3), agak baik (4), baik (5) dan sangat baik (6). Rekapitulasi hasil kuesioner kondisi pipa penyalur seperti pada lampiran 3. Diagram persebaran kondisi pipa penyalur dari hasil kuesioner adalah sebagai berikut:



Grafik 4.1 Diagram Persebaran Data Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Dari hasil kuesioner, nilai ukuran dan tingkatan (6) tidak muncul, karena nilai (6) adalah untuk kondisi pipa penyalur yang baru dipasang dan digunakan.

Kuesioner berikutnya adalah hasil wawancara kepada responden seperti pada lampiran 2 – B2 yang berkaitan dengan penilaian terhadap konsekuensi terhadap terjadi kegagalan pipa penyalur menggunakan *skala linkert* 1 – 6 dengan ukuran dan tingkatan: catastrophic (1), severe (2), major (3), moderate (4), minor (5) dan incidental (6). Rekapitulasi hasil kuesioner ini seperti pada lampiran 4 dan selanjutnya dibuat diagram persebaran seperti di bawah ini:



Grafik 4.2 Diagram Persebaran Data Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur



Hasil kuesioner tersebut berasal dari 29 responden. Masing masing responden memberikan penilaian yang bervariasi. Untuk itu perlu dihitung nilai rata rata kondisi pipa penyalur dan rata rata konsekuensi terjadinya kegagalan pipa penyalur. Hasil perhitungan rata rata tersebut seperti pada tabel 4.2 dan tabel 4.3.

Tabel 4.2 Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan

Subfaktor	Skala Rata rata (Rating)	Standard Deviasi	Kondisi
MDC	4,4138	0,6823	Agak baik
AL	4,3103	0,8064	Agak baik
AGF	4,4483	0,6895	Agak baik
LL	4,3448	0,8140	Agak baik
PEP	3,9310	0,9232	Agak baik
ROW	3,9655	0,9443	Agak baik
PF	3,7931	0,7736	Agak baik
AC	4,3448	0,7209	Agak baik
IC	3,7931	0,7736	Agak baik
SC	3,7931	0,7736	Agak baik
SF	4,7241	0,5276	Baik
FAT	4,3793	0,6219	Agak baik
SP	4,4483	0,5724	Agak baik
IV	4,3103	0,6603	Agak baik
LM	4,1379	0,8334	Agak baik
OP	4,5862	0,5680	Baik
MAIN	4,5172	0,6877	Baik

Kondisi pipa penyalur pada subfaktor MDC penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur adalah rata rata 4,4138 dengan dengan standard deviasi sebesar 0,6823. Nilai tersebut berada diantara skala 4 yang menunjukkan kondisi agak baik dan skala 5 yang menunjukkan kondisi baik. Namun nilai tersebut lebih dekat ke skala 4, sehingga dapat disimpulkan dalam keadaan agak baik. Deskripsi ini juga menggambarkan pada subfaktor lainnya dan faktor konsekuensi terjadinya kegagalan pipa penyalur. Secara umum, kondisi pipa penyalur berdasarkan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dalam keadaan agak baik

(nilai 4) dan faktor konsekuensi pipa penyalur saat ini dalam keadaan moderate (nilai 4).

Tabel 4.3 Kondisi Pipa Penyalur Berdasarkan Faktor  
Konsekuensi Terjadinya Kegagalan

Faktor	Skala Rata rata (Rating)	Standard Deviasi	Kondisi
SFT	4,4483	0,5724	Moderate
HLT	4,4828	0,5745	Moderate
ENV	4,000	0,6547	Moderate
AST	3,9310	0,6509	Moderate

Kondisi pipa penyalur sudah tidak layak digunakan dan mengharuskan untuk diganti atau diperbaiki apabila ketebalan pipa penyalur sudah mencapai kurang dari 20% dari ketebalan awal disain atau tekanan maksimum operasi (MOP) melebihi tekanan aman maksimum (*safe maximum pressure*) berdasarkan hasil perhitungan tekanan aman maksimum (ASME B 31.G). Selain itu juga apabila pipa penyalur mengalami penyok akibat benturan bisa mengharuskan pipa penyalur harus diganti atau diperbaiki, namun terlebih dahulu dianalisa menggunakan metode *Fitness For Service (FFS)* seperti pada standar API 579/ASME FFS-1.

#### 4.1.3 Penentuan Hubungan Antar Subfaktor

Kuesioner berikutnya adalah tentang pendapat dari para responden untuk menentukan hubungan ketergantungan antar subfaktor yang menggambarkan hubungan saling mempengaruhi antar subfaktor dalam satu faktor (*inner dependence*) dan antar subfaktor dalam faktor lainnya (*outer dependence*) seperti pada lampiran 2 – A1. Berdasarkan penelitian sebelumnya (Wibowo, 2010), jumlah hubungan saling ketergantungan antar subfaktor dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

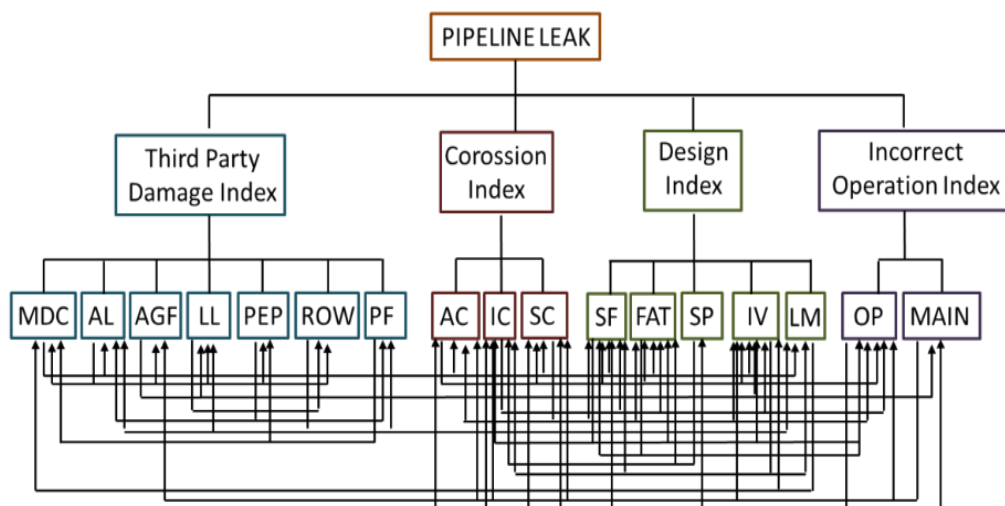
$$Q = N/2 \tag{4.1}$$

Dimana  $Q$  : jumlah hubungan ketergantungan antar subfaktor

$N$  : jumlah responden

Jika jumlah responden yang terlibat dalam pengisian kuesioner ini adalah  $N$  orang, dan apabila di dalam satu sel jumlah responden yang memilih  $B_{ij}$  lebih atau sama dengan  $Q$  ( $B_{ij} \geq Q$ ), maka dapat disimpulkan ada hubungan saling ketergantungan.

Pada penelitian ini jumlah responden adalah 29 orang, maka  $Q = 15$  orang. Jika dalam satu sel terdapat 15 atau lebih responden yang menjawab, subfaktor tersebut dianggap mempunyai hubungan saling ketergantungan. Hasil ini digunakan sebagai pernyataan dalam kuesioner perbandingan berpasangan antar subfaktor baik *inner dependence* maupun *outer dependence*. Hasil rekapitulasi kuesioner hubungan ketergantungan antar subfaktor ini seperti pada lampiran 5, dan selanjutnya dibuat model jaringan hubungan ketergantungan antar subfactor penyebab kegagalan pipa penyalur seperti pada gambar 4.1.



Gambar 4.1 Struktur Jaringan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Untuk memudahkan identifikasi dan analisa, dibuat tabel berdasarkan gambar

4.1 seperti di bawah ini:

Tabel 4.4 Hubungan *Inner-Outer Dependence* Antar Subfaktor

Faktor	Subfaktor	Inner Dependence	Outer Dependence
<b>Third Party Damage Index</b>	Minimum Depth of Cover	- Activity Level	- Atmospheric Corrosion - Subsurface Corrosion - Safety Factor - Fatigue - Integrity Verification - Land Movement
	Activity Level	- Minimum Depth of Cover - Aboveground Facilities - Line Locating - Public Education Program - ROW condition	
	Above Ground Facilities	- Line Locating	- Integrity Verification - Maintenance
	Line Locating	- ROW Condition	-
	Public Education Program	- Activity Level - Patrol Frequency	-
	ROW Condition	- Activity Level - Patrol Frequency	- Land Movement
	Patrol Frequency	- Minimum Depth of Cover - Public Education	-
	Patrol Frequency	- Minimum Depth of Cover - Public Education	-
<b>Corrosion Index</b>	Atmospheric Corrosion	- Subsurface Corrosion	- Safety Factor - Fatigue - Integrity Verification - Operation
	Internal Corrosion	-	- Safety Factor - Fatigue - Integrity Verification - Operation

Lanjutan Tabe 4.4 Hubungan inner-outer dependece antar subfaktor

Faktor	Subfaktor	Inner Dependence	Outer Dependence
<b>Corrosion Index</b>	Subsurface Corrosion	-	- Safety Factor - Fatigue - Integrity Verification - Operation
	Safety Factor	- Fatigue - Integrity Verification	- Internal Corrosion - Operation
<b>Design Index</b>	Fatigue	- Safety Factor	- Operation
	Surge Potential	- Fatigue	- Internal Corrosion
	Integrity Verification	- Fatigue - Land Movement	- Internal Corrosion
	Land Movement	- Integrity Verification	- Minimum Depth of Cover
<b>Incorrect Operation</b>	Operation	- Maintenance	- Atmospheric Corrosion - Internal Corrosion - Subsurface Corrosion - Safety Factor - Surge Potential
	Maintenance		- Atmospheric Corrosion - Internal Corrosion - Subsurface Corrosion - Integrity Verification

Sebagai contoh, subfaktor *Minimum Depth of Cover (MDC)* mempunyai hubungan ketergantungan dengan *Activity Level (AL)* dalam satu faktor (*inner dependence*) dan hubungan ketergantungan dengan *Atmospheric Corrosion (AC)*, *Subsurface Corrosion (SC)*, *Safety Factor (SF)*, *Integrity Verification (IV)*, *Land Movement (LM)* di luar faktor (*outer dependence*). Begitu pula dengan subfaktor yang lain.

#### 4.1.4 Perbandingan Berpasangan Antar Faktor dan Subfaktor

Kuesioner berikutnya adalah tentang perbandingan berpasangan antar faktor

dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur berdasarkan tabel 4.4 dan perbandingan berpasangan antar konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur menggunakan skala Saaty 1 – 9 seperti pada lampiran 2 – A2 dan lampiran 2 – B1. Kemudian disebar ke responden untuk memberikan pendapat tingkat kepentingan antar faktor dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dan tingkat kepentingan antar faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur. Hasil rekapitulasi kedua kuesioner tersebut seperti pada lampiran 6, lampiran 7 dan lampiran 8.

## **4.2 PENGUJIAN DATA**

Data hasil kuesioner pada umumnya nilainya bervariasi. Masing masing responden memberikan penilaian yang relatif berbeda berdasarkan tingkat konsistensi, pengetahuan dan pengalaman masing masing. Untuk mendapatkan data penelitian yang berkualitas dan bisa dipertanggung jawabkan, perlu dilakukan pengujian data. Pada penelitian ini uji data yang digunakan adalah uji validitas dan reliabilitas. Apabila hasil pengujian data tidak valid atau tidak reliabel, maka pertanyaan dalam kuesioner yang tidak valid atau tidak reliabel, harus dikeluarkan atau dilakukan kuesioner lagi dengan responden lain.

### **4.2.1 Uji Validitas**

Sebelum digunakan sebagai data penelitian primer, data kuesioner perbandingan berpasangan terlebih dahulu harus dilakukan pengujian data melalui uji validitas. Uji validitas adalah uji statistik yang digunakan untuk menentukan

seberapa valid suatu ukuran variable yang akan diteliti. Tujuannya adalah untuk menguji ketepatan serta kecermatan suatu instrument pengukuran dalam melakukan fungsi ukurnya. Uji validitas menggunakan teknik korelasi *Corrected Item-Total Correlation* dan *Bivariate Pearson (Product Moment Pearson)*. Analisis ini dilakukan dengan mengkorelasikan masing-masing skor item dengan skor total. Skor total adalah penjumlahan dari keseluruhan item. Item-item pertanyaan yang berkorelasi signifikan dengan skor total menunjukkan item-item tersebut mampu memberikan dukungan dalam mengungkap sesuatu yang akan diukur melalui hasil kuesioner. Persamaan untuk uji validitas yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$r = \frac{N(\sum X_i Y_i) - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{\sqrt{[N \cdot \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2][N \cdot \sum Y_i^2 - (\sum Y_i)^2]}} \quad (4.2)$$

Dimana:  $r$  = koefisien korelasi (r hitung)

$N$  = Jumlah subjek (responden)

$\sum X_i$  = Jumlah skor item

$\sum X_i^2$  = Jumlah kuadrat skor item

$\sum Y_i$  = Jumlah skor total

$\sum Y_i^2$  = Jumlah kuadrat skor total

$\sum X_i Y_i$  = Total perkalian skor item

Untuk menentukan instrument valid atau tidak adalah dengan mengikuti ketentuan sebagai berikut:

- a. Jika  $r$  hitung  $\geq r$  tabel dengan taraf signifikansi 0,05, maka instrument tersebut dikatakan valid.
- b. Jika  $r$  hitung  $< r$  tabel dengan taraf signifikansi 0,05, maka instrument tersebut dikatakan tidak valid.

Uji validitas menggunakan perangkat lunak SPSS versi 20 diperoleh nilai koefisien korelasi ( $r$  hitung) yang merupakan hasil dari *Corrected Item Total Correlation*. Selanjutnya nilai  $r$  hitung dibandingkan dengan nilai  $r$  tabel. Nilai  $r$  tabel dapat dilihat pada lampiran 9. Nilai  $r$  tabel dengan jumlah responden  $N = 29$  dengan tingkat kepercayaan 95% ( $\alpha = 5\%$ ) adalah 0,3610. Apabila nilai  $r$  hitung  $\geq$   $r$  tabel, maka kesimpulannya adalah data *valid* dan data tidak perlu dikeluarkan dari analisa penelitian ini. Sebaliknya, apabila  $r$  hitung  $<$  dari  $r$  tabel maka kesimpulannya adalah data *tidak valid* dan harus dikeluarkan dari data kuesioner penelitian ini atau mengambil data ulang dengan responden yang lain.

Data kuesioner yang dilakukan uji validitas adalah data hasil kuesioner perbandingan berpasangan antar faktor dan sufaktor penyebab terjadinya kegagalan dan hasil kuesioner perbandingan berpasangan antar faktor konsekuensi terjadinya kegagalan pipa penyalur. Berikut adalah hasil uji validitas untuk hubungan ketergantungan antar faktor *Third Party Damage Index (TPDI)*, *Corrosion Index (CI)*, *Design Index (DI)* dan *Inocccerect Operation Index (IOI)* menggunakan perangkat lunak SPSS versi 20.

Tabel 4.5 Hasil Uji Validitas Faktor TCDI Skala Saaty

Korelasi antara faktor	Nilai $r$ hitung	Nilai $r$ tabel ( $n = 30, \alpha = 5\%$ )	Kesimpulan
TPDI – CI	0,765	0,361	Valid
TPDI – DI	0,789		Valid
TPDI – IOI	0,772		Valid
CI – DI	0,791		Valid
CI – IOI	0,875		Valid
DI – IOI	0,831		Valid



Tabel 4.6 Hasil Uji Validitas *Inner – Outer Dependence* Antar Subfaktor pada Faktor TPDI Skala Saaty

Korelasi antara subfaktor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
MDC – AL	0,641	0,361	Valid
AL – AGF	0,672		Valid
AL – LL	0,780		Valid
AL – PEP	0,742		Valid
AL – ROW	0,661		Valid
AGF - LL	0,597		Valid
LL – ROW	0,622		Valid
LL – PF	0,783		Valid
PEP – PF	0,461		Valid
ROW – PF	0,573		Valid
MDC – AC	0,583		Valid
MDC – SC	0,680		Valid
MDC – SF	0,665		Valid
MDC – FAT	0,496		Valid
MDC - IV	0,531		Valid
MDV – LM	0,774		Valid
AGF – IV	0,685		Valid
AGF - MAIN	0,398		Valid
ROW – LM	0,745		Valid

Tabel 4.7 Hasil Uji Validitas *Inner – Outer Dependence* Antar Subfaktor pada Faktor DI Skala Saaty

Korelasi antara subfaktor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
SF – FAT	0,761	0,361	Valid
SF – IV	0,545		Valid
SP – FAT	0,490		Valid
SP – IV	0,581		Valid
IV – LM	0,624		Valid
SF – OP	0,663		Valid
FAT – OP	0,653		Valid
SP – IC	0,698		Valid

Tabel 4.8 Hasil Uji Validitas *Inner – Outer Dependence* Antar Subfaktor pada Faktor CI Skala Saaty

Korelasi antara subfaktor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
AC – SC	0,434	0,361	Valid
AC – SF	0,775		Valid
AC – FAT	0,560		Valid
AC – IV	0,549		Valid
AC – OP	0,678		Valid
IC - SF	0,478		Valid
IC – FAT	0,402		Valid
IC – IV	0,471		Valid
IC – OP	0,456		Valid
SC – SF	0,762		Valid
SC – FAT	0,711		Valid
SC – IV	0,514		Valid
SC – OP	0,496		Valid

Tabel 4.9 Hasil Uji Validitas *Inner – Outer Dependence* Antar Subfaktor pada Faktor IOI Skala Saaty

Korelasi antara subfactor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
OP – MAIN	0,831	0,361	Valid
OP – SP	0,485		Valid
MAIN – AC	0,854		Valid
MAIN – IC	0,394		Valid
MAIN – SC	0,365		Valid
MAIN - IV	0,427		Valid

Tabel 4.10 Hasil Uji Validitas Subfaktor Pada Faktor TPDI Skala Linkert

Korelasi antara subfaktor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
MDC	0,594	0,361	Valid
AL	0,744		Valid
AGF	0,605		Valid
LL	0,748		Valid
PEP	0,427		Valid
ROW	0,428		Valid
PF	0,470		Valid
AC	0,522		Valid
IC	0,470		Valid
SC	0,470		Valid
SF	0,401		Valid
FAT	0,660		Valid
SP	0,494		Valid
IV	0,593		Valid
LM	0,463		Valid
OP	0,639		Valid
MAINT	0,502		Valid

Tabel 4.11 Hasil Uji Validitas Hubungan Antar Faktor SHEA Skala Saaty

Korelasi antara subfactor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
SFT – HLT	0,762	0,361	Valid
SFT – ENV	0,779		Valid
SFT – AST	0,685		Valid
HLT – ENV	0,732		Valid
HLT – AST	0,781		Valid
ENV – AST	0,773		Valid

Tabel 4.12 Hasil Uji Validitas Faktor SHEA Skala Linkert

Korelasi antara subfactor	Nilai r hitung	Nilai r tabel (n =30, α = 5%)	Kesimpulan
SFT	0,762	0,361	Valid
HLT	0,779		Valid
ENV	0,685		Valid
AST	0,732		Valid

Dari tabel 4.5 sampai tabel 4.12, hasil kuesioner dari 29 responden menunjukkan bahwa seluruh item pernyataan dalam setiap variabel mempunyai nilai korelasi lebih dari 0,361 sebagai nilai batas suatu item pernyataan kuesioner. Ini menunjukkan bahwa data dan pernyataan pada kuesioner valid semua (tidak ada data yang dikeluarkan dari penelitian ini)

#### 4.2.2 Uji Reliabilitas

Reliabilitas adalah suatu ukuran yang menunjukkan sejauh mana hasil pengukuran tetap konsisten bila dilakukan pengukuran beberapa kali dengan alat ukur yang sama. Uji reliabilitas dimaksudkan untuk mengukur tingkat konsistensi responden terhadap item pernyataan dalam kuesioner berdasarkan pemahaman responden. Uji reliabilitas data hasil kuesioner dilakukan dengan menggunakan metode *Alpha Cronbach* dengan persamaan sebagai berikut:

$$r = \left[ \frac{k}{k-1} \right] \left[ 1 - \frac{\sum \sigma_b^2}{\sigma_t^2} \right] \quad (4.3)$$

Dimana:  $r$  = Koefisien reliabilitas instrumen (*Alpha Cronbach*)

$\sum \sigma_b^2$  = Jumlah varians butir

$K$  = Banyaknya butir pertanyaan

$\sigma_t^2$  = Varians total

Para ahli sepakat mengatakan nilai koefisien *Alpha Cronbach*  $> 0,7$  untuk sebuah skala yang memang sudah mapan dan dianggap stabil. Namun nilai koefisien 0,6 dianggap cukup memadai untuk skala yang masih dalam tahap pengembangan (Amir M. Taufik, 2015). Dengan menggunakan perangkat lunak SPSS versi 20, dihitung nilai koefisien reliabilitas. Berikut hasil perhitungan nilai

koefisien reliabilitas data kuesioner (*Alpha Cronbach*) untuk masing masing data kuesioner:

Tabel 4.13 Hasil Uji Reliabilitas Faktor TCDI Skala Saaty

<b>Cronbach's Alpha</b>	<b>Cronbach's Alpha Based on Standardized Items</b>	<b>N of Items</b>
0,712	<b>0,725</b>	<b>7</b>

Tabel 4.14 Hasil Uji Reliabilitas *Inner – Outer Dependence* pada Faktor TPDI Skala Saaty

<b>Cronbach's Alpha</b>	<b>Cronbach's Alpha Based on Standardized Items</b>	<b>N of Items</b>
<b>0,926</b>	<b>0,982</b>	<b>20</b>

Tabel 4.15 Hasil Uji Reliabilitas *Inner – Outer Dependence* Pada Faktor CI Skala Saaty

<b>Cronbach's Alpha</b>	<b>Cronbach's Alpha Based on Standardized Items</b>	<b>N of Items</b>
<b>0,821</b>	<b>0,844</b>	<b>14</b>

Tabel 4.16 Hasil Uji Reliabilitas *Inner – Outer Dependence* pada faktor DI Skala Saaty

<b>Cronbach's Alpha</b>	<b>Cronbach's Alpha Based on Standardized Items</b>	<b>N of Items</b>
<b>0,882</b>	<b>0,885</b>	<b>9</b>

Tabel 4.17 Hasil Uji Reliabilitas *Inner – Outer Dependence* Pada Faktor IOI Skala Saaty

<b>Cronbach's Alpha</b>	<b>Cronbach's Alpha Based on Standardized Items</b>	<b>N of Items</b>
<b>0,772</b>	<b>0,728</b>	<b>7</b>

Tabel 4.18 Hasil uji reliabilitas Hubungan Antar Faktor SHEA Skala Saaty

Cronbach's Alpha	Cronbach's Alpha Based on Standardized Items	N of Items
0,720	0,744	7

Tabel 4.19 Hasil Uji Reliabilitas Subfaktor Pada Faktor TCDI Skala Linkert

Cronbach's Alpha	Cronbach's Alpha Based on Standardized Items	N of Items
0,701	0,779	18

Tabel 4.20 Hasil Uji Reliabilitas Faktor SHEA Skala Linkert

Cronbach's Alpha	Cronbach's Alpha Based on Standardized Items	N of Items
0,705	0,627	5

Dari tabel 4.13 sampai tabel 4.20, hasil uji reliabilitas data kuesioner menghasilkan nilai koefisien *Alpha Cronbach* yang lebih besar dari 0,6, sehingga semua data kuesioner tersebut reliabel.

### 4.3 PENGOLAHAN DATA

Setelah dilakukan pengujian data hasilnya valid dan reliabel, dilanjutkan dengan analisa data kuesioner perbandingan berpasangan antar faktor dan antar subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dan perbandingan berpasangan antar faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur untuk menentukan tingkat risiko pada pipa penyalur. Perhitungan bobot antar faktor dan antar subfaktor menggunakan metode *Analytical Network Process (ANP)*.

### 4.3.1 Perhitungan Nilai Bobot Faktor dan Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur.

Pada tahap ini menghitung nilai bobot hasil kuesioner seperti pada lampiran 6 dan lampiran 7 yang berisi tentang perbandingan berpasangan antar faktor dan antar subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur menggunakan skala Saaty. Tahap ini dimulai dengan membuat matriks perbandingan berpasangan masing masing antar faktor dan antar subfaktor. Berikut adalah salah satu hasil kuesioner perbandingan berpasangan yang dituangkan dalam bentuk matriks perbandingan berpasangan seperti pada tabel 4.21. Pada tabel tersebut menunjukkan bahwa faktor TPDI, 0,14285 kali lebih penting dari faktor CI atau faktor CI, 7 kali lebih penting dari faktor TPDI. Begitu juga untuk antar faktor dan antar subfaktor yang lainnya.

Tabel 4.21 Matriks Perbandingan Berpasangan Antar Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Faktor	TPDI	CI	DI	IOI
TPDI	1	0,14285	5	0,5
CI	7	1	7	7
DI	0,2	0,14285	1	0,5
IOI	2	0,14285	2	1

Karena terdapat 29 responden, ada kemungkinan masing masing responden memberikan penilaian yang berbeda dalam penentuan nilai kepentingan antar faktor atau subfaktor. Oleh karena itu diperlukan rata-rata geometri dengan menggunakan persamaan 2.3 untuk menggabungkan pendapat responden saat memasukkan nilai kepentingan ke matriks berpasangan. Contoh perhitungan rata-rata geometri perbandingan berpasangan antar subfaktor MDC – AL adalah sebagai berikut:

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[n]{R1 \times R2 \times R3 \times \dots \times Rn}$$

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[29]{0.33 \times 7 \times 0.33 \times \dots \times 0.2} = 1,0879$$

Nilai tersebut kemudian dilakukan pembulatan ke atas menjadi 2 yang artinya menuju subfaktor MDC (ke kiri). Contoh yang lain rataan geometri perbandingan berpasangan antar subfaktor AGF – LL adalah sebagai berikut:

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[29]{3 \times 0.2 \times 4 \times \dots \times 4} = 0,9188$$

Nilai tersebut kemudian dilakukan pembulatan ke atas menjadi 1 yang artinya menuju subfaktor LL (ke kanan). Hasil nilai rataan geometri faktor penyebab kegagalan pipa penyalur bisa dilihat pada lampiran 6 dan nilai rataan geometri subfaktor terjadinya kegagalan pipa penyalur bisa dilihat pada lampiran 7.

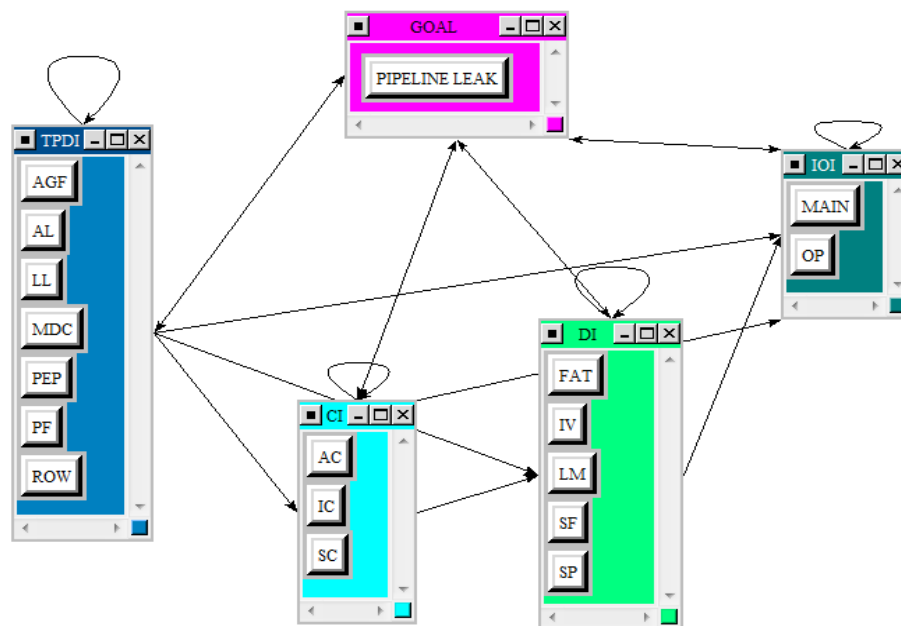
Tahap berikutnya adalah memeriksa nilai *consistency ratio* dan menghitung nilai pembobotan masing masing faktor dan subfaktor dari data kuesioner. Pada tahap ini dilakukan penyusunan diagram network ANP menggunakan perangkat lunak *Super Decision versi 2.6* dengan berpedoman pada struktur hierarki yang dibuat sebelumnya dan hasilnya seperti pada gambar 4.2. Diagram network inilah yang akan dijadikan untuk mengolah data hubungan antar faktor dan antar subfaktor *inner* dan *outer dependence*.

Setelah dilakukan proses menjalankan perangkat lunak *Super Decision versi 2.6*, diperoleh nilai keluaran (output) berupa nilai *consistency ratio* dan nilai bobot kepentingan masing masing faktor dan subfaktor seperti pada lampiran 10 dan 11.

Seperti yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, faktor atau subfaktor dikatakan konsisten apabila mempunyai nilai kurang dari atau sama dengan 0,1. Hasil keluaran nilai *consistency ratio* untuk faktor penyebab kegagalan pipa

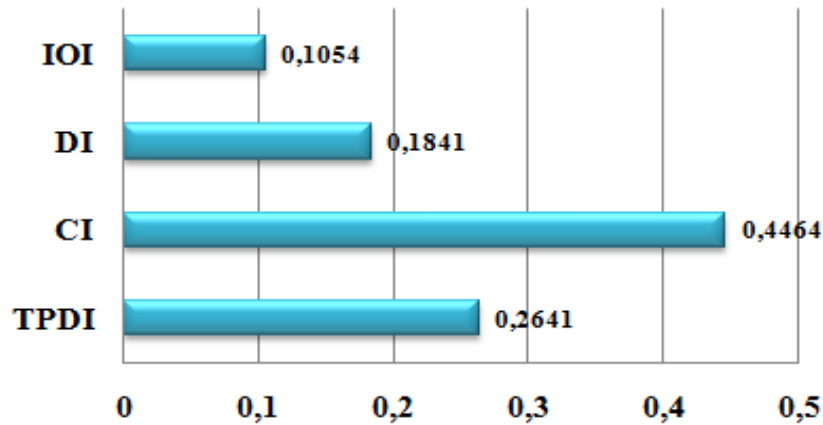


penyalur adalah 0,06948 sedangkan untuk subfaktor penyebab kegagalan pipa penyalur adalah 0,04389 seperti pada lampiran 10 dan lampiran 11. Nilai tersebut kurang dari 0,1 sehingga faktor dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur konsisten.



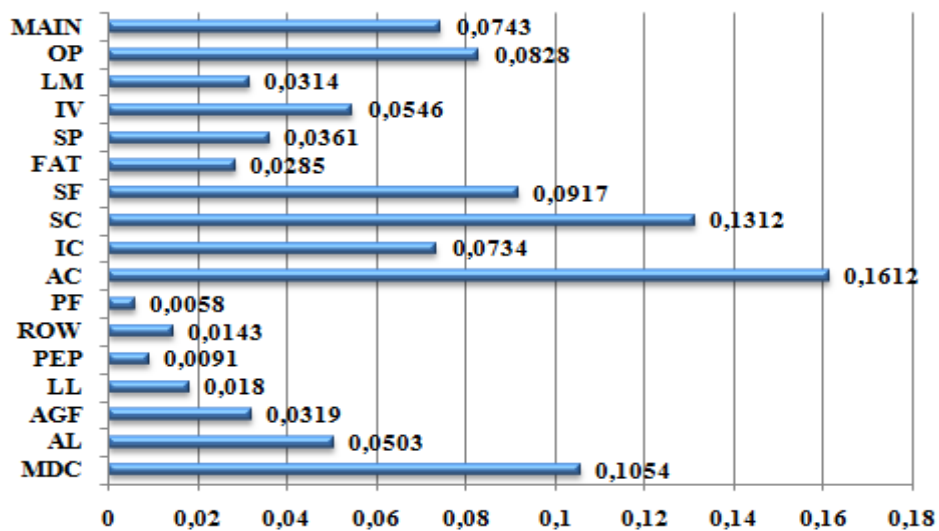
Gambar 4.2 Diagram Network ANP Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Sedangkan hasil keluaran untuk nilai bobot faktor penyebab kegagalan pipa penyalur pada lampiran 10 dan selanjutnya dibuat dalam bentuk grafik seperti pada grafik 4.3. Dari grafik tersebut menunjukkan bahwa faktor *Corrosion Index (CI)* memberikan nilai bobot yang paling tinggi dengan bobot 0,4464, disusul oleh faktor *Third Party Damage Index (TPDI)* dengan bobot 0,2641, faktor *Design Index (DI)* dengan bobot 0,1841 dan faktor *Incorrect Operation Index (IOI)* dengan bobot 0,1054.



Grafik 4.3 Nilai Bobot Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Sedangkan hasil keluaran untuk nilai bobot subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur pada lampiran 11, selanjutnya dibuat dalam bentuk grafik seperti pada grafik 4.4, menunjukkan bahwa subfaktor *Atmospheric Corrosion* (AC) mempunyai bobot sebesar 0,1612 disusul oleh subfaktor *Subsurface Corrosion* (SC) dengan bobot sebesar 0,1312 dan sampai yang paling terkecil bobotnya adalah *Patrol Frquency* (PF) dengan bobot 0,0058.



Grafik 4.4 Nilai Bobot Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

### 4.3.2 Perhitungan Nilai Bobot Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

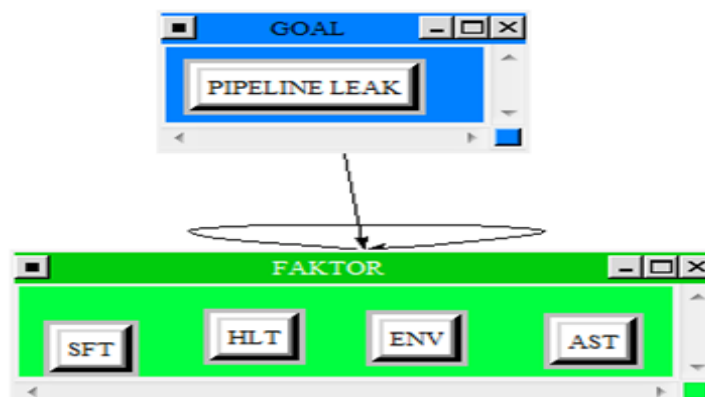
Perhitungan bobot faktor konsekuensi terhadap kegagalan pipa penyalur juga menggunakan data hasil kuesioner yang berisi tentang perbandingan berpasangan antar faktor konsekuensi kegagalan pipa penyalur menggunakan skala Saaty 1 -9.

Tabel 4.22 adalah salah satu hasil kuesioner perbandingan berpasangan yang dituangkan dalam bentuk matriks perbandingan berpasangan, menunjukkan bahwa faktor SFT 5 kali lebih penting dari faktor HLT atau faktor HLT 0,2 kali lebih penting dari faktor SFT. Begitu juga untuk antar faktor yang lainnya.

Tabel 4.22 Matriks Perbandingan Berpasangan Pada Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Faktor	SFT	HLT	ENV	AST
SFT	1	5	3	6
HLT	0,2	1	0,3333	3
ENV	0,3333	3	1	5
AST	0,1667	0,3333	0.2	1

Tahap berikutnya adalah membuat diagram network ANP pada perangkat lunak *Super Decision versi 2.6*



Gambar 4.3 Diagram Network ANP Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

Kuesioner ini juga berasal dari pendapat 29 responden, oleh karena itu terlebih dahulu dilakukan perhitungan rata-rata geometri menggunakan persamaan 2.3 untuk menggabungkan pendapat responden saat memasukkan nilai kepentingan ke matriks berpasangan pada perangkat lunak. Contoh perhitungan rata-rata geometri perbandingan berpasangan antar subfaktor SFT – HLT adalah sebagai berikut:

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[n]{R1 \times R2 \times R3 \times \dots \times Rn}$$

$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[29]{5 \times 5 \times 6 \times \dots \times 5} = 4,7876$$

Nilai tersebut kemudian dilakukan pembulatan ke atas menjadi 5 yang artinya menuju faktor SFT (ke kiri). Contoh yang lain rata-rata geometri perbandingan berpasangan antar subfaktor HLT – ENV adalah sebagai berikut:

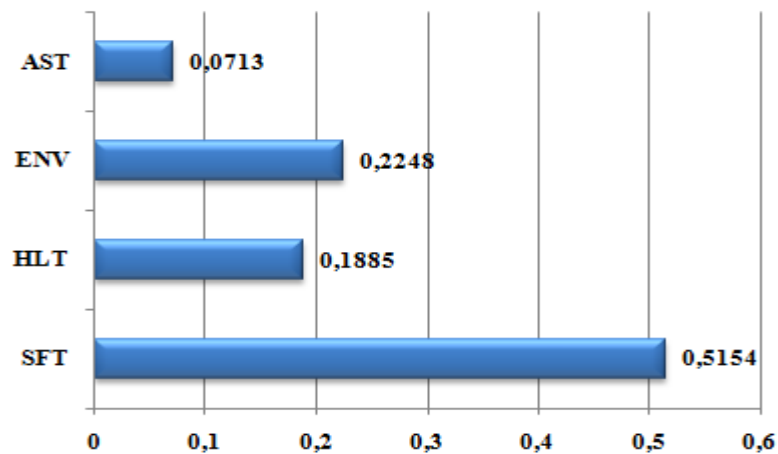
$$\text{Rataan Geometri} = \sqrt[30]{0.25 \times 0.3333 \times 0.2 \times \dots \times 0.3333} = 0,4924$$

Nilai tersebut kemudian dilakukan pembulatan ke atas menjadi 1 yang artinya menuju faktor ENV (ke kanan). Hasil nilai rata-rata geometri faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur yang sudah dibulatkan bisa dilihat pada lampiran 8.

Selanjutnya membuat diagram network ANP yang akan digunakan untuk mengolah data menggunakan perangkat lunak *Super Decision versi 2.6*. Tahap berikutnya adalah memeriksa nilai *consistency ratio* dan menghitung nilai pembobotan masing-masing faktor dari data kuesioner. Hasil keluaran dari perangkat lunak *Super Decision 2.6* diperoleh nilai *consistency ratio* dan nilai bobot kepentingan masing-masing faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur seperti pada lampiran 12. Nilai *consistency ratio* untuk faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur adalah 0,0952.

Nilai tersebut kurang dari 0,1 sehingga faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur konsisten.

Hasil keluaran *Super Decision 2.6* seperti pada lampiran 12, kemudian dibuat grafik seperti pada grafik 4.5. Nilai bobot faktor *Safety (SFT)* menunjukkan nilai yang paling tinggi dengan bobot 0,5154, disusul oleh *Environment (ENV)* dengan bobot 0,2248, *Health (HLT)* dengan bobot 0,1885 dan *Asset (AST)* dengan bobot 0,0713.



Grafik 4.5 Nilai Bobot Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur

#### 4.3.3 Penilaian Tingkat Risiko Menggunakan Matriks Risiko

Langkah awal penilaian tingkat risiko adalah menghitung nilai rating yang merupakan nilai rata rata subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur yang diperoleh dari hasil kuesioner 29 responden. Hasil perhitungan nilai rating tersebut seperti pada tabel 4.2.

Penilaian tingkat risiko pipa penyalur pada penelitian ini menggunakan metode pendekatan kualitatif yang menggabungkan antara metode *Analytical Network*

*Process (ANP)* dengan metode *Risk Based Inspection (RBI)*, kemudian ditentukan nilai tingkat risiko melalui matriks risiko, sehingga dapat diperoleh *Risk Ranking*.

Untuk mendapatkan nilai *Probabilitas of Failure (PoF)*, terlebih dahulu dihitung nilai bobot global masing masing subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur menggunakan persamaan 3.1, bobot faktor dikalikan bobot subfaktor. Selanjutnya dihitung nilai skor masing masing subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur. Dengan menggunakan persamaan 3.2, hasil penjumlahan nilai skor untuk semua subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur diperoleh nilai *Probabilitas of Failure (PoF)*. Berikut hasil perhitungan *Probabilitas of Failure (PoF)*.

Tabel 4.23 Nilai *Probabilitas of Failure (PoF)*

Faktor	Bobot Faktor	Subfaktor	Bobot Subfaktor	Bobot Global	Rating	Skor	PoF
TPDI	0,2641	MDC	0,1054	0,0278	4,4138	0,1227	1,2028
		AL	0,0503	0,0133	4,3103	0,0573	
		AGF	0,0319	0,0084	4,4483	0,0374	
		LL	0,0180	0,0048	4,3448	0,0209	
		PEP	0,0091	0,0024	3,9310	0,0094	
		ROW	0,0143	0,0038	3,9655	0,0150	
		PF	0,0058	0,0015	3,7931	0,0057	
IC	0,4464	AC	0,1612	0,0719	4,3448	0,3123	
		IC	0,0734	0,0328	3,7931	0,1244	
		SC	0,1312	0,0586	3,7931	0,2223	
DI	0,1841	SF	0,0917	0,0169	4,7241	0,0798	
		FAT	0,0285	0,0053	4,3793	0,0232	
		SP	0,0361	0,0067	4,4483	0,0298	
		IV	0,0546	0,0101	4,3103	0,0435	
		LM	0,0314	0,0058	4,1379	0,0240	
IOI	0,1054	OP	0,0743	0,0078	4,5862	0,0358	
		MAIN	0,0828	0,0087	4,5172	0,0393	

Untuk menghitung nilai *Consequence of Failure (CoF)* hanya menggunakan persamaan 3.2, bobot faktor dikalikan rating menghasilkan skor. Nilai *Consequence of Failure (CoF)* diperoleh dari penjumlahan skor. Berikut hasil perhitungan *Consequence of Failure (CoF)*.

Tabel 4.24 Nilai *Consequence of Failure (CoF)*

Faktor	Bobot Faktor	Rating	Skor	CoF
SFT	0,5154	4,4483	2,2927	4,3171
HLT	0,1885	4,4828	0,8450	
ENV	0,2248	4,0000	0,8992	
AST	0,0713	3,9310	0.2802	

Perhitungan *PoF* didapat nilai 1,2028 dan *CoF* dengan nilai 4,3171. Selanjutnya ditentukan nilai tingkat risiko yang mungkin terjadi melalui matriks risiko. Hasil nilai *PoF* dibulatkan menjadi 1 dan nilai *CoF* dibulatkan menjadi 4, selanjutnya disesuaikan dengan matrik pada Gambar 3.7. Pada gambar tersebut pertemuan nilai 1 (*likely*) dan nilai 4 (*moderate*) didapat nilai 4.

		Legend					
Likelihood Indices		1, 2, 3, 4 - Short-term, interim risk reduction required. Long term risk reduction plan must be developed and implemented. 5 - Additional long term risk reduction required. If no further action can be reasonably taken, SBU management approval must be sought to continue the activity. 6 - Risk is tolerable if reasonable safeguards / management systems are confirmed to be in place and consistent with relevant requirements of the Risk Mitigation Closure Guidelines. 7, 8, 9, 10 - Manage risk. No further risk reduction required. Risk reduction at management / team discretion.					
		Decreasing Consequence/Impact					
		6	5	4	3	2	1
		Incidental	Minor	Moderate	Major	Severe	Catastrophic
Likelihood Indices	1 Likely	6	5	4	3	2	1
	2 Occasional	7	6	5	4	3	2
	3 Seldom	8	7	6	5	4	3
	4 Unlikely	9	8	7	6	5	4
	5 Remote	10	9	8	7	6	5
	6 Rare	10	10	9	8	7	6

Gambar 4.4 Matriks Risiko Hasil Analisa Data

Matriks risiko yang digunakan adalah mengacu pada *Integrated Risk Prioritization Matriks* yang disusun oleh PT X. Matriks ini selalu digunakan dalam kegiatan manajemen risiko untuk penilaian tingkat risiko. Matriks ini mempunyai ordo 6 x 6 dan masing masing skala mempunyai kriteria yang sudah didefinisikan dengan jelas.

Sumbu Y merupakan representasi dari nilai *Probabilitas of Failure (PoF)* dan sumbu X merupakan nilai representasi dari *Consequence of Failure (CoF)*. Nilai *Probabilitas of Failure (PoF)* dan nilai *Consequence of Failure (CoF)* dimasukkan ke dalam matriks tersebut, dan diperoleh nilai tingkat risiko 4.

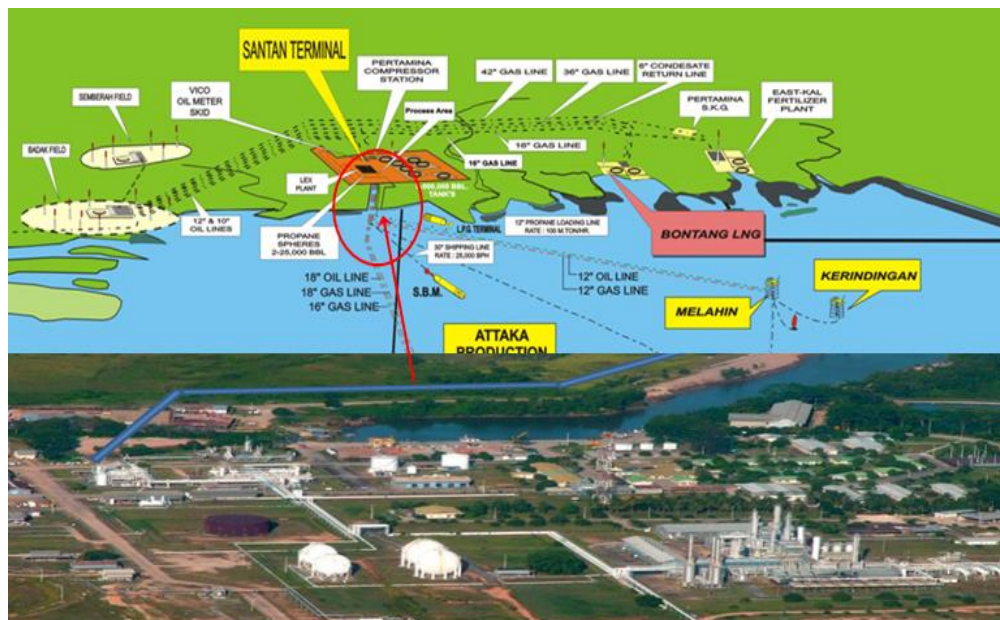


## BAB V

### PEMBAHASAN

#### 5.1 DESKRIPSI PIPA PENYALUR

Pipa penyalur milik PT X dengan diameter 12 inch digunakan untuk transportasi minyak mentah (*crude oil*) dari lapangan produksi MKSA di laut (*offshore*) menuju tempat proses pemurnian di Tanjung Santan (*onshore*). Pipa penyalur dibagi menjadi beberapa segmen berdasarkan parameter seperti letak geografis, mekanisme terjadinya kegagalan pipa penyalur, ketebalan pipa penyalur dan kondisi lingkungan sekitar. Setiap segmen mempunyai nilai kemungkinan risiko dan konsekuensi yang berbeda.



Gambar 5.1 Lokasi Pipa Penyalur Milik PT X

Pada penelitian ini, pipa penyalur dibagi dalam tiga segmen. Segmen yang pertama adalah *riser pipeline* yang berada di anjungan yang menuju ke dalam laut.

Segmen yang kedua adalah yang terbentang di dalam air laut (*subsea pipeline*) sampai menuju garis pantai. Segmen yang ketiga adalah dari garis pantai menuju darat sampai ke tempat proses pemurnian.

Yang menjadi obyek penelitian ini adalah pipa penyalur pada segmen ketiga (pada lingkaran merah gambar 5.1). Pada segmen ini pipa penyalur melintas di area dekat dengan pemukiman penduduk sampai ke tempat proses pemurnian. Pada segmen ini terdapat banyak penduduk dan pekerja. Pipa penyalur ini dipasang tahun 1974 (umur 44 tahun), sedangkan umur disain adalah 25 tahun. Seiring dengan berjalannya waktu beroperasi pipa penyalur ini mempunyai kemungkinan kegagalan beroperasi dan konsekuensinya yang besar sehingga bisa dikategorikan mempunyai tingkat risiko tinggi. Untuk menurunkan tingkat risiko yang mungkin terjadi, perlu dilakukan identifikasi risiko, analisa risiko dan evaluasi risiko untuk menentukan strategi pemeriksaan dan pemeliharaan dalam upaya menurunkan tingkat risiko.



Gambar 5.2 Bagian Pipa Penyalur di Area Proses Pemurnian

## 5.2 PENILAIAN RISIKO

Berdasarkan histori, latar belakang dan lingkungan pipa penyalur perlu dilakukan penilaian risiko. Penilaian risiko meliputi identifikasi risiko, analisa risiko dan evaluasi risiko.

### 5.2.1 Identifikasi Risiko

Tabel 5.1 Identifikasi Risiko Pipa Penyalur

No	Faktor	Penyebab kegagalan	Dampak terjadinya kegagalan
1	Third Party Damage	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Akitifitas penduduk di sekitar pipa penyalur</li> <li>b. Pipa penyalur yang melintas jalan.</li> <li>c. Adanya bangunan disekitar pipa penyalur</li> </ul>	Pipe pecah/bocor <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Bahaya kebakaran</li> <li>b. Iritasi terkena bagian tubuh dan menghirup gas beracun</li> <li>c. Pencemaran lingkungan</li> <li>d. Kehilangan produksi biaya perbaikan dan recovery lingkungan</li> </ul>
2	Corrosion	Terjadi korosi <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Dari dalam pipa karena fluida mengandung zat yang korosif</li> <li>b. Dari luar pipa karena lingkungan udara dan tanah yang korosif</li> </ul>	Pipe pecah/bocor <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Bahaya kebakaran</li> <li>b. Iritasi terkena bagian tubuh dan menghirup gas beracun</li> <li>c. Pencemaran lingkungan</li> <li>d. Kehilangan produksi dan biaya perbaikan.</li> </ul>
3	Design	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Umur pipa melebihi umur disain</li> <li>b. Mengalami kelelahan (fatigue)</li> <li>c. Tanah longsor</li> <li>d. Sistem pemeriksaan yang kurang bagus</li> </ul>	Pipe pecah/bocor <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Bahaya kebakaran</li> <li>b. Iritasi terkena bagian tubuh dan menghirup gas beracun</li> <li>c. Pencemaran lingkungan</li> <li>d. Kehilangan produksi dan biaya perbaikan</li> </ul>
4	Incorrect Operation	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Kesalahan manusia / operator</li> <li>b. Alat keselamatan yang tidak berfungsi dengan baik</li> <li>c. Sistem pemeliharaan yang kurang bagus</li> </ul>	Pipe pecah/bocor <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Bahaya kebakaran</li> <li>b. Iritasi terkena bagian tubuh dan menghirup gas beracun</li> <li>c. Pencemaran lingkungan</li> <li>d. Kehilangan produksi, biaya perbaikan dan pemulihan lingkungan</li> </ul>

Identifikasi risiko yang dapat memungkinkan terjadinya kegagalan pada pipa penyalur, merupakan bagian dari proses penilaian risiko. Identifikasi risiko ini dilakukan melalui wawancara dengan para ahli (*expert judgement*) di lingkungan PT X yang mempunyai pemahaman tentang pipa penyalur dengan berpedoman pada teori manajemen risiko pipa penyalur oleh *W. Kent Muhlbauer* (2004).

Hasil identifikasi risiko, bahaya utama bila terjadi kegagalan pipa penyalur adalah bahaya kebakaran saat pipa penyalur mengalami bocor/pecah. Bahaya yang lain adalah terjadi iritasi pada kulit tubuh dan terhirupnya gas beracun yang terdapat dalam kandungan minyak. Pencemaran lingkungan akan menjadi masalah yang serius apabila terjadi kebocoran pipa penyalur yang tidak bisa teratasi dengan cepat, karena akan mengganggu ekosistem di sekitarnya. Kerugian akibat produksi yang hilang tentunya juga menjadi perhitungan perusahaan karena mempengaruhi jumlah produksi yang ditarget oleh pemerintah.

### **5.2.2 Analisa risiko**

Proses penilaian risiko berikutnya adalah analisa risiko. Analisa risiko dilakukan dengan cara membuat analisa data menggunakan data primer yang berupa hasil kuesioner dari para ahli (*expert judgement*) yang mempunyai pemahaman terhadap pipa penyalur.

Dari hasil analisa data menggunakan *Analytical Network Process (ANP)*, faktor *Corrosion Index* memberikan kontribusi sebesar 44,64% sebagai faktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur. Hal ini karena subfaktor *Atmospheric Corrosion*, *Subsurface Corrosion* dan *Internal Corrosion* yang merupakan bagian

dari faktor *Corrosion Index* memberikan kontribusi yang besar yaitu sebesar 16,12%, 13,12% dan 7,34%.

Subfaktor *Minimum Depth of Cover* yang merupakan dari bagian faktor *Third Party Damage Index* juga memberikan kontribusi yang besar terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur yaitu sebesar 10,54%. Begitu juga subfaktor *Safety Faktor* yang merupakan bagian dari faktor *Design Index*, subfaktor *Maintenance* dan *Operation* yang merupakan bagian dari faktor *Incorrect Operation Index* memberikan kontribusi yang tinggi masing masing sebesar 9,17% , 8,28% dan 7,43%. Sedangkan subfaktor yang lainnya juga memberikan kontribusi namun tidak signifikan terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur. Subfaktor *Patrol Frequency* yang merupakan bagian dari faktor *Third Party Damage Index* memberikan kontribusi yang paling sedikit yaitu sebesar 0,58%. Hal ini disebabkan karena subfaktor *Patroll Frekuensi* sudah dilakukan dengan baik.

Sedangkan dari segi konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur faktor *Safety* menjadi peringkat pertama yaitu sebesar 51,54%. Faktor *Safety* menjadi perhatian utama karena menyangkut keselamatan manusia baik pekerja maupun penduduk sekitar. Perusahaan berkomitmen terhadap keselamatan manusia menjadi prioritas utama. Asset memberikan kontribusi yang rendah yaitu sebesar 7,13%. Hal ini menunjukkan bahwa asset tidak menjadi perhatian utama terhadap dampak terjadinya kegagalan pipa penyalur.

Untuk melakukan penilaian tingkat risiko yaitu dengan cara menggabungkan dua konsep metode *Analytical Network Process (ANP)* yang menghitung skor total faktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur dan skor total konsekuensi

terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur dengan metode *Risk Based Inspection (RBI)*. Nilai skor total faktor penyebab terjadinya pipa penyalur merupakan nilai *Probability of Failure (PoF)*, sedangkan skor total faktor konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur merupakan nilai *Consequency of Failure (CoF)*. Pertemuan nilai PoF yang dibulatkan menjadi 1 dan nilai CoF yang dibulatkan menjadi 4 pada matrik risiko menghasilkan nilai 4 seperti pada gambar 4.7.

### 5.2.3 Evaluasi Risiko

Menurut kriteria risiko pada *Integrated Risk Prioritization Matriks*, hasil nilai 4 pada matriks risiko gambar 4.7, menunjukkan bahwa pipa penyalur berada dalam risiko tinggi dan mempunyai konsekuensi tinggi terhadap keselamatan, kesehatan, lingkungan dan asset perusahaan bila terjadi kegagalan atau kebocoran. Yang menyebabkan pipa penyalur dalam kondisi risiko tinggi karena hasil perhitungan *Probability of Failure (PoF)* menghasilkan nilai 1,2028. Faktor yang memberikan kontribusi paling besar terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur adalah faktor *Corrosion Index (CI)*. Oleh karena itu diperlukan perhatian lebih yang terhadap faktor *Corrosion Index (CI)*.

Interval pemeriksaan terhadap pipa penyalur ini yang direkomendasikan adalah 6 bulan untuk kondisi pipa penyalur *on-stream* (dalam kondisi beroperasi) dan setahun untuk kondisi pipa penyalur *off-stream* (dalam kondisi tidak beroperasi). Namun apabila rekomendasi tidak dapat dilaksanakan untuk dilakukan, diperlukan usaha lain dengan membuat rencana dan strategi pemeriksaan (*inspection*) pemeliharaan (*maintenance*) secara efektif, tepat sasaran dan efisien,

dengan melibatkan engineer yang berkompeten untuk melakukan kajian yang lebih detail terhadap pipa penyalur.

### **5.3 STRATEGI PEMERIKSAAN DAN PEMELIHARAAN**

Strategi pemeriksaan (*inspection*) dan pemeliharaan (*maintenance*) adalah tindakan mitigasi yang merupakan bagian proses manajemen risiko. Strategi ini mengacu pada hasil analisa data diatas dan standard *API RP 1160 (Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline)* serta prosedur *Pipeline Integrity Management System (PIMS)* yang telah disusun oleh perusahaan.

Yang pertama adalah penanganan masalah korosi. *Atmospheric Corrosion* pada umumnya terjadi pada bagian *Splash Zone* yang berada di garis pantai dan bagian pipa penyalur yang tidak terkubur. Tipe korosi yang terjadi umumnya adalah tipe korosi secara merata (*general corrosion*) dan korosi sumuran (*pitting corrosion*) pada bagian luar pipa penyalur. Korosi merata dapat dengan mudah ditemukan, diukur dan diprediksi. Secara visual korosi merata dapat dengan mudah ditemukan karena korosi merata akan memberikan warna yang berbeda dengan logam induknya. Umumnya warna produk korosi merata adalah merah kecoklat-coklatan. Korosi merata jarang mengakibatkan kerusakan yang fatal, tetapi korosi merata bisa menjadi cikal bakal terjadinya korosi lain yang cukup membahayakan. Bagian pipa penyalur yang menyeberangi parit, rentang terhadap kerusakan pelapisnya (*coating*) karena tumbukan benda keras yang terbawa arus air di parit. Kerusakan pelapis ini menyebabkan terjadinya *atmospheric corrosion* sehingga akan mengalami kebocoran apabila tidak segera

ditangani. Bagian ini sering tidak terkontrol saat melakukan pemeriksaan karena terendam air.



Gambar 5.3 Kondisi Pipa Penyalur yang Menyeberangi Parit



Gambar 5.4 Kondisi Pipa Penyalur di Tanah Terbuka

Diantara sela sela pipa penyalur dan penopang pipa juga dapat terjadi korosi dalam bentuk korosi celah (*crevice corrosion*) apabila pelapis cat (*coating*) pipa penyalur mengalami rusak. Bagian pipa penyalur yang terletak diantara tanah dan udara (*ground/air interface*) yang pelapis catnya (*coating*) mengalami rusak juga



dapat terjadi korosi yang disebabkan oleh potensi penyerapan uap air, pergerakan tanah dan perubahan kandungan kelembaban tanah. Terjadinya korosi tersebut menyebabkan terjadinya penipisan ketebalan pipa penyalur dan akhirnya akan menyebabkan kebocoran.

Metode pemeriksaan (*inspection*) pipa penyalur karena *Atmospheric Corrosion* yaitu dengan cara melakukan pemeriksaan secara visual terhadap kondisi permukaan bagian luar pipa penyalur. Selain itu juga dilakukan pengukuran ketebalan pipa penyalur dengan menggunakan peralatan *Ultrasonic Test* pada bagian bagian yang mengalami korosi. Pengukuran ini dilakukan setiap 6 bulan seperti yang direkomendasikan di atas untuk memantau laju korosi sampai batas yang diijinkan. Nilai sisa ketebalan yang didapat dari hasil pengukuran ketebalan digunakan untuk menentukan tekanan maksimum yang masih diperbolehkan dan sisa umur dari pipa penyalur tersebut. Usaha untuk menghambat laju *atmospheric corrosion* yang terjadi yaitu dengan cara melakukan perbaikan pelapis cat (*coating*) sesuai dengan standar yang berlaku sehingga diperoleh kualitas yang baik dan pipa penyalur terlindungi dari korosi.

*Subsurface Corrosion* terjadi pada bagian luar pipa penyalur yang tertanam di dalam tanah. Faktor faktor yang menyebabkan korosi ini adalah tekstur tanah, nilai resistivitas tanah, pH tanah, kadar garam (klorida dan sulfat), kandungan oksigen di dalam tanah dan mikro organisme (bakteri). Type korosi yang terjadi pada umumnya adalah korosi secara merata (*general corrosion*) dan korosi sumuran (*pitting corrosion*). Metode pemeriksaan (*inspection*) *subsurface corrosion* yang efektif adalah menggunakan peralatan *Long Range Ultrasonic Test (LRUT)*.

Apabila ditemukan anomali, akan dilakukan penggalian dan dilakukan pengukuran sisa ketebalan pipa penyalur secara manual dengan *Ultrasonic Test*. Selain itu juga untuk mengetahui apakah pipa penyalur masih terproteksi oleh sistem proteksi katodik, dilakukan *Cathodic Protection Survey* atau pengukuran DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*) pada pipa penyalur. Hasil pengukuran DCVG ini akan menunjukkan apakah pipa penyalur masih dalam kondisi terproteksi atau tidak terhadap korosi. Apabila pipa penyalur dalam kondisi tidak terproteksi, perlu diperbaiki atau dipasang kembali *Sistem Cathodic Protection* untuk menghambat laju korosi. Selanjutnya dilakukan monitor dan pemeliharaan secara berkala.



Gambar 5.5 Transformer Rectifier Untuk Proteksi Katodik  
Pipa Penyalur

*Internal Corrosion* yaitu terjadinya korosi pada bagian dalam pipa penyalur. Umumnya disebabkan oleh zat pengotor (*impurity*) yang larut dan terbawa oleh minyak mentah saat dialirkan. Zat pengotor tersebut adalah air laut, asam sulfida ( $H_2S$ ), karbon dioksida ( $CO_2$ ), Oksigen ( $O_2$ ), ion klorida, mikro organisme berupa bakteri *an-aerob* dan pasir. Melalui proses elektrokimia zat zat tersebut dapat

menyebabkan korosi pada dinding bagian dalam pipa penyalur. Sedangkan pasir yang terbawa oleh minyak mentah dapat menyebabkan erosi pada dinding bagian dalam pipa penyalur saat minyak dialirkan.

Metode pemeriksaan yang dilakukan adalah dengan memasang kupon korosi (*corrosion coupon*) dan melakukan monitor secara berkala. Hasil yang diperoleh dari usaha ini adalah trending laju korosi yang akan digunakan untuk perhitungan pendekatan sisa umur pipa penyalur. Selain itu juga dilakukan pengambilan contoh minyak mentah di bagian ujung awal pengiriman dan bagian penerima pipa penyalur minyak mentah untuk dilakukan analisa laboratorium tentang kandungan zat zat pengotor.

Metode penanganan untuk mencegah terjadinya internal korosi adalah dengan memberikan injeksi bahan kimia berupa *corrosion inhibitor*, *scale inhibitor* atau *biocide* tergantung pada penyebab terjadinya korosi sesuai dengan prosedur yang telah dibuat oleh PT X seperti pada tabel 5.2. Dosis bahan kimia yang diinjeksikan tergantung dari hasil analisa laboratorium dan dilakukan secara berkala.

Tabel 5.2 Metode Penanganan Penyebab Korosi oleh Zat Pengotor

(Sumber: CiCo-QP-M-025 Procedure for Chemical Treatment)

No	Fluid Source	Risk	Treatment
1	Water Injection (Seawater)	O <sub>2</sub> Corrosion Bacteria General Corrosion	Remove O <sub>2</sub> by oxygen scavenger Treatment with biocide Water corrosion inhibitor
2	Oil line	Corrosion (CO <sub>2</sub> or H <sub>2</sub> S) Scale Bacteria	Corrosion inhibitor Scale inhibitor Biocide
3	Gas line or multiphase	Corrosion (CO <sub>2</sub> or H <sub>2</sub> S) Bacteria	Corrosion inhibitor Biocide

Corrosion inhibitor bekerja dengan cara melapisi dinding bagian dalam pipa penyalur, sehingga zat pengotor berupa air laut, asam sulfida ( $H_2S$ ), karbon dioksida ( $CO_2$ ), tidak bisa bereaksi secara langsung dengan dinding pipa penyalur. Sedangkan *biocide* diinjeksikan secara berkala dengan tujuan untuk membunuh bakteri *an-aerob*.

Sedangkan untuk membersihkan dinding bagian dalam pipa penyalur seperti pasir dan benda lainnya, dilakukan dengan cara meluncurkan *pig* ke dalam pipa penyalur secara berkala dengan tipe *rubber foam pig* atau *brush pig*. Pemilihan tipe *pig* tergantung kondisi tingkat kebersihan internal pipa penyalur, internal diameter, dan besarnya radius pada bagian yang membelok. Berikut adalah contoh tipe *pig* yang sering digunakan.



Gambar 5.6. Tipe Pig

Faktor penyebab kegagalan pipa penyalur yang memberikan kontribusi tinggi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur berikutnya adalah *Minimum Depth of Cover*. Menurut standar yang berlaku *Minimum Depth of Cover* pipa penyalur adalah pada kedalaman minimum 1 meter di bawah permukaan tanah tergantung struktur tanah. Seiring dengan berjalannya waktu ada beberapa bagian pipa

penyalur yang kedalamannya tidak sampai 1 meter, karena proses erosi tanah, terutama di pinggir garis pantai dan pinggir canal (sungai). Untuk itu perlu dilakukan pengurukan kembali pada bagian pipa penyalur yang kedalamannya kurang dari 1 meter. Sedangkan bagian pipa penyalur yang terletak di garis pantai perlu dipasang tanda yang memberikan informasi terdapat jalur pipa penyalur.



Gambar 5.7 Kondisi Pipa Penyalur Tertanam di Garis Pantai

Tanda bahwa “jalur pipa 12 inch crude oil” harus terpasang dan terlihat jelas, sehingga apabila ada aktivitas di sekitar jalur pipa penyalur tidak sampai mempengaruhi pipa penyalur tersebut. Tanda ini harus terpasang di sepanjang jalur



Gambar 5.8 Tanda Jalur Pipa Penyalur Bawah Tanah

pipa penyalur dengan jarak yang sesuai, terutama bagian pipa penyalur yang melintang di jalan (*crossing road*)

*Safety Factor* berkaitan dengan tingkat keamanan dari pipa penyalur untuk dioperasikan dan bergantung dengan kondisi ketebalan pipa penyalur. Pengukuran ketebalan pipa penyalur menggunakan peralatan *ultrasonic* harus dilakukan secara berkala pada bagian bagian kritikal.



Gambar 5.9 Tanda Peringatan Pada Jalur Pipa Penyalur Bawah Tanah

Hasil pengukuran ini digunakan untuk menghitung laju korosi, tekanan kerja maksimum yang diijinkan dan sisa umur. Seiring dengan lamanya beroperasi pipa penyalur, nilai tekanan maksimum yang diijinkan akan lebih kecil dari tekanan kerja saat awal dibangun (*design Pressure*).

*Operation* dan *Maintenance* juga memberikan kontribusi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur. Umumnya disebabkan oleh kesalahan prosedur dalam mengoperasikan pipa penyalur. Sedangkan kesalahan prosedur saat konstruksi kemungkinan kecil terjadi karena adanya pengawasan saat konstruksi. Tidak

bekerja dengan sempurna peralatan pengaman (*safety device*) pipa penyalur juga menyebabkan kegagalan pipa penyalur. Usaha untuk menurunkan tingkat risiko yang berkaitan dengan *Operation* dan *Maintenance* adalah dengan mengkaji ulang (*review*) dan merevisi prosedur pengoperasian pipa penyalur dikarenakan adanya perubahan kondisi pipa penyalur. Selanjutnya dilakukan sosialisasi kepada setiap operator tentang prosedur yang sudah direvisi. Dari sisi *Maintenance* perlu dilakukan pengujian alat pengaman (*safety device*) yang terdapat pada pipa penyalur secara berkala. Apabila ditemukan alat pengaman tidak bekerja dengan baik, harus segera dilakukan perbaikan atau penggantian.

Subfaktor *Patrol Frequency* yang merupakan bagian dari faktor *Third Party Damage Index* memberikan kontribusi paling rendah karena secara tidak langsung PT X telah melakukan *pipeline patrol* secara berkala yang dilakukan oleh bagian asset integrity. Selama kegiatan *pipeline patroll*, dilakukan observasi terhadap kondisi pipa penyalur disekitar ROW dan kondisi pipa penyalur yang melintas di jalan (*crossing road*), adanya aktivitas dari pihak perusahaan atau dari luar perusahaan di sekitar jalur pipa penyalur dan bahaya alam yang berdampak pada keselamatan dan operasional pipa penyalur seperti terjadinya erosi, tanah longsor, kebakaran semak semak dan sebagainya. Apabila hal hal yang berhubungan dengan pipa penyalur, segera ditindak lanjuti oleh bagian yang berkepentingan.

Selain usaha usaha diatas yang dilakukan untuk tujuan menurunkan tingkat risiko, juga perlu dibuat rencana jangka panjang untuk melakukan pemeriksaan secara menyeluruh dengan melakukan *In Line Inspection (ILI)* yaitu dengan meluncurkan alat inspeksi *Intelligent Pig* di dalam pipa penyalur. Dari hasil

pemeriksaan menggunakan *Intelligent Pig* ini akan diperoleh data secara menyeluruh tentang kondisi pipa penyalur yang sebenarnya dan dibuat analisa *Fit For Service (FFS)* pipa penyalur.



Gambar 5.10. Peralatan *Intelligent Pig*

Pemeriksaan pipa penyalur menggunakan *intelligent pig* menurut standar industri pada umumnya dilakukan setiap lima tahun. PT X telah melakukan pemeriksaan pipa penyalur ini terakhir pada bulan January 2012. Dan seharusnya pada tahun 2017 dilakukan ulang pemeriksaan pipa penyalur menggunakan *intelligent pig*.

Dengan dilakukan analisa penentuan tingkat risiko pipa penyalur menggunakan metode ANP dan RBI akan membantu perusahaan dalam usaha menurunkan tingkat risiko dengan membuat mitigasi yang efektif, tepat sasaran dan efisien berdasarkan faktor atau subfaktor penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur sambil menunggu waktu dilaksanakan pemeriksaan pipa penyalur menggunakan *intelligent pig*.



## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pendapat dari para ahli (*expert judgement*) pipa penyalur pada penelitian ini, faktor *Third Party Damage* (kerusakan dari luar pipa penyalur), *corrosion* (korosi), *Design* (disain) dan *Incorrect Operation* (kesalahan dalam beroperasi) seperti yang dijelaskan oleh W. Kent. Muhlbaeur dalam bukunya *Pipeline Risk Management Manual*, merupakan faktor utama penyebab terjadinya kegagalan pipa penyalur.

Hasil analisa risiko pada penelitian ini menggunakan kombinasi *Analysis Network Process (ANP)* dan *Risk Base Inspection (RBI)*, pipa penyalur minyak mentah dengan diameter 12 inch yang terbentang dari garis pantai sampai menuju tempat proses pemurnian (*onshore pipeline*) mempunyai nilai tingkat risiko 4 pada matriks risiko. Berdasarkan kriteria risiko pada *Integrated Risk Prioritization Matriks*, menunjukkan menunjukkan bahwa pipa penyalur berada dalam risiko tinggi dan mempunyai konsekuensi tinggi terhadap keselamatan, kesehatan, lingkungan dan asset perusahaan bila terjadi kegagalan atau kebocoran.

Faktor yang memberikan kontribusi tertinggi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur adalah *Corrosion Index* yaitu sebesar 44,64%. Sedangkan dari segi konsekuensi terhadap terjadinya kegagalan pipa penyalur, faktor *Safety* menjadi peringkat pertama yaitu sebesar 51,54%.

Subfaktor yang memberikan kontribusi tinggi terhadap terjadinya kegagalan

pipa penyalur adalah *Atmospheric Corrosion* sebesar 16,12%, *Subsurface Corrosion* sebesar 13,12%, *Minimum Depth of Cover* sebesar 10,54%, *Safety Faktor* sebesar 9,17%, *Maintenance* sebesar 8,28%, *Operation* sebesar 7,43% dan *Internal Corrosion* sebesar 7,34%.

Selanjutnya disusun rekomendasi yang akan disampaikan ke pipa perusahaan untuk ditindak lanjuti.

Tabel 6.1 Rekomendasi Hasil Analisa Risiko Pipa Penyalur

No	Faktor dan Subfaktor	Metode Pemeriksaan	Mitigasi	Frekuensi pemeriksaan
1	Atmospheric Corrosion	- Pemeriksaan visual - Pengukuran ketebalan pipa	- Melakukan pengecatan ulang pada bagian yang terkorosi	- Rutin pemeriksaan sesuai jadwal pemeriksaan, minimal setiap 6 bulan
2	Subsurface Corrosion	- Pemeriksaan menggunakan LRUT dan UT Manual - Pemeriksaan Visual - Cathodic Protection Survey	- Melakukan pengecatan ulang pada bagian yang terkorosi	- Minimal setiap 6 bulan
3	Internal Corrosion	- Monitoring Corrosion	- Pemasangan dan penggantian corrosion coupon - Bacteria CO <sub>2</sub> & H <sub>2</sub> S Monitoring - Injeksi bahan kimia	- Setiap 6 bulan - Setiap 6 bulan - Sesuai rekomendasi laboratory
4	Minimum Dept of Cover	- Pemeriksaan Visual	- Mengukur kembali bagian tanah yang tererosi - Memastikan terpasang tanda jalur pipa	- Sesuai dengan keperluan

Lanjutan Tabel 6.1 Rekomendasi hasil analisa risiko pipa penyalur

No	Faktor dan Subfaktor	Metode Pemeriksaan	Mitigasi	Frekuensi pemeriksaan
5	Safety Faktor	- Melakukan pengukuran ketebalan pipa pada daerah yang kritikal	- Menghitung kembali tekan maksimum yang diijinkan- - Menghitung sisa umur pipa	- Setiap Tahun
6	Maintenance	- Fungsi Test peralatan safety (SDV, pressure gauge dll)	- Memastikan peralatan safety berfungsi - Melakukan pemeliharaan secara rutin	- Setiap 3 bulan
7	Operation	- Melakukan review prosedur operas	- Merevisi prosedur sesuai kondisi operasional - Memberikan pengetahuan / training ke operator	- Setiap 3 tahun
8	Semua faktor	- Pemeriksaan menggunakan Intelligent pig	- Melakukan penilaian risiko pipa penyalur secara menyeluruh - Menyusun FFS (Fit for Service) pipa penyalur	- Setiap 5 tahun atau sesuai dengan hasil rekomendasi hasil FFS

## 6.2 SARAN

1. Perlu dilakukan juga penentuan tingkat risiko pipa penyalur pada bagian yang terbentang dilaut dengan menggunakan kombinasi metode *Analysis Network Process (ANP)* dan *Risk Base Inspection (RBI)*, karena mempunyai tingkat risiko yang berbeda.
2. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut tentang penilaian risiko dan mitigasinya dengan memperhitungkan nilai keekonomian dari pipa

penyalur tersebut, sehingga dapat disimpulkan apakah pipa penyalur tersebut masih layak digunakan dengan biaya perawatan yang hemat, atau perlu diganti dengan instalasi baru atau, diganti sebagian.

3. Perlu dilakukan peninjauan kembali prosedur *Pipeline Integrity Management System (PIMS)* dan prosedur pengoperasian pipa penyalur seiring dengan adanya perubahan kondisi pipa penyalur dan mengimplentasikan secara konsisten.

## DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. (2016). *Fitness For Service API 579-1/ASME FFS-1*. Washington DC: API Publishing Service.
- American Petroleum Institute. (2008). *Risk Based Inspection Technology API RP 581, 2<sup>nd</sup> Edition*. Washington DC: API Publishing Service.
- American Petroleum Institute. (2009). *Risk Based Inspection API RP 580, 2<sup>nd</sup> Edition*. Washington DC: API Publishing Service.
- American Petroleum Institute. (2013). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline API RP 1160, 2<sup>nd</sup> edition*. Washington DC: API Publishing Service.
- Amir, M., T. (2015). *Merancang Kuesioner. Konsep dan Panduan untuk Penelitian Sikap, Kepribadian & Perilaku*. Prenadamedia. Jakarta.
- Bariyyah, M. (2012). *Analisa Risiko Pipa Transmisi Gas Onshore di Sumatra*. Tesis, Fakultas Teknik. Program Studi Manajemen Gas Teknik Kimia, Universitas Indonesia.
- CiCo-QP-M-025 (2014). *Procedure for Chemical Threatment*. Chevron Indonesia Co.
- CiCo-QP-M-032 (2014). *Procedure for ILI*. Chevron Indonesia Co.
- Darmapala dan Singgih, M., L. (2012, Februari). *Risk Based Maintenance (RBM) Untuk Natural Gas Pipeline Pada Perusahaan X Dengan Menggunakan Metode Kombinasi AHP-Index Model*. Prosiding Seminar Nasional Manajemen Teknologi XV. Surabaya: Program Studi MMT - ITS.
- Dawotola, Alex, W., Van Gelder, P.H.A.J.M., Vrijling, J.K (2011, October). *Decision Analysis Framework for Risk Management of Crude Oil Pipelines*. Hindawi Publishing Corporation Advances in Decision Science, Volume 2011, Article ID 456824.
- Dey, P.K. (2001). *A Risk Based Model for Inspection and Maintenance of Cross-Country Petroleum Pipeline*. Journal of Quality in Maintenance Engineering. Vol. 7 Iss 1 pp. 25 – 43.
- Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (1998). Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor. 84.K / 38 / DJM / 1998. *Tentang Pemeriksaan Keselamatan Kerja Atas Instalasi, Peralatandan Teknik yang Dipergunakan dalam Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Pengusahaan Sumber Daya Panas Bumi*. Jakarta: Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi.

- Ebike, I., Emmanuel, F., Kayode, A., Teddy, A. (2014, October 20). *Mitigating External Corrosion Failure in Buried Petroleum Pipeline in Nigeria: A Review*. International Journal of Ecological and Environmental Engineering. [Cited: 5 November 2015]. Available at: <http://www.aascit.org/journal/ijesee>
- Henselwood, F. and Phillips, G. (2006). *A Matrix Based Risk Assessment Approach for Addressing Linear Hazards Such as Pipelines*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries no.19, page 433-441.
- Jo, Y., D. & Ahn, B., J. (2005). *A Method of Quantitative Risk Assessment for Transmission Pipeline Carrying Natural Gas*. Journal of Hazardous Materials. No. A123, page 1–12.
- Malmasi, S., Fam, I., M., Mohebbi, N. (2010). *Health, Safety and Environment Risk Assessment in Gas Pipeline*, Journal of Scientific & Industrial Research, Vol. 69, page 662-666.
- Menteri Pertambangan dan Energi. (1991). Peraturan Menteri Pertambangan dan Energi Nomor 06.P / 38 / M.PE / 1997. *Tentang Pemeriksaan Keselamatan Kerja Atas Instalasi, Peralatandan Teknik yang Dipergunakan dalam Pertambangan Minyak dan Gas Bumi dan Pengusahaan Sumber Daya Panas Bumi*. Jakarta: Menteri Pertambangan dan Energi.
- Menteri Pertambangan dan Energi. (1997). Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi Nomor 300.K/ 38 / M.PE / 1997. *Tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta: Menteri Pertambangan dan Energi.
- Muhlbauer, W., K. (2004). *Pipeline Risk Management Manual. Ideas, Techniques and Resources. Third Edition*, Elsevier Inc. Oxford: Gulf Professional Publishing as an imprint of Elsevier.
- Nataraj, S. (2005). *Analytic Hierarchy Process as a Decision Support System in the Petroleum Pipeline Industry*. Morehead State University. Journal of Information Systems, vol VI, no. 2, page 16-21.
- Rahman, M., R. (2015). *Perencanaan Modifikasi Pipa penyalur Minyak dengan Adanya Penambahan Platform Produksi*. Seminar Nasional Cendekiawan. ISSN: 2460-8696. [Cited: 25 Agustus 2017]. Available at: <https://media.neliti.com/media/publications/172243-ID-perencanaan-modifikasi-pipa-penyalur-min.pdf>
- HES Risk Management Center of Excellence (2011). *RiskMan2, Integrated Risk Prioritization Matrix User Guide*. Chevron.

- Selva, R. (2012). *Risk Based Inspection (RBI) Best Practice: The Technical Specification for Ensuring Successful Implementation*. 13<sup>th</sup> International Conference on Pressure Vessel & Piping Technology, 20-23 May 2012, London.
- Saaty, T., L. (2004). *Decision Making The Analytic Hierarchy and Network Process (AHP/ANP)*. Journal of System Science and System Engineering, Vol 13, No 1, page 1-35.
- Saaty, TL, 1999. *Fundamentals of the Analytic Network Process*, ISAHP 1999; Kobe, Japan, August 12 – 14. [Cited: 14 Oktober 2017]. Available at: [www.isahp2003.net](http://www.isahp2003.net),
- Satmoko, M., E., A., Haryadi, G., D., Ismail. R., Kim, S., J. (2015). *Risk Assessment on Gas Piping Against Corrosion Using A Risk Based Inspection API 581*. Science and Engineering National Seminar 1 (SENS 1). Semarang.
- Shafiq, N. and Silvianita. (2010). *Prioritizing the Pipeline Maintenance Approach Using Analytical Hierarchical Process*. Journal of Praise Worthy Prize, Vol 4, No. 3, page 346-352.
- Standards Australia/Standard New (2004). *Risk Management AS/NZS 4360*. Sidney/ Wellington: Standard Australia International/Standards New Zealand.
- Subagyo, S., U. (2013). *Penerapan Metode Analisis Hierarchy Process – Index Model dalam Penentuan Program Pemeliharaan Jaringan Pipa Penyalur di PT X. Surabaya*. Tesis MMT - ITS.
- Sugiyono. (2016). *Statistika untuk Penelitian*. Bandung: Alfabeta.
- The American Society of Mechanical Engineers (2016). *Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and other Liquids ASME B31.4*. New York: The American Society of Mechanical Engineers.
- The American Society of Mechanical Engineers (2012). *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline ASME B31.G*. New York: The American Society of Mechanical Engineers.
- Wibowo, M., R., A. (2010). *Perancangan Model Pemilihan Mitra Kerja dalam Penyediaan Rig Darat dengan Metode Analytical Network Process (ANP)*. Jakarta. Tesis Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.
- Wiley, John & Sons, Inc. (2018). *Dealing with Aging Process Facilities and Infrastructure*. New York: Center for Chemical Process Safety of The American Institute of Chemical Engineers.

Yuwono, H. (2012). *Kajian Risiko Jalur Pipa Gas PT X dari Plant D sampai S di Sumatra Selatan*. Tesis, Fakultas Kesehatan Masyarakat, Universitas Indonesia.



## LAMPIRAN

### Lampiran 1.

#### Daftar Expert Judgment

No	Nama	Posisi	Umur (tahun)	Lama Bekerja (tahun)	Pendidikan
1	Suhartono	Team Manager Asset Integrity	51	26	S-2 MMT ITS
2	Sicilia Christy	Pipeline Coordinator	36	11	S-2 MMT ITS
3	Dedi Iskal	Asset Integrity Specialist	50	20	S-1 Teknik Mesin Univ. Tridarma Balikpapan
4	Dian Maulana	Lead Facility Inspection & Certification	43	15	S-2 MMT ITS
5	Edyos Windu Saleppang	Corrosion Engineer	37	10	S-2 Teknik Material UI
6	Ratno Wijonarko	Asset Integrity Engineer	38	13	S-2 MMT ITS
7	Murwoto	Asset Integrity Specialist	50	15	D-3 Perkapalan Undip
8	Tri Suryanto	Asset Integrity Specialist	38	11	S-1 Teknik Mesin Univ. Tridarma Balikpapan
9	La Ode Ustan	Asset Integrity Specialist	42	13	S-1 Teknik Mesin Univ. Sam Ratulangi
10	Herry Irawan	Asset Integrity Specialist	38	9	S-1 Teknik Mesin ITS
11	Sariman	Asset Integrity Specialist	43	15	S-1 Teknik Elektro Univ. Tridarma Balikpapan
12	Reynold Siagian	Asset Integrity Specialist	37	11	D-3 Teknik Mesin Politeknik Negeri Samarinda
13	Wildan Setiawan	Pipeline Technical Assistance	29	6	S-1 Teknik Kimia ITB
14	M.S Wahyudi	Construction Engineer	45	16	S-2 MMT ITS

15	M. Sidik	Construction Supervisor	45	18	S-1 Teknik Industri ITB
16	Bayu C Hervianto	Facility Engineer	38	12	S-1 Teknik Kimia ITB
17	Joko Purwono	Production Specialist	43	14	S-1 Teknik Mesin UGM
18	Rachmad Kurniawan	Facility Engineer	43	14	S-1 Teknik Kimia UGM
19	Adji Swandito	Corrosion Specialist	43	13	S-2 K-3 Undip
20	Achmad Ubaydillah	Team Manager North Onshore Operation	47	17	S-2 MMT ITS
21	Achmad Nashrudin	Maintenance Planner	42	13	S-1 Teknik Fisika ITB
22	Rony	Senior Operator	44	15	D-3 Teknik Mesin Politeknik Negeri Samarinda
23	Nugraha Dria Saputra	Team Leader Product Movement	45	15	S-1 Teknik Mesin UGM
24	Hendra Maulana	QA/ QC Engineer	38	10	S-1 Teknik Industri UI
25	Indra Bayu	Senior Operator	46	20	S-1 Teknik Mesin Univ. Pancasila
26	M Furqon	Senior Operator	38	11	D-3 Teknik Mesin Politeknik Negeri Bandung
27	Albert Jhoni R	HES Specialist	43	12	S-2 K3 Undip
28	Tri Krinahadi	Predictive Maintenance	44	14	S-1 Teknik Elektro UGM
29	Zainal Fatoni Arif	Flow Measurement Specialist	47	11	S-1 Teknik Elektro ITS

## Lampiran 2.

Lembar Kuesioner

No. Kuesioner	
---------------	--

### KUESIONER

#### IDENTIFIKASI RESPONDEN

Nama Responden	:	
Posisi	:	
Lama bekerja	:	
Usia	:	
Pendidikan: 1. Jurusan		
2.Perguruan Tinggi	:	

#### PENENTUAN TINGKAT RISIKO KEGAGALAN PIPA PENYALUR BERDASARKAN FAKTOR PENYEBABNYA DI PT. X.

Analisa risiko merupakan suatu proses untuk menghitung tingkat risiko yang terjadi pada suatu peralatan bila mengalami kegagalan atau kerusakan, sehingga bisa dilakukan mitigasi lebih awal secara efektif dan efisien. Pada penelitian ini penentuan tingkat risiko kegagalan pipa penyalur dilakukan dengan cara menghitung pembobotan faktor penyebab kegagalan pipa penyalur menggunakan metode *Analytical Network Process* (ANP). Faktor dan subfaktor penyebab kegagalan atau kebocoran pipa penyalur (*Probability of Failure*) yang digunakan adalah berdasarkan teori Kent Muhlbauer (2004) dalam buku *Pipeline Risk Assessment Manual*.

Metode pengambilan data yang digunakan adalah dengan melakukan survei. Survei dilakukan sebagai bagian dari proses pengambilan data melalui pengisian kuesioner kepada para ahli di bidangnya (*expert*). Objektivitas pendapat dari ahli (*expert judgement*) sangat menentukan hasil dari penelitian ini. Oleh sebab itu, pengisian harap dilakukan dengan sebenarnya untuk mendapatkan hasil yang optimal.

Obyek penelitian ini adalah pipa penyalur minyak mentah (*crude oil pipeline*) dengan diameter 12 inch yang terbentang dari lapangan produksi anjungan Serang (*offshore*) sampai menuju unit pemrosesan di Tanjung Santan (*onshore*). Terdapat dua bagian (*segment*) pipa penyalur (*pipeline*) yaitu yang terbentang di bawah laut dari anjungan produksi sampai ke pantai dan yang terbentang di darat dari pantai sampai ke unit pemrosesan. Pada penelitian ini survey hanya di lakukan pada bagian yang terbentang dari pantai sampai ke unit pemrosesan.

## **PROBABILITY OF FAILURE**

Faktor dan subfaktor penyebab terjadinya kegagalan atau kebocoran pipa penyalur (*pipeline*) berdasarkan teori Kent Muhlbauer (2004) dalam buku *Pipeline Risk Assessment Manual*.

FAKTOR	DESKRIPSI
<b>Third Party Damage Index:</b>	Nilai indeks pengaruh dari faktor luar pipa penyalur.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimum Depth of Cover</li> </ul>	Kedalaman minimum (terdangkal) pipa penyalur dari permukaan tanah.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Activity Level</li> </ul>	Kegiatan pihak ketiga yang dilakukan diatas pipa penyalur dan sekitarnya.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Above Ground Facilities</li> </ul>	Fasilitas peralatan yang ada di sepanjang jalur pipa penyalur.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Line Locating</li> </ul>	Kelengkapan dokumentasi / tanda yang menyatakan lokasi pipa penyalur di beberap titik yang telah ditentukan.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Public Education Program</li> </ul>	Program edukasi terhadap masyarakat di sekitar lokasi pipa penyalur (program sosialisasi).
<ul style="list-style-type: none"> <li>• ROW Condition</li> </ul>	Kondisi ROW (Right of Way) dari pipa penyalur.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Patrol Frequency</li> </ul>	Frekuensi patroli yang dilakukan terhadap keamanan pipa penyalur.
<b>Corrosion Index:</b>	Nilai indeks akibat dari korosi.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atmospheric/External Corrosion</li> </ul>	Korosi yang disebabkan oleh interaksi material pipa penyalur dengan kondisi atmosferic.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Internal Corrosion</li> </ul>	Korosi yang disebabkan oleh interaksi material pipa penyalur dengan kondisi fluida yang mengalir).
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Subsurface corrosion</li> </ul>	Korosi pipa penyalur yang terjadi di dalam tanah ( <i>underground pipeline</i> ).
<b>Design Index</b>	Nilai indeks faktor dari disain awal pipa penyalur dengan proses pengoperasian yang tidak benar
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Safety Factor</li> </ul>	Nilai safety faktor terhadap kekuatan/keamanan yang digunakan dalam disain pipa penyalur.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fatigue</li> </ul>	Tingkat kelelahan dari material pipa penyalur dari awal dibangun sampai setelah sekian waktu beroperasi.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Surge Potential</li> </ul>	Kemampuan disain dalam memperhitungkan adanya potensi hentakan yang terjadi akibat aliran fluida.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrity verification</li> </ul>	Verifikasi integritas/kekuatan design pipa penyalur.

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Land Movemnet</li> </ul>	Faktor pergerakan/pergeseran tanah dimana pipa penyalur dibangun.
<b>Incorrect Operation Index</b>	Nilai indeks kesalahan yang disebabkan oleh operasional yang kurang tepat
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operation</li> </ul>	Tindakan yang kurang tepat/kesalahan yang terjadi ketika mengoperasikan pipa penyalur.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maintenance</li> </ul>	Tindakan yang kurang tepat/kesalahan dalam kegiatan pemeliharaan.

### A.1 HUBUNGAN ANTAR SUBFAKTOR

Survey ini dimaksudkan untuk mencari hubungan ketergantungan antar subfaktor baik dalam satu faktor (*inner dependence*) maupun dalam faktor lainnya (*outer dependence*). Hasil dari survei ini digunakan untuk membuat kerangka jaringan ANP, dan juga digunakan untuk perbandingan berpasangan antar subfaktor.

#### Petunjuk pengisian:

Berilah tanda centang pada kotak berikut jika terdapat pengaruh dari sub faktor kiri terhadap subkriteria yang ada di atas yang membentuk kotak tersebut.

Contoh pengisian :

Faktor dan Subfaktor		Third Party Damage Index						
		Minimum Depth of Cover	Activity Level	Above Ground Facilities	Line Locating	Public Education Program	ROW Condition	Patrol Frequency
Third Party Damage Index	Minimum Depth of Cover		√					
	Activity Level							
	Above Ground Facilities							
	Line Locating							
	Public Education Program							
	ROW Condition							
	Patrol Frequency							

Artinya, faktor Minimum Depth of Cover memiliki pengaruh (hubungan) terhadap Activity Level.

Criteria danSubcriteria		Third Party Damage Index						Corrosion Index			Design Index					Incorrect Operation Index	
		Minimum Depth of Cover	Activity Level	Above Ground Facilities	Line Locating	Public Education Program	ROW Condition	Patrol Frequency	Atmos Pheric Corr.	Internal Corossion	Sub Surface Corr.	Safety Factor	Fatigue	Surge Potential	Integrity Verification	Land Movement	Operation
Third Party Damage Index	Minimum Depth of Cover	■															
	Activity Level		■														
	Above Ground Facilities			■													
	Line Locating				■												
	Public Education Program					■											
	ROW Cond.						■										
	Patrol Frequency							■									
Corrosion Index	Atmospheric Corrosion							■									
	Internal Corossion								■								
	Subsurface Corrosion									■							
Design Index	Safety Factor										■						
	Fatigue											■					
	Surge Potential												■				
	Integrity Verification													■			
	Land Movement														■		
Incorrect Operation Index	Operation															■	
	Maintenance																■

## A.2 PERBANDINGAN BERPASANGAN ANTAR FAKTOR DAN ANTAR SUBFAKTOR

### Petunjuk pengisian pada kolom Faktor dan SubFaktor:

Cara pengisian dilakukan dengan menyilang pada salah satu *skor*. Berilah tanda silang pada angka 1 - 9 yang tersedia dengan keterangan tiap skala yang didasarkan pada tingkat kepentingan berdasarkan skala Saaty (2004) berikut:

Tingkat Kepentingan	Keterangan
1	Kedua elemen sama pentingnya ( <i>equally importance</i> )
3	Sedikit lebih penting ( <i>slightly more importance</i> )
5	Lebih penting ( <i>materially more importance</i> )
7	Sangat lebih penting ( <i>significantly more importance</i> )
9	Mutlak lebih penting ( <i>absolute importance</i> )
2,4,6,8	Nilai tengah ( <i>compromise values</i> )

Contoh pengisian :

Third Party Damage Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Corossion Index
-----------------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-----------------

Artinya, faktor Third Party Damage Index empat kali lebih penting daripada faktor Corossion Index dalam kegiatan pemeliharaan *pipeline*.

### Pertanyaan :

1. Perbandingan berpasangan antar faktor

FAKTOR																		
Third Party Damage Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Corossion Index
Third Party Damage Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Design Index
Third Party Damage Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Incorrect Operation Index
Corossion Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Design Index
Corossion Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Incorrect Operation Index
Design Index	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Incorrect Operation Index

2. Perbandingan berpasangan antar subfaktor.

Faktor: **THIRD PARTY DAMAGE INDEX**

a. Inner Dependence

SUB FAKTOR																		
Minimum Depth of Cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Activity Level
Activity Level	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Above Ground Facilities
Activity Level	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Line Locating
Activity Level	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Public Education Program
Activity Level	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	ROW Condition
Above Ground Facilities	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Line Locating
Line Location	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	ROW Condition
Line Location	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Patrol Frequency
Public Education Program	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Patrol Frequency
ROW Condition	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Patrol Frequency

b. Outer Dependence

SUB FAKTOR																		
Minimum Depth of cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Atmospheric corrosion
Minimum Depth of cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Subsurface corrosion
Minimum Depth of cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Safety factor
Minimum Depth of Cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Minimum Depth of Cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Minimum Depth of Cover	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Land Movement
Above Ground Facilities	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Above Ground Facilities	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Maintenance
ROW Condition	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Land Movement



Faktor: **CORROSION INDEX**

a. Inner Dependence

SUB FAKTOR																		
Atmospheric Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Subsurface corrosion

b. Outer Dependence

SUB FAKTOR																		
Atmospheric Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Safety factor
Atmospheric Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Atmospheric Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Atmospheric Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Operation
Internal Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Safety factor
Internal Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Internal Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Internal Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Operation
Subsurface Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Safety factor
Subsurface Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Subsurface Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Subsurface Corrosion	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Operation

Faktor: **DESAIN INDEX**

a. Inner Dependence

SUB FAKTOR																		
Safety Factor	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Safety Factor	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Surge Potential	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Fatigue
Surge Potential	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification
Integrity Verification	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Land Movement

b. Outer Dependence

<b>SUB FAKTOR</b>																		
Safety Factor	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Operation
Fatigue	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Operation
Surge Potential	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Internal Corrosion

Faktor: **INCORRECT OPERATION INDEX**

a. Inner Dependence

<b>SUB FAKTOR</b>																		
Operation	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Maintenance

b. Outer Dependence

<b>SUB FAKTOR</b>																		
Operation	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Surge Potential
Maintenance	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Atmospheric Corrosion
Maintenance	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Internal Corrosion
Maintenance	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Subsurface Corrosion
Maintenance	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Integrity Verification

### A.3 KONDISI DAN SUBFAKTOR

Pada survei ini dimaksudkan untuk memberikan penilaian kondisi pipa penyalur menggunakan skala linkert berdasarkan Subfaktor penyebab terjadi kebocoran

#### Pertanyaan:

No.	Parameter	Skala	Kondisi	
<b><i>Third Party Damage</i></b>				
<b>1</b>	<b><u>Minimum Depth of Cover</u></b>			
	Pipa penyalur tertanam pada kedalaman kurang dari 1 meter. Type tanah liat. Tidak terlindungi oleh concrete slab. Tidak ada pavement di permukaan tanah.	1	Sangat tidak baik	
	Pipa penyalur tertanam pada kedalaman kurang dari 1 meter. Type tanah keras. Tidak terlindungi oleh concrete slab. Tidak ada pavement di permukaan tanah.	2	Tidak Baik	
	Pipa penyalur tertanam pada kedalaman kurang dari 1 meter. Type tanah keras. Terlindungi oleh concrete slab. Dilakukan pavement di permukaan tanah.	3	Kurang baik	
	Pipa penyalur tertanam pada kedalaman 1 – 1,5 meter. Type tanah keras. Terlindungi oleh concrete slab, Tidak dilakukan pavement permukaan tanah.	4	Agak baik	
	Pipa penyalur tertanam pada kedalaman lebih dari 1,5 meter. Type tanah keras, terlindungi oleh concrete slab, Dilakukan pavement di permukaan tanah.	5	Baik	
	Pipa penyalur baru dibangun dan memenuhi standar keselamatan pipa penyalur	6	Sangat baik	
<b>2</b>	<b><u>Activity Level</u></b>			
	Populasi class 3. Populasi tinggi di sekitar pipa penyalur. Aktivitas konstruksi sering. Lalu lintas di sekitar pipa penyalur berpotensi menimbulkan ancaman. Banyak peralatan lain yang tertanam dekat pipa penyalur. Banyak margasatwa liar.	1	Sangat tidak baik	

	Populasi class 3. Populasi agak tinggi di sekitar pipa penyalur. Aktivitas konstruksi tidak terlalu sering. Lalu lintas di sekitar pipa penyalur berpotensi menimbulkan ancaman. Agak banyak peralatan lain yang tertanam dekat pipa penyalur. Ada beberapa margasatwa liar.	2	Tidak Baik	
	Populasi class 2. Populasi sedang di sekitar pipa penyalur. Aktivitas konstruksi sedang. Lalu lintas di sekitar pipa penyalur berpotensi menimbulkan ancaman. Ada beberapa peralatan lain yang tertanam dekat pipa penyalur. Seseekali ada beberapa margasatwa liar.	3	Kurang baik	
	Populasi class 1 Populasi rendah di sekitar pipa penyalur. Aktivitas konstruksi tidak rutin. Lalu lintas di sekitar pipa penyalur jarang berpotensi menimbulkan ancaman. Sedikit peralatan lain yang tertanam dekat pipa penyalur. Jarang margasatwa liar.	4	Agak baik	
	Populasi class 1 Populasi sangat rendah di sekitar pipa penyalur. Aktivitas konstruksi hamper tidak ada. Lalu lintas di sekitar pipa penyalur jarang sekali berpotensi menimbulkan ancaman. Sedikit peralatan lain yang tertanam dekat pipa penyalur. Jarang sekali margasatwa liar.	5	Baik	
	Hampir tidak ada aktivitas dan populasi disekitar jalur pipa penyalur.	6	Sangat baik	
<b>3</b>	<b><u>Above Ground Facilities</u></b>			
	Jarak fasilitas dekat dengan jalan raya. Tidak dilindungi pagar dan barrier concrete. Tidak ada parit. Tidak terdapat tanda peringatan. Jauh dari pemantauan.	1	Sangat tidak baik	
	Jarak fasilitas dekat dengan jalan raya. Area sekitar diberi pagar. Terdapat barrier concrete. Tidak ada parit. Tidak terdapat tanda peringatan. Jauh dari pemantauan.	2	Tidak Baik	
	Jarak fasilitas sekitar 60 meter dari jalan raya. Area sekitar diberi pagar. Terdapat barrier concrete. Terdapat parit dengan kedalaman 1,5 meter. Terdapat tanda peringatan bahaya. Jauh dari pemantauan	3	Kurang baik	

	Jarak fasilitas sekitar 60 meter dari jalan raya. Area sekitar diberi pagar. Terdapat barrier concrete. Terdapat parit dengan kedalaman 1,5 meter. Terdapat tanda peringatan bahaya. Dapat dipantau dengan baik.	4	Agak baik	
	Jarak fasilitas lebih dari 60 meter dari jalan raya. Area sekitar diberi pagar. Terdapat barrier concrete. Terdapat parit dengan kedalaman 1,5 meter. Terdapat tanda peringatan bahaya. Dapat dipantau dengan baik.	5	Baik	
	Tidak ada fasilitas pipa penyalur diatas tanah.	6	Sangat baik	
<b>4</b>	<b><u>Line Locating</u></b>			
	Keberadaannya tidak efektif, tidak efisien dan tidak handal.	1	Sangat tidak baik	
	Keberadaannya tidak efektif, tidak efisien dan tidak handal. Tidak banyak diketahui orang. Namun memenuhi standar. Terdapat peta dan tidak akurat lokasi pipa penyalur.	2	Tidak Baik	
	Keberadaannya kurang efektif, kurang efisien dan kurang handal. Tidak banyak diketahui orang. Memenuhi standar yang berlaku. Terdapat peta dan tidak akurat lokasi pipa penyalur.	3	Kurang baik	
	Keberadaannya efektif, efisien dan handal. Tidak banyak diketahui orang. Memenuhi standar yang berlaku. Terdapat peta dan tidak akurat lokasi pipa penyalur.	4	Agak baik	
	Keberadaannya efektif, efisien dan handal. Diketahui oleh banyak orang. Memenuhi standar yang berlaku. Terdapat peta dan tidak akurat lokasi pipa penyalur.	5	Baik	
	<b>Pipa penyalur</b> baru dibangun dan memenuhi standar keselamatan pipa penyalur	6	Sangat baik	
<b>5</b>	<b><u>Public Education Program</u></b>			
	Tidak pernah melakukan kegiatan yang berhubungan dengan education program.	1	Sangat tidak baik	
	Melakukan sosialisasi door to door ke penduduk dan kontraktor sekitar pipa penyalur sekali. Tidak memberikan Pendidikan pengetahuan yang berkaitan dengan keselamatan pipa penyalur sekali	2	Tidak Baik	

	pertahun. Tidak melakukan rapat/pertemuan dengan pejabat public sekali setahun.			
	Melakukan sosialisasi door to door ke penduduk dan kontraktor sekitar pipa penyalur sekali. Memberikan Pendidikan pengetahuan yang berkaitan dengan keselamatan pipa penyalur sekali setahun. Tidak melakukan rapat/pertemuan dengan pejabat public sekali setahun.	3	Kurang baik	
	Melakukan sosialisasi door to door ke penduduk dan kontraktor sekitar pipa penyalur sekali setahun. Memberikan Pendidikan pengetahuan yang berkaitan dengan keselamatan pipa penyalur sekali setahun. Melakukan rapat/pertemuan dengan pejabat public sekali setahun.	4	Agak baik	
	Melakukan sosialisasi door to door ke penduduk dan kontraktor sekitar pipa penyalur lebih dari sekali setahun. Memberikan Pendidikan pengetahuan yang berkaitan dengan keselamatan pipa penyalur lebih dari sekali setahun. Melakukan rapat/pertemuan dengan pejabat public lebih dari sekali setahun.	5	Baik	
	Sering melakukan sosialisasi door to door ke penduduk dan kontraktor sekitar pipa penyalur. Sering memberikan Pendidikan pengetahuan yang berkaitan dengan keselamatan pipa penyalur. Sering melakukan rapat/pertemuan dengan pejabat public.	6	Sangat baik	
<b>6</b>	<b><u>ROW Condition</u></b>			
	Tidak dapat dibedakan sebagai penanda jalur pipa tidak ada (atau tidak memadai).	1	Sangat tidak baik	
	ROW ditumbuhi oleh vegetasi di beberapa tempat. Tanah tidak selalu terlihat dari udara atau tidak ada garis pandang yang jelas sepanjang ROW dari permukaan tanah. Tidak dapat dibedakan sebagai saluran pipa di beberapa tempat. Tidak ditandai dengan baik.	2	Tidak Baik	
	ROW tidak dibersihkan secara merata. Diperlukan banyak tanda di setiap tempat.	3	Kurang baik	
	Rute ROW jelas (tidak ada vegetasi menghalangi pemandangan sepanjang ROW dari permukaan tanah atau di atas). Semua tanda sudah terpasang di semua tempat dan	4	Agak baik	

	terlihat jelas dari permukaan tanah atau dari atas.			
	Rute ROW jelas (tidak ada vegetasi menghalangi pemandangan sepanjang ROW dari permukaan tanah atau di atas). Semua tanda/markings terlihat dari titik mana pun di ROW. Jika salah satu tanda hilang masih ada tanda yang lain. Semua perubahan arah ditandai. Tanda patrol udara tersedia.	5	Baik	
	<b>Pipa penyalur</b> baru dibangun dan memenuhi standar keselamatan pipa penyalur	6	Sangat baik	
<b>7</b>	<b><u>Patrol Frequency</u></b>			
	Kurang dari empat kali per bulan, lebih dari sekali per bulan.	1	Sangat tidak baik	
	Sekali dalam seminggu.	2	Tidak Baik	
	Dua kali per minggu.	3	Kurang baik	
	Tiga kali per minggu.	4	Agak baik	
	Empat kali per minggu.	5	Baik	
	Setiap hari.	6	Sangat baik	
<b><u>CORROSION</u></b>				
<b>1</b>	<b><u>Atmospheric Corrosion</u></b>			
	Pipa penyalur mengalami kebocoran	1	Sangat tidak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang lebih dari 80%	2	Tidak Baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 50% - 80%.	3	Kurang baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 20% - 50%	4	Agak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 0% - 20%	5	Baik	
	Pipa penyalur tidak mengalami penurunan ketebalan dan kondisi <i>coating</i> masih bagus.	6	Sangat baik	
<b>2</b>	<b><u>Internal Corrosion</u></b>			
	Pipa penyalur mengalami kebocoran	1	Sangat tidak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang lebih dari 80%	2	Tidak Baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 50% - 80%.	3	Kurang baik	

	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 20% - 50%	4	Agak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 0% - 20%	5	Baik	
	Pipa penyalur tidak mengalami penurunan ketebalan.	6	Sangat baik	
<b>3</b>	<b><u>Subsurface Corrosion</u></b>			
	Pipa penyalur mengalami kebocoran	1	Sangat tidak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang lebih dari 80%	2	Tidak Baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 50% - 80%.	3	Kurang baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 20% - 50%	4	Agak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 0% - 20%	5	Baik	
	Pipa penyalur tidak mengalami penurunan ketebalan dan kondisi <i>coating</i> masih bagus.	6	Sangat baik	
<b><u>DESIGN</u></b>				
<b>1</b>	<b><u>Safety Factor</u></b>			
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: < 1,00 <b>Atau</b> Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): <1,00	1	Sangat tidak baik	
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: 1,00 – 1,10 <b>Atau</b> Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): 1,00 – 1,09	2	Tidak Baik	
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: 1,11 – 1,20 <b>Atau</b> Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): 1,10 – 1,24	3	Kurang baik	
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: 1,21 – 1,40 <b>Atau</b> Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): 1,25 – 1,49	4	Agak baik	
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: 1,41 – 1,60 <b>Atau</b>	5	Baik	



	Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): 1,50 – 1,74			
	Perbandingan tebal pipa actual dengan tebal pipa yang diperlukan: 1,61 – 1,80 <b>Atau</b> Perbandingan tekanan disain dengan MOP ( <i>Maximum Operating Pressure</i> ): 1,75 – 1,99	6	Sangat baik	
<b>2</b>	<b><u>Fatigue</u></b>			
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 90% MOP	1	Sangat tidak baik	
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 75% MOP	2	Tidak Baik	
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 50% MOP	3	Kurang baik	
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 25% MOP	4	Agak baik	
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 10% MOP	5	Baik	
	Skor <i>Fatigue</i> berdasarkan kombinasi MOP ( <i>Maximum Operating Presuure</i> ) dan siklus <i>lifetime</i> : 5% MOP	6	Sangat baik	
<b>3</b>	<b><u>Surge Potential</u></b>			
	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Sangat Tinggi.</b> (Peralatan pendukung pipa penyalur, modulus fluida, kecepatan fluida kemungkinannya sangat tinggi menyebabkan lonjakan tekanan. Tidak ada penghalang untuk mencegah lonjakan tekanan. Tidak ada prosedur operasi untuk mencegah lonjakan tekanan).	1	Sangat tidak baik	
	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Tinggi.</b> (Peralatan pendukung pipa penyalur, modulus fluida, kecepatan fluida kemungkinannya tinggi menyebabkan lonjakan tekanan. Tidak ada penghalang untuk mencegah lonjakan tekanan. Tidak ada prosedur operasi untuk mencegah lonjakan tekanan).	2	Tidak Baik	

	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Agak Tinggi.</b> (Peralatan pendukung pipa penyalur, modulus fluida, kecepatan fluida kemungkinannya agak tinggi menyebabkan lonjakan tekanan. Tidak ada penghalang untuk mencegah lonjakan tekanan. Tidak ada prosedur operasi untuk mencegah lonjakan tekanan).	3	Kurang baik	
	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Rendah.</b> (Modulus fluida dan kecepatan fluida yang dapat menyebabkan lonjakan tekanan tetapi masih aman).	4	Agak baik	
	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Sangat Rendah.</b> (Modulus fluida dan kecepatan fluida yang dapat menyebabkan lonjakan tekanan kemungkinannya sangat kecil dan tetapi masih aman).	5	Baik	
	Kemungkinan lonjakan tekanan ( <i>Surge Pressure</i> ) > 10% MOP: <b>Tidak Mungkin.</b> (Sifat fluida tidak mungkin menyebabkan lonjakan tekanan).	6	Sangat baik	
<b>4</b>	<b><u>Integrity Verification</u></b> (Integritas berkaitan dengan korosi)			
	Pipa penyalur mengalami kebocoran	1	Sangat tidak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang lebih dari 80%	2	Tidak Baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 50% - 80%.	3	Kurang baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 20% - 50%	4	Agak baik	
	Ketebalan pipa penyalur berkurang antara 0% - 20%	5	Baik	
	Pipa penyalur tidak mengalami penurunan ketebalan dan kondisi <i>coating</i> masih bagus.	6	Sangat baik	
<b>5</b>	<b><u>Land Movement</u></b>			
	Pada umumnya sering terjadi pergerakan tanah yang menyebabkan kerusakan tanah yang sangat parah sehingga mempengaruhi kedalaman dan posisi pipa penyalur (tanah longsor, penurunan permukaan tanah dan sebagainya).	1	Sangat tidak baik	

	Pada umumnya terjadi pergerakan tanah yang menyebabkan kerusakan tanah yang parah sehingga mempengaruhi kedalaman dan posisi pipa penyalur (tanah longsor, penurunan permukaan tanah dan sebagainya).	2	Tidak Baik	
	Pergerakan tanah memungkinkan terjadi tetapi jarang dan dapat mempengaruhi kedalaman dan posisi pipa penyalur	3	Kurang baik	
	Pergerakan tanah memungkinkan terjadi tetapi jarang dan tidak mempengaruhi kedalaman dan posisi pipa penyalur	4	Agak baik	
	Ada bukti yang memungkinkan terjadinya pergerakan dan kerusakan tanah, namun sudah dimitigasi sehingga tidak mungkin terjadi.	5	Baik	
	Tidak ada bukti apapun yang menunjukkan adanya potensi ancaman terhadap pipa penyalur karena pergerakan tanah.	6	Sangat baik	
<b><u>Incorrect Operation</u></b>				
<b><i>1</i></b>	<b><u>Operation</u></b>			
	Tidak ada prosedur operasi. Tidak ada drug test terhadap oprator. Semua karyawan tidak peduli dengan <i>Safety Program</i> . Tidak ada peta dan record pipa penyalur. Operator tidak pernah memperoleh pelatihan. Tidak tersedia fasilitas untuk pencegah kesalahan mekanis.	1	Sangat tidak baik	
	Ada prosedur operasi namun tidak lengkap. Tidak ada drug test terhadap operator. Semua karyawan kurang peduli terhadap <i>Safety Program</i> . Terdapat peta dan record pipa penyalur namun terupdate. Operator jarang memperoleh pelatihan. Tidak ada fasilitas untuk pencegah kesalahan mekanis.	2	Tidak Baik	
	Tersedia prosedur lengkap namun jarang diupdate. Dilakukan drug test terhadap operator setelah terjadi insident. Semua karyawan kurang peduli terhadap <i>Safety Program</i> . Terdapat peta dan record pipa penyalur namun terupdate. Semua operator memperoleh pelatihan yang rutin. Tersedia fasilitas untuk pencegah kesalahan mekanis.	3	Kurang baik	
	Tersedia prosedur operasi lengkap dan selalu terupdate, namun tidak mudah dipahami oleh	4	Agak baik	

	setiap operator. Dilakukan drug test terhadap operator yang dicurigai. Sebagian karyawan berkomitmen tinggi terhadap <i>Safety Program</i> . Tersedia peta dan record pipa penyalur di tempat. Semua operator memperoleh pelatihan namun kurang menguasai operasi Tersedia fasilitas untuk pencegahan kesalahan mekanis.			
	Tersedia prosedur operasi lengkap dan selalu diupdate dan mudah dipahami. Dilakukan drug test terhadap operator yang baru datang secara acak. Semua karyawan berkomitmen tinggi terhadap <i>Safety Program</i> . Tersedia peta dan record pipa penyalur di tempat Operator mempunyai pengetahuan yang cukup dan mendapatkan pelatihan. Tersedia fasilitas untuk pencegah kesalahan mekanis.	5	Baik	
	Tersedia prosedur operasi lengkap dan selalu diupdate dan mudah dipahami. Selalu dilakukan drug test terhadap semua operator yang baru kembali bekerja. Semua karyawan berkomitmen tinggi terhadap <i>Safety Program</i> . Tersedia peta dan record pipa penyalur di tempat. Operator berkualitas dan mendapat pelatihan secara rutin. Tersedia dengan baik fasilitas untuk pencegah kesalahan mekanis	6	Sangat baik	
<b>2</b>	<b><u>Maintenance</u></b>			
	Tidak ada data <i>maintenance</i> record. Tidak jadwal <i>maintenance</i> yang pasti. Tidak terdapat procedure <i>maintenance</i> .	1	Sangat tidak baik	
	Data <i>maintenance</i> tidak terdokumentasi dengan baik. Jadwal <i>maintenance</i> tidak rutin, hanya pada saat kalau ada masalah. Tidak terdapat procedure <i>maintenance</i> .	2	Tidak Baik	
	Data <i>maintenance</i> terdokumentasi dengan baik dan hanya bisa diakses oleh <i>maintenance</i> team. Jadwal <i>maintenance</i> tidak rutin, hanya pada saat kalau ada masalah. Terdapat procedure <i>maintenance</i> secara umum.	3	Kurang baik	
	Data <i>maintenance</i> terdokumentasi dengan baik dan bisa diakses oleho rang tertentu di <i>operation</i> dan <i>maintenance</i> team. Jadwal <i>maintenance</i> disusun secara rutin. Terdapat	4	Agak baik	

	procedure maintenance yang lengkap namun tidak terupdate.			
	Data <i>maintenance</i> terdokumentasi dengan baik dan bisa diakses oleh sebagian orang <i>operation</i> dan <i>maintenance</i> team. Jadwal maintenance disusun secara rutin. Terdapat procedure maintenance yang lengkap dan terupdate.	5	Baik	
	Data <i>maintenance</i> terdokumentasi dengan baik dan bisa diakses oleh semua orang <i>operation</i> dan <i>maintenance</i> team. Jadwal maintenance disusun secara rutin berdasarkan prioritas. Terdapat procedure maintenance yang lengkap dan terupdate.	6	Sangat baik	

## KUESIONER

---

### IDENTITAS RESPONDEN

Nama responden:

---

### PERTANYAAN

#### B. 1. CONSEQUENCE OF FAILURE

Survey juga dilakukan terhadap akibat yang ditimbulkan oleh kebocoran pipa penyalur (*pipeline*). Berdasarkan “*PT X Integrated Risk Prioritization Matrix*”, akibat yang ditimbulkan oleh keboco

ran pipa penyalur (*pipeline*) ditinjau dari:

1. Safety
2. Healthy
3. Environment
4. Asset

#### Petunjuk pengisian:

Cara pengisian dilakukan dengan menyilang pada salah satu *skor*. Berilah tanda silang pada angka 1-9 yang tersedia dengan keterangan tiap skala yang didasarkan pada tingkat kepentingan berdasarkan skala Saaty sebagai berikut:

Tingkat Kepentingan	Keterangan
1	Kedua elemen sama pentingnya ( <i>equally importance</i> )
3	Sedikit lebih penting ( <i>slightly more importance</i> )
5	Lebih penting ( <i>materially more importance</i> )
7	Sangat lebih penting ( <i>significantly more importance</i> )
9	Mutlak lebih penting ( <i>absolute importance</i> )
2,4,6,8	Nilai tengah ( <i>compromise values</i> )

#### Contoh pengisian:

Safety	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Healthy
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---------

Artinya, faktor *safety* empat kali lebih penting dari pada faktor *health* ysebagai akibat dari terjadinya kebocoran pipa penyalur (*pipeline*).

**Pertanyaan:**

Safety	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Healthy
Safety	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Environmental
Safety	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Assets
Healthy	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Environmental
Healthy	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Assets
Enviromental	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Assets

**B.2. KONDISI RIIL**

Kondisi riil apabila terjadi kebocoran pipa penyalur ditinjau dari segi Safety, Healthy, Environmental dan Asset

**Petunjuk pengisian:**

Berilah tanda centang pada kolom kondisi untuk mengetahui kondisi tiap faktor apakah berada pada kondisi Catastrophic, Severe, Major, Moderate, Minor, atau Insidental dengan parameter yang telah ditentukan berdasarkan kondisi real yang terjadi di lapangan.

**Pertanyaan:**

No.	Parameter	Skala	Consequence	Kondisi
1	<b><u>Safety</u></b>			
	<b>Tenaga Kerja:</b> Terjadi beberapa korban jiwa (> 50) <i>ATAU</i> <b>Publik:</b> Terjadi beberapa korban jiwa (> 10)	1	Catastrophic	
	<b>Tenaga Kerja:</b> Beberapa korban jiwa (5-50) <i>ATAU</i> <b>Publik:</b> beberapa korban jiwa (1-10)	2	Severe	
	<b>Tenaga Kerja:</b> Terjadi (1-4) Kematian <i>ATAU</i> <b>Publik:</b> Terjadi satu atau cedera yang lebih parah termasuk cedera menonaktifkan secara permanen.	3	Major	
	<b>Tenaga kerja:</b> Terjadi satu atau cedera yang lebih parah termasuk cedera menonaktifkan secara permanen. <i>ATAU</i> <b>Publik:</b> Terjadi satu atau lebih luka, tidak parah.	4	Moderate	
	<b>Tenaga kerja:</b> Terluka satu atau lebih, tidak parah. <i>ATAU</i> <b>Publik:</b> Terjadi satu atau lebih luka ringan seperti pertolongan pertama.	5	Minor	

	<p><b>Tenaga Kerja:</b> Terjadi cedera minor seperti pertolongan pertama. <i>DAN</i>  <b>Publik:</b> Tidak ada dampak.</p>	6	Incidental	
2	<b><i>Healthy</i></b>			
	<p><b>Tenaga kerja (&gt; 50):</b> Terjadi penyakit serius atau paparan kronis yang mengakibatkan kematian atau efek memperpendek kehidupan yang signifikan. <i>ATAU</i>  <b>Umum (&gt; 10):</b> Terjadi penyakit serius atau paparan kronis yang mengakibatkan kematian atau efek memperpendek kehidupan yang signifikan.</p>	1	Catastrophic	
	<p><b>Tenaga Kerja (5-50):</b> Terjadi penyakit serius atau paparan kronis yang mengakibatkan kematian atau efek memperpendek kehidupan yang signifikan. <i>ATAU</i>  <b>Publik (1-10):</b> Penyakit serius atau paparan kronis yang mengakibatkan kematian atau efek memperpendek kehidupan yang signifikan.</p>	2	Severe	
	<p><b>Tenaga kerja (1-4):</b> Terjadi penyakit serius atau paparan kronis yang mengakibatkan kematian atau efek memperpendek kehidupan yang signifikan. <i>ATAU</i>  <b>Publik:</b> Terjadi penyakit serius atau efek merugikan kesehatan yang parah yang membutuhkan tingkat tinggi perawatan medis atau manajemen.</p>	3	Major	
	<p><b>Tenaga Kerja:</b> Penyakit serius atau efek kesehatan yang merugikan parah yang membutuhkan tingkat tinggi perawatan medis atau manajemen <i>ATAU</i>  <b>Publik:</b> Penyakit atau efek samping ringan sampai sedang gangguan fungsional requiring perawatan medis.</p>	4	Moderate	
	<p><b>Tenaga Kerja:</b> Terjadi sakit ringan sedang atau efek dengan beberapa pengobatan dan / atau gangguan fungsional namun secara medis bisa ditangani <i>ATAU</i>  <b>Publik:</b> Terjadi penyakit atau efek samping ringan atau tidak ada dampak pada kemampuan untuk berfungsi dan perawatan medis ringan atau tidak diperlukan.</p>	5	Minor	
	<p><b>Tenaga Kerja:</b> penyakit minor atau efek samping ringan atau tidak ada dampak pada kemampuan untuk berfungsi dan pengobatan sangat ringan atau tidak diperlukan <i>DAN</i></p>	6	Incidental	



	<b>Publik:</b> Tidak ada dampak			
3.	<b><i>Environmental</i></b>			
	Kehilangan sebagian besar nilai spesies atau hilangnya fungsi ekosistem yang efektif pada skala landscape	1	Catastrophic	
	Dampak seperti pengurangan terus-menerus dalam fungsi ekosistem pada skala landscape atau gangguan yang signifikan pada spesies sensitif.	2	Severe	
	Dampak seperti perubahan yang signifikan, yang tersebar meluas dan terus menerus dalam habitat, spesies atau media lingkungan (misal : luasnya degradasi habitat).	3	Major	
	Dampak seperti terlokalisir tapi tidak dapat dirubah, hilangnya habitat atau yang tersebar meluas, efek jangka panjang pada habitat, spesies atau media lingkungan	4	Moderate	
	Dampak seperti terlokalisir, degradasi jangka panjang habitat sensitif atau yang tersebar meluas, dampak jangka pendek ke habitat, spesies atau media lingkungan	5	Minor	
	Dampak seperti terlokalisir, efek jangka pendek pada habitat, spesies atau media lingkungan.	6	Incidental	
4.	<b><i>Assets</i></b>			
	Terjadi kerusakan menyeluruh. Potensi kerugian permanen. <i>Kerugian</i> > \$ 1 miliar	1	Catastrophic	
	Hilangnya aset atau kerusakan fasilitas. yang parah, downtime yang signifikan, dengan dampak ekonomi yang cukup. <i>Kerugian</i> > \$ 100 juta tapi <\$ 1 miliar.	2	Severe	
	kehilangan aset, kerusakan fasilitas besar dan / atau <i>downtime</i> . <i>Kerugian</i> > \$ 10 juta tetapi <\$ 100 Juta.	3	Major	
	Hilangnya aset, kerusakan fasilitas secara serius dan / atau <i>downtime</i> . <i>Kerugian</i> \$ 1 - \$10 juta	4	Moderate	
	Kehilangan beberapa aset, terjadi kerusakan dan / atau <i>downtime</i> . <i>Kerugian</i> \$100.ribu - \$1.juta	5	Minor	
	Terjadi kerusakan minimal. <i>down time</i> diabaikan atau <i>kerugian asset</i> <\$ 100 ribu	6	Incidental	

### Lampiran 3.

#### Rekapitulasi Hasil Kuesioner Kondisi Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan

#### Pipa Penyalur

No	Nama	MDC	AL	AGF	LL	PEP	ROW	PF	AT	IC	FC	SF	FAT	SP	IV	LM	OP	MAIN
1	SUHARTONO	4	4	4	4	4	4	3	4	3	3	4	3	3	3	3	4	4
2	CHRISTY SICILIA	4	4	5	5	4	5	3	5	3	3	5	5	5	3	5	5	5
3	DEDISKAL	5	4	5	4	4	4	3	5	3	3	5	4	4	4	5	5	4
4	DIAN MAULANA	4	4	4	4	4	4	3	4	3	3	5	3	4	3	4	4	4
5	EDYOS WYNDU	5	5	5	5	4	4	3	4	3	3	5	5	5	5	5	5	5
6	RATNO WJONARKO	5	3	5	3	3	3	4	5	4	4	5	4	4	4	4	5	5
7	MURWOTO	4	4	4	4	4	4	3	4	3	3	5	4	4	4	4	5	5
8	TRISURYANTO	5	5	5	5	4	4	3	4	3	3	5	5	5	5	5	5	5
9	LA ODE USTAN	4	5	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	5	4	5	4	4
10	HERRY IRAWAN	5	5	5	5	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	3
11	SARIMAN	5	5	5	5	4	4	3	4	3	3	4	4	4	4	4	5	5
12	REYNOLD SIAGIAN	4	3	4	3	5	5	3	5	3	3	5	4	4	4	4	4	4
13	WILDAN SETIAWAN	5	5	5	5	5	5	3	5	3	3	5	5	5	5	5	5	5
14	M.S. WAHYUDI	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
15	M.SIDIK	3	3	3	3	2	2	4	3	4	4	4	4	5	4	5	3	4
16	BAYU C. HERVIANTO	3	3	3	3	5	5	3	4	3	3	4	4	4	4	3	4	3
17	JOKO PURWONO	5	5	5	5	4	4	3	5	3	3	5	5	4	5	4	5	5
18	RACHMAD KURNIAWAN	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	5	5	5	5	2	4	3
19	ADI SWANDITO	5	5	5	5	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
20	AHMAD UBAYDILLAH	5	5	5	5	4	4	4	5	4	4	5	5	4	5	3	5	5
21	ACHMAD NASHRUDIN	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	RONY	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	4	4	4	4	5	5
23	NUGRAHA DRIA	5	6	5	6	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	3	4	4
24	HENDRA MAULANA	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4
25	INDRA BAYU	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	4	5	4	4	5	5
26	M.FURQON	3	4	3	4	3	3	4	5	4	4	5	5	5	5	4	5	5
27	ALBERT JONI	5	3	5	3	1	1	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	5
28	TRIFRISNAHADI	4	4	4	4	3	3	4	3	4	4	6	5	5	5	4	5	5
29	ZAINAL FATONI	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5
	Mean	4.414	4.31	4.448	4.345	3.931	3.966	3.793	4.345	3.793	3.793	4.724	4.379	4.448	4.31	4.138	4.586	4.517
	Stdev	0.682	0.806	0.686	0.814	0.923	0.944	0.774	0.721	0.774	0.774	0.528	0.622	0.572	0.66	0.833	0.568	0.688

#### Lampiran 4 .

Rekapitulasi Hasil Kuesioner Kondisi Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur.

No	Nama	SFT	HLT	ENV	AST
1	SUHARTONO	4	5	5	3
2	CHRISTY SICILIA	4	4	3	3
3	DEDISKAL	4	4	3	3
4	DIAN MAULANA	4	4	3	3
5	EDYOS WYNDU	4	4	5	5
6	RATNO WJONARKO	5	5	4	4
7	MURWOTO	4	4	4	4
8	TRI SURYANTO	4	4	4	4
9	LA ODE USTAN	5	5	4	4
10	HERRY IRAWAN	5	5	4	4
11	SARIMAN	5	5	4	4
12	REYNOLD SIAGIAN	5	5	4	4
13	WILDAN SETIAWAN	4	4	4	4
14	M.S. WAHYUDI	4	4	4	4
15	M.SIDIK	4	4	4	4
16	BAYU C. HERVIANTO	4	4	4	4
17	JOKO PURWONO	5	5	5	5
18	RACHMAD KURNIAWA	4	4	3	3
19	ADI SWANDITO	5	5	4	4
20	AHMAD UBAYDILLAH	5	5	5	5
21	ACHMAD NASHRUDIN	5	5	4	4
22	RONY	4	4	4	4
23	NUGRAHA DRIA	5	5	5	5
24	HENDRA MAULANA	3	3	3	3
25	INDRA BAYU	5	5	3	3
26	M FURQON	5	5	4	4
27	ALBERT JONI	5	5	5	5
28	TRI FRISNAHADI	4	4	4	4
29	ZAINAL FATONI	5	5	4	4
	Mean	4.4483	4.4828	4	3.931
	STDEV	0.5724	0.5745	0.6547	0.6509

**Lampiran 5.**

Rekapitulasi Hasil Kuesioner Hubungan Antar Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur.

FAKTOR DAN SUB FAKTOR		Third Party Damage Index						Corrosion Index			Design Index					Incorrect Operation Index		
		Minimum Depth of Cover	Activity Level	Above Ground Facilities	Line Locating	Public Education	ROW Condition	Patrol Frequency	Atmospheric	Internal Corrosion	Subsurface corrosion	Safety Factor	Fatigue	Surge Potential	Integrity Verification	Land Movement	Operation	Maintenance
Third Party Damage Index	Minimum Depth of Cover		24	14	11	7	9	4	17	0	16	15	21	0	18	17	0	8
	Activity Level	13		16	16	16	16	12	11	0	1	11	4	2	14	11	1	7
	Above Ground Facilities	12	12		15	7	13	12	6	0	0	13	1	1	17	13	4	15
	Line Locating	7	12	13		8	16	14	6	0	0	6	1	0	11	9	0	7
	Public Education Program	10	17	9	11		13	20	0	0	0	3	0	0	2	4	1	2
	ROW Condition	8	17	14	15	10		24	5	0	0	5	0	0	12	15	0	8
	Patrol Frequency	15	12	11	13	16	24		4	0	0	0	0	0	7	6	0	5
Corrosion Index	Atmospheric	0	8	8	2	0	5	4		0	29	29	21	0	28	5	28	13
	Internal Corrosion	0	0	0	0	0	0	0	0		0	29	29	7	29	0	29	14
	Subsurface Corrosion	10	0	0	0	0	0	0	28	0		29	28	0	29	0	29	11
Design Index	Safety Factor	7	10	3	4	1	4	0	12	16	14		21	10	18	10	18	9
	Fatigue	0	4	2	1	0	0	0	4	5	3	22		12	14	2	15	6
	Surge Potential	10	1	1	0	0	1	0	1	19	0	14	17		10	1	13	5
	Integrity Verification	10	13	11	6	1	8	3	14	19	13	15	14	10		18	12	17
	Land Movement	16	10	13	12	5	10	3	9	0	1	7	4	1	21		5	12
Incorrect Operation Index	Operation	2	4	3	2	0	0	1	26	27	29	16	13	16	12	2		25
	Maintenance	9	5	16	8	0	6	4	29	29	28	7	8	7	19	11	25	

Hubungan Antar Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan

FAKTOR DAN SUB FAKTOR		Third Party Damage Index						Corrosion Index			Design Index				Incorrect Operation Index		
		Minimum Depth of Cover	Activity Level	Above Ground Facilities	Line Locating	Public Education	ROW Condition	Patrol Frequency	Atmospheric	Internal Corrosion	Subsurface corrosion	Safety Factor	Fatigue	Surge Potential	Integrity Verification	Land Movement	Operation
Third Party Damage Index	Minimum Depth of Cover	█	V					V		V	V	V		V	V		
	Activity Level		█	V	V	V	V										
	Above Ground Facilities			█	V									V			V
	Line Locating				█		V										
	Public Education Program		V			█		V									
	ROW Condition		V		V		█	V							V		
	Patrol Frequency	V				V		█									
Corrosion Index	Atmospheric							█		V	V	V		V		V	
	Internal Corrosion								█		V	V		V		V	
	Subsurface Corrosion							V		█	V	V		V		V	
Design Index	Safety Factor								V		█	V		V		V	
	Fatigue										V	█				V	
	Surge Potential								V			V	█				
	Integrity Verification								V		V			█	V		
	Land Movement	V												V	█		
Incorrect Operation Index	Operation							V	V	V	V		V			█	V
	Maintenance			V				V	V	V				V		V	█

## Lampiran 6

Matriks Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner antar Faktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty.

No	Nama	TPDI-CI	TPDI-DI	TPDI-IOI	CI-DI	CI-IOI	DI-IOI
1	SUHARTONO	0.142857143	0.2	2	7	7	0.5
2	CHRISTY SICILIA	0.2	0.142857143	7	5	5	1
3	DEDI ISKAL	0.25	0.2	3	4	4	3
4	DIAN MAULANA	0.166666667	0.2	3	6	6	1
5	EDYOS WYNDU	0.25	0.2	4	3	4	2
6	RATNO WIJONARKO	0.2	0.2	3	3	5	3
7	MURWOTO	0.333333333	0.25	0.333333333	3	4	1
8	TRI SURYANTO	0.333333333	0.142857143	1	3	3	1
9	LA ODE USTAN	0.2	0.333333333	3	5	5	1
10	HERRY IRAWAN	0.25	0.166666667	0.333333333	4	3	1
11	SARIMAN	0.2	0.2	1	5	5	1
12	REYNOLD SIAGIAN	0.2	0.2	1	5	5	5
13	WILDAN SETIAWA	0.142857143	0.2	0.142857143	3	3	1
14	M.S. WAHYUDI	0.142857143	0.142857143	7	7	7	1
15	M.SIDIK	0.125	0.125	0.2	6	6	0.2
16	BAYU C. HERVIANTO	0.2	0.2	0.2	3	3	1
17	JOKO PURWONO	0.142857143	0.2	5	5	5	0.2
18	RACHMAD KURNIA	0.333333333	0.2	0.2	3	3	1
19	ADJI SWANDITO	0.25	0.2	5	5	5	1
20	AHMAD UBAYDILLA	0.2	0.2	2	3	3	1
21	ACHMAD NASHRUDIN	0.142857143	0.2	0.333333333	3	5	1
22	RONY	0.2	0.2	4	0.142857143	5	1
23	NUGRAHA DRIA	0.142857143	0.2	0.142857143	7	5	1
24	HENDRA MAULANA	0.2	0.25	1	3	5	1
25	INDRA BAYU	0.142857143	0.333333333	0.333333333	0.25	0.25	1
26	M FURQON	0.142857143	0.142857143	0.5	1	0.5	1
27	ALBERT JONI	0.166666667	0.25	0.333333333	4	5	1
28	TRI FRISNAHADI	0.166666667	0.25	0.333333333	3	5	1
29	ZAINAL FATONI	0.142857143	0.2	4	1	5	3
	RATAAN GEO	1.06228E-21	4.93621E-21	2.844444444	7.81218E+13	6.27908E+16	5.4
		0.034482759	0.034482759	0.034482759	0.034482759	0.034482759	0.034482759
		0.189132821	0.199421606	1.036704741	3.013430065	3.795227363	1.059875754
	DIBULATKAN Ke Arah	1	1	2	4	4	2
		KANAN	KANAN	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI
		TPDI-CI	TPDI-DI	TPDI-IOI	CI-DI	CI-IOI	DI-IOI

## Lampiran 7

Matrik Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner antar Subfaktor Penyebab Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty

TPDI																					
		INNER										OUTER									
No	Nama	MDC-AL	AL-AGF	AL-LL	AL-PEP	AL-ROW	AGF-LL	LL-ROW	LL-PF	PEP-PF	ROW-PF	MDC-AC	MDC-SC	MDC-SF	MDC-FAT	MDC-IV	MDC-LM	AGF-IV	AGF-MAIN	ROW-LM	
1	SUHARTONO	0.3333333	7	7	1	5	3	1	0.2	5	0.25	0.2	0.2	3	4	0.3333333	0.25	0.3333333	1	0.142857	
2	CHRISTY SICILIA	7	5	5	5	5	0.2	5	5	0.2	0.2	0.2	0.2	2	2	0.2	0.2	3	1	0.2	
3	DEDI ISKAL	0.3333333	3	3	1	1	4	5	5	5	0.25	0.25	0.25	4	4	0.25	0.2	0.25	1	1	
4	DIAN MAULANA	0.3333333	4	4	1	1	4	5	5	5	0.25	0.25	0.166667	4	4	0.166667	0.166667	0.25	1	0.166667	
5	EDYOS WYNDU	0.2	1	3	2	1	3	0.3333333	0.25	0.3333333	1	0.25	0.166667	3	3	0.5	1	0.3333333	1	0.25	
6	RATNO WIJONARKO	0.3333333	5	3	5	3	0.3333333	3	3	0.3333333	3	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	0.3333333	0.3333333	0.3333333	0.2	
7	MURWOTO	3	1	1	0.3333333	1	1	1	3	1	3	0.3333333	0.030303	3	3	0.3333333	0.3333333	1	1	0.3333333	
8	TRI SURYANTO	0.3333333	1	0.3333333	1	0.3333333	1	1	3	1	3	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	0.3333333	0.3333333	3	0.3333333	
9	LA ODE USTAN	0.2	0.2	0.2	5	0.166667	0.2	5	5	0.2	5	0.2	0.2	5	5	0.2	0.2	0.2	1	0.2	
10	HERRY IRAWAN	6	1	3	1	0.166667	3	0.3333333	1	0.166667	3	0.166667	0.166667	3	3	0.3333333	0.3333333	0.3333333	1	0.166667	
11	SARIMAN	4	1	5	1	5	1	5	1	5	1	0.2	0.2	5	5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
12	REYNOLD SIAGIAN	0.1428571	0.2	1	1	0.2	0.2	0.3333333	5	0.2	0.2	0.2	0.2	5	5	0.2	0.2	0.2	1	0.2	
13	WILDAN SETIAWAN	7	5	3	1	3	3	0.2	0.2	1	1	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	0.3333333	0.3333333	0.3333333	5	
14	M.S. WAHYUDI	7	7	0.142857	0.14286	7	0.142857	7	7	7	7	0.142857	0.142857	3	7	0.142857	0.142857	0.142857	0.142857	0.142857	
15	M. SIDIK	8	8	8	8	8	0.166667	0.166667	1	1	6	0.125	0.125	6	8	0.166667	0.125	0.125	0.166667	0.125	
16	BAYU C. HERVIANTO	3	3	1	3	3	1	3	3	3	3	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	1	0.3333333	1	0.3333333	
17	JOKO PURWONO	0.25	4	0.142857	4	4	0.3333333	9	6	4	4	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	3	0.25	3	0.25	
18	RACHMAD KURNIAWAN	5	5	5	1	1	5	0.3333333	1	1	3	0.2	0.2	5	5	0.2	1	0.2	1	0.2	
19	ADJI SWANDITO	0.2	5	3	0.3333333	0.3333333	3	0.2	0.2	0.2	5	0.2	0.2	4	5	0.2	0.3333333	0.2	0.3333333	0.2	
20	AHMAD UBAYDILLAH	5	0.3333333	0.25	0.25	3	0.25	0.25	2	4	3	0.25	0.25	4	4	0.25	0.25	0.25	1	0.25	
21	ACHMAD NASHRUDIN	0.2	0.2	0.2	0.3333333	2	0.2	5	5	0.3333333	3	0.3333333	0.3333333	3	3	0.3333333	1	0.3333333	0.3333333	0.3333333	
22	RONY	4	3	0.25	1	1	4	2	0.3333333333	0.25	0.25	0.25	0.25	4	4	0.25	0.5	0.25	1	0.25	
23	NUGRAHA DRIA	3	1	0.2	0.25	0.142857	0.2	1	3	1	3	0.2	0.2	5	6	0.142857	1	0.2	0.3333333	0.2	
24	HENDRA MAULANA	0.1666667	0.2	1	1	0.25	0.2	1	1	0.2	0.2	0.5	0.25	2	2	0.25	0.25	2	2	0.25	
25	INDRA BAYU	0.2	1	0.3333333	0.3333333	2	4	0.5	4	5	3	0.3333333	0.25	3	3	0.25	0.25	0.5	0.5	0.25	
26	M FURQON	3	1	3	3	3	3	2	3	3	2	0.3333333	0.25	3	3	0.25	0.25	0.3333333	0.3333333	0.25	
27	ALBERT JONI	3	0.3333333	0.2	3	3	0.25	4	4	2	3	0.25	0.3333333	4	3	0.2	0.2	0.25	1	1	
28	TRI FRISNAHADI	5	0.3333333	0.25	0.5	0.25	2	3	3	0.3333333	0.3333333	0.25	0.25	4	4	0.25	0.25	0.25	0.3333333	0.2	
29	ZAINAL FATONI	0.2	1	4	3	1	4	1	0.2	1	0.3333333	1	0.3333333	0.2	4	4	0.3333333	1	0.5	1	0.2
	<b>RATAAN GEO</b>	12.544	31360	13.88571	35.7143	450	0.078994	4375	30618000	0.345679	15500.36	3.94E-18	3.58E-20	7.84E+15	3.66E+16	3.75E-18	9.57E-14	5.32E-15	1.96E-05	2.73E-17	
		0.0344828	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034482759	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	
		1.0911315	1.42905	1.094962	1.13122	1.234497	0.916191	1.335214	1.811912127	0.964034	1.394744	0.251094	0.213522	3.532426	3.725137	0.250672	0.355683	0.321943	0.688115	0.268444	
	<b>DIBULATKAN</b>	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	1.0000	2.0000	2.0000	1.0000	2.0000	1.0000	1.0000	4.0000	4.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	
	<b>Ke Arah</b>	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KANAN	KIRI	KIRI	KANAN	KIRI	KANAN	KANAN	KIRI	KIRI	KANAN	KANAN	KANAN	KANAN	KANAN	
		MDC-AL	AL-AGF	AL-LL	AL-PEP	AL-ROW	AGF-LL	LL-ROW	LL-PF	PEP-PF	ROW-PF	MDC-AC	MDC-SC	MDC-SF	MDC-FAT	MDC-IV	MDC-LM	AGF-IV	AGF-MAIN	ROW-LM	

		CORROSION INDEX													
		INNER						OUTTER							
No	Nama	AC-SC	AC-SF	AC-FAT	AC-IV	AC-OP	IC-SF	IC-FAT	IC-IV	IC-OP	SC-SF	SC-FAT	SC-IV	SC-OP	
1	SUHARTONO	1	7	7	1	3	7	7	1	1	5	5	1	0.2	
2	CHRISTY SICILIA	0.2	5	5	0.333333	5	7	7	1	1	3	3	1	0.2	
3	DEDI ISKAL	0.25	2	7	0.25	4	7	7	3	1	2	3	1	0.2	
4	DIAN MAULANA	0.25	4	4	0.5	7	7	7	2	1	4	4	2	0.25	
5	EDYOS WYNDU	1	7	7	5	5	7	7	5	1	4	4	1	0.25	
6	RATNO WIJONARKO	1	3	3	0.333333	3	5	5	3	1	3	3	3	0.333333	
7	MURWOTO	0.333333	3	3	0.333333	3	7	7	3	1	3	3	3	0.333333	
8	TRI SURYANTO	1	3	3	3	3	3	3	1	1	3	3	1	0.333333	
9	LA ODE USTAN	1	5	5	3	5	5	5	3	1	5	5	3	0.2	
10	HERRY IRAWAN	1	6	6	3	3	6	6	3	1	3	3	3	0.333333	
11	SARIMAN	1	5	5	1	5	5	5	5	1	5	5	3	0.2	
12	REYNOLD SIAGIAN	5	5	5	3	5	5	5	5	1	5	5	3	0.2	
13	WILDAN SETIAWAN	0.333333	3	3	3	3	5	5	3	1	3	3	3	0.333333	
14	M.S. WAHYUDI	1	7	7	7	0.142857	7	7	7	1	7	7	1	0.142857	
15	M.SIDIK	0.166667	8	8	3	6	8	8	6	1	6	6	6	6	
16	BAYU C. HERVIANTO	0.333333	5	3	1	3	3	3	3	1	3	3	3	0.333333	
17	JOKO PURWONO	0.25	4	4	1	4	5	5	4	1	4	4	4	0.25	
18	RACHMAD KURNIAWAN	0.2	5	5	1	5	5	5	5	1	5	5	1	0.2	
19	ADJI SWANDITO	0.25	5	4	3	4	4	4	4	1	4	4	3	0.25	
20	AHMAD UBAYDILLAH	0.25	3	3	3	3	3	3	3	1	3	3	1	0.333333	
21	ACHMAD NASHRUDIN	0.333333	5	3	3	3	5	5	3	1	3	3	3	0.333333	
22	RONY	0.25	4	2	2	2	4	4	2	1	4	4	2	0.25	
23	NUGRAHA DRIA	0.142857	7	5	3	5	7	7	3	1	7	7	3	0.142857	
24	HENDRA MAULANA	0.25	4	4	0.25	4	4	4	4	1	2	2	2	0.25	
25	INDRA BAYU	0.25	4	4	0.5	5	5	5	2	1	3	3	2	0.333333	
26	M FURQON	0.25	3	3	0.5	5	5	5	4	1	2	2	2	0.333333	
27	ALBERT JONI	0.25	3	5	0.333333	3	6	6	4	1	2	2	1	0.333333	
28	TRI FRISNAHADI	1	3	4	0.25	2	5	5	2	1	3	4	3	0.5	
29	ZAINAL FATONI	1	5	5	3	3	5	5	4	1	2	2	1	0.25	
	RATAAN GEO	5.61E-11	3.02E+18	2.42E+18	299.0039	2.13E+15	7E+20	7E+20	1.02E+14	1	5.33E+15	1.07E+16	4.08E+08	2.7E-16	
		0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	
		0.443105	4.337747	4.304498	1.217217	3.377031	5.23366	5.23366	3.040842	1	3.485858	3.570179	1.981183	0.290503	
	DIBULATKAN	1.0000	5.0000	5.0000	2.0000	4.0000	6.0000	6.0000	3.0000	1.0000	4.0000	4.0000	2.0000	1.0000	
	Ke Arah	KANAN	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KIRI	KANAN	
		AC-SC	AC-SF	AC-FAT	AC-IV	AC-OP	IC-SF	IC-FAT	IC-IV	IC-OP	SC-SF	SC-FAT	SC-IV	SC-OP	



		DESAIN INDEX							
		INNER				OUTER			
No	Nama	SF-FAT	SF-IV	SP-FAT	SP-IV	IV-LM	SF-OP	FAT-OP	SP-IC
1	SUHARTONO	7	0.166667	5	0.166667	6	0.2	1	0.142857
2	CHRISTY SICILIA	0.2	0.142857	5	0.142857	7	0.2	0.333333	0.142857
3	DEDI ISKAL	7	0.166667	5	0.166667	6	0.25	0.5	0.142857
4	DIAN MAULANA	7	0.166667	4	0.142857	7	0.25	0.5	0.142857
5	EDYOS WYNDU	0.25	0.25	1	0.25	1	0.166667	0.25	0.142857
6	RATNO WIJONARKO	5	0.333333	0.333333	0.333333	5	0.333333	0.333333	0.2
7	MURWOTO	1	3	1	0.333333	3	0.333333	0.333333	0.333333
8	TRI SURYANTO	1	1	1	0.333333	1	0.333333	1	0.333333
9	LA ODE USTAN	5	5	5	5	5	0.2	0.2	0.2
10	HERRY IRAWAN	6	3	0.25	0.166667	3	0.166667	0.333333	0.166667
11	SARIMAN	1	0.333333	1	0.2	5	0.2	0.2	0.2
12	REYNOLD SIAGIAN	1	0.2	5	0.2	5	0.2	0.2	0.2
13	WILDAN SETIAWAN	0.166667	1	1	0.2	5	0.333333	0.333333	0.2
14	M.S. WAHYUDI	7	7	7	7	0.142857	0.142857	0.142857	0.142857
15	M.SIDIK	7	7	6	0.166667	7	0.166667	0.166667	0.125
16	BAYU C. HERVIANTO	0.2	0.2	0.333333	1	0.2	0.2	0.2	0.2
17	JOKO PURWONO	4	4	0.2	0.333333	3	0.333333	0.333333	0.2
18	RACHMAD KURNIAWAN	1	1	1	1	1	0.2	0.2	0.142857
19	ADJI SWANDITO	5	0.2	0.2	0.2	5	0.25	0.25	0.2
20	AHMAD UBAYDILLAH	5	2	4	0.2	0.25	0.25	0.25	0.166667
21	ACHMAD NASHRUDIN	0.2	0.142857	0.2	0.2	5	0.333333	0.333333	0.2
22	RONY	3	3	0.25	0.25	4	0.25	0.25	0.166667
23	NUGRAHA DRIA	1	0.2	0.333333	0.142857	5	0.142857	0.142857	0.125
24	HENDRA MAULANA	1	1	1	5	5	0.5	0.5	0.166667
25	INDRA BAYU	6	1	0.333333	0.2	1	0.25	0.25	1
26	M FURQON	7	3	0.333333	0.5	1	0.333333	0.5	0.25
27	ALBERT JONI	0.25	0.333333	0.5	3	4	0.25	0.333333	0.166667
28	TRI FRISNAHADI	3	5	0.333333	0.333333	4	0.25	0.25	0.2
29	ZAINAL FATONI	0.2	0.25	1	0.25	3	0.2	0.4	0.4
	RATAAN GEO	1588262	0.000278	0.720165	4.86E-13	8.93E+11	8.44E-19	1.01E-15	2.78E-21
		0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483
		1.636157	0.753996	0.988744	0.376185	2.582847	0.238104	0.30405	0.195503
	DIBULATKAN	2.0000	1.0000	1.0000	1.0000	3.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	Ke Arah	KIRI	KANAN	KANAN	KANAN	KIRI	KANAN	KANAN	KANAN
		SF-FAT	SF-IV	SP-FAT	SP-IV	IV-LM	SF-OP	FAT-OP	SP-IC

		INCORRECT OP INDEX					
		INNER	OUTER				
No	Nama	OP-MAIN	OP-SP	MAIN-AC	MAIN-IC	MAIN-SC	MAIN-IV
1	SUHARTONO	7	3	1	0.2	3	1
2	CHRISTY SICILIA	7	5	0.333333	0.2	0.2	1
3	DEDI ISKAL	7	5	0.25	0.142857	0.142857	1
4	DIAN MAULANA	7	4	0.25	0.166667	0.25	1
5	EDYOS WYNDU	3	6	0.142857	0.142857	0.2	1
6	RATNO WIJONARKO	3	3	0.333333	0.2	0.2	1
7	MURWOTO	1	3	0.333333	0.333333	0.333333	1
8	TRI SURYANTO	1	3	1	0.333333	0.333333	1
9	LA ODE USTAN	5	5	0.2	0.2	0.2	1
10	HERRY IRAWAN	1	3	0.333333	0.166667	0.333333	1
11	SARIMAN	1	5	0.2	0.2	0.2	1
12	REYNOLD SIAGIAN	1	5	0.2	0.2	0.2	1
13	WILDAN SETIAWAN	3	3	0.333333	0.333333	0.333333	1
14	M.S. WAHYUDI	7	7	0.142857	7	0.142857	7
15	M.SIDIK	7	6	0.166667	0.125	0.125	1
16	BAYU C. HERVIANTO	1	5	0.2	0.2	0.2	1
17	JOKO PURWONO	0.166667	3	0.333333	0.2	0.333333	1
18	RACHMAD KURNIAWAN	5	5	0.2	0.2	0.2	1
19	ADJI SWANDITO	0.2	4	0.25	0.2	0.25	1
20	AHMAD UBAYDILLAH	0.25	4	0.25	0.166667	0.25	1
21	ACHMAD NASHRUDIN	0.333333	3	0.333333	0.2	0.333333	1
22	RONY	1	4	0.25	0.166667	0.25	1
23	NUGRAHA DRIA	1	7	0.142857	0.125	0.142857	1
24	HENDRA MAULANA	1	4	0.25	0.25	0.25	1
25	INDRA BAYU	1	4	0.333333	0.25	0.25	1
26	M FURQON	1	2	0.5	0.25	0.5	1
27	ALBERT JONI	0.25	4	0.2	0.166667	0.166667	1
28	TRI FRISNAHADI	1	4	0.5	0.25	0.25	1
29	ZAINAL FATONI	1	4	0.2	0.2	0.333333	1
	RATAAN GEO	55147.97	4.74E+17	5.79E-17	1.7E-19	6.51E-18	7
		0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483	0.034483
		1.457139	4.069221	0.275475	0.225312	0.255484	1.069403
	DIBULATKAN	2.0000	5.0000	1.0000	1.0000	1.0000	2.0000
	Ke Arah	KIRI	KIRI	KANAN	KANAN	KANAN	KIRI
		OP-MAIN	OP-SP	MAIN-AC	MAIN-IC	MAIN-SC	MAIN-IV

## Lampiran 8

Matriks Perbandingan Berpasangan Hasil Kuesioner Faktor Konsekuensi

Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur Skala Saaty.

No	Nama	SFT-HLT	SFT-ENV	SFT-AST	HLT-ENV	HLT-AST	ENV-AST
1	SUHARTONO	5	3	6	0.25	3	5
2	CHRISTY SICILIA	5	3	5	0.333333	3	3
3	DEDI ISKAL	5	3	5	0.25	3	3
4	DIAN MAULANA	5	3	5	0.333333	4	4
5	EDYOS WYNDU	5	1	5	0.2	5	5
6	RATNO WIJONARKO	7	3	7	0.2	4	4
7	MURWOTO	5	1	7	0.333333	3	7
8	TRI SURYANTO	5	1	4	0.25	3	6
9	LA ODE USTAN	5	3	5	0.2	3	5
10	HERRY IRAWAN	6	1	5	0.2	4	4
11	SARIMAN	3	1	5	1	5	5
12	REYNOLD SIAGIAN	6	3	1	1	5	5
13	WILDAN SETIAWAN	5	3	7	3	7	7
14	M.S. WAHYUDI	5	3	5	1	5	5
15	M.SIDIK	5	3	7	1	5	5
16	BAYU C. HERVIANTO	4	1	6	0.142857	3	7
17	JOKO PURWONO	7	1	5	0.2	3	7
18	RACHMAD KURNIAWAN	7	3	5	1	5	5
19	ADJI SWANDITO	5	1	5	1	5	5
20	AHMAD UBAYDILLAH	5	1	3	1	5	5
21	ACHMAD NASHRUDIN	5	3	3	0.2	3	5
22	RONY	5	1	1	0.333333	3	3
23	NUGRAHA DRIA	4	1	7	1	7	7
24	HENDRA MAULANA	7	1	7	3	7	7
25	INDRA BAYU	4	1	3	0.333333	3	3
26	M FURQON	4	1	5	1	5	5
27	ALBERT JONI	5	3	6	1	6	5
28	TRI FRISNAHADI	5	3	1	0.333333	5	5
29	ZAINAL FATONI	5	1	7	0.333333	4	7
	<b>RATAAN GEO</b>	2.5323E+20	4782969	4.69033E+18	5.88E-10	9.11421E+17	1.56344E+20
		0.034482759	0.034483	0.034482759	0.034483	0.034482759	0.034482759
		5.053235236	1.699552	4.403871265	0.480507	4.161986445	4.969900286
	<b>DIBULATKAN</b>	5	2	5	1	5	5
	<b>Ke Arah</b>	KIRI	KIRI	KIRI	KANAN	KIRI	KIRI
		SFT-HLT	SFT-ENV	SFT-AST	HLT-ENV	HLT-AST	ENV-AST

## Lampiran 9

Tabel Nilai r Uji Validitas.

N	Tarf Signifikan		N	Tarf Signifikan		N	Tarf Signifikan	
	5%	1%		5%	1%		5%	1%
3	0,997	0,999	27	0,381	0,487	55	0,266	0,345
4	0,950	0,990	28	0,374	0,478	60	0,254	0,330
5	0,878	0,959	29	0,367	0,470	65	0,244	0,317
6	0,811	0,917	30	0,361	0,463	70	0,235	0,306
7	0,754	0,874	31	0,355	0,456	75	0,227	0,296
8	0,707	0,834	32	0,349	0,449	80	0,220	0,286
9	0,666	0,798	33	0,344	0,442	85	0,213	0,278
10	0,632	0,765	34	0,339	0,436	90	0,207	0,270
11	0,602	0,735	35	0,334	0,430	95	0,202	0,263
12	0,576	0,708	36	0,329	0,424	100	0,195	0,256
13	0,553	0,684	37	0,325	0,418	125	0,176	0,230
14	0,532	0,661	38	0,320	0,413	150	0,159	0,210
15	0,514	0,641	39	0,316	0,408	175	0,148	0,194
16	0,497	0,623	40	0,312	0,403	200	0,138	0,181
17	0,482	0,606	41	0,308	0,398	300	0,113	0,148
18	0,468	0,590	42	0,304	0,393	400	0,098	0,128
19	0,456	0,575	43	0,301	0,389	500	0,088	0,115
20	0,444	0,561	44	0,297	0,384	600	0,080	0,105
21	0,433	0,549	45	0,294	0,380	700	0,074	0,097
22	0,423	0,537	46	0,291	0,376	800	0,070	0,091
23	0,413	0,526	47	0,288	0,372	900	0,065	0,086
24	0,404	0,515	48	0,284	0,368	1000	0,062	0,081
25	0,396	0,505	49	0,281	0,364			
26	0,388	0,496	50	0,279	0,361			

## Lampiran 10

Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk Faktor Penyebab Kegagalan Pipa Penyalur.

Comparisons for Super Decisions Main Window: Unnamed file 0

### 1. Choose

Node

**Choose Node** <>

Cluster: goal

**Choose Cluster** <>

### 2. Node comparisons with respect to pipelean leak

Graphical Verbal Matrix Questionnaire Direct

Comparisons wrt "pipelean leak" node in "FAKTOR" cluster

TPDI is equally to moderately more important than IOI

1. CI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	DI
2. CI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IOI
3. CI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	TPDI
4. DI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IOI
5. DI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	TPDI
6. IOI	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	TPDI

### 3. Results

Normal Hybrid

Inconsistency: 0.06948

CI	<div style="width: 44.641%;"></div>	0.44641
DI	<div style="width: 18.411%;"></div>	0.18411
IOI	<div style="width: 10.538%;"></div>	0.10538
TPDI	<div style="width: 26.410%;"></div>	0.26410

## Lampiran 11

Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk Subfaktor Penyebab Kegagalan Pipa Penyulur.

Comparisons for Super Decisions Main Window: Unnamed file 0

### 1. Choose

Node: Cluster

Choose Node

TPDI

Cluster: FAKTOR

Choose Cluster

SUB FAKTOR

Restore

### 2. Node comparisons with respect to TPDI

Graphical | Verbal | Matrix | Questionnaire | Direct

Comparisons wrt "TPDI" node in "SUB FAKTOR" cluster

AC is ?????? more important than AGF

1.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	AGF	
2.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	AL	
3.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	FAT	
4.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IC	
5.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IV	
6.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	LL	
7.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	LM	
8.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	MAIN
9.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	MDC
10.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	OP	
11.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	PEP	
12.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	PF	
13.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	ROW	
14.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	SC
15.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	SF	
16.	AC	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	SP	
17.	AGF	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	AL	
18.	AGF	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	FAT	
19.	AGF	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IC	
20.	AGF	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	IV
21.	AGF	>=9.5	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	>=9.5	No comp.	LL

### 3. Results

Normal | Hybrid

Inconsistency: 0.04389

AC	0.16116
AGF	0.03192
AL	0.05030
FAT	0.02849
IC	0.07338
IV	0.05459
LL	0.01803
LM	0.03141
MAIN	0.07431
MDC	0.10540
OP	0.08276
PEP	0.00912
PF	0.00576
ROW	0.01430
SC	0.13121
SF	0.09172
SP	0.03614

Completed Comparison

Copy to clipboard

## Lampiran 12

Nilai Consistency Ratio dan Nilai Bobot ANP Untuk Faktor Konsekuensi Terhadap Terjadinya Kegagalan Pipa Penyalur.

1. Choose	2. Node comparisons with respect to PIPELINE LEAK			+ 3. Results			
Node Cluster	Graphical	Verbal	Matrix	Questionnaire	Direct	Normal	Hybrid
Choose Node	Comparisons wrt "PIPELINE LEAK" node in "FAKTOR" cluster			Inconsistency: 0.09520			
PIPELINE LEAK	ENV is 4 times more important than AST						
Cluster: GOAL	Inconsistency	ENV ~	HLT ~	SFT ~			
Choose Cluster	AST ~	↑ 4	↑ 4	↑ 4			
FAKTOR	ENV ~	← 1	↑ 2	↑ 5			
	HLT ~						
					AST	0.07134	
					ENV	0.22480	
					HLT	0.18845	
					SFT	0.51541	

# Lampiran 13

## Integrated Risk Prioritization Matriks.

PT X Integrated Risk Prioritization Matrix											
For the Assessment of HES & Asset Risks from Event or Activity											
Likelihood Descriptions & Index (with confirmed safeguards)			<b>Legend</b> <i>Legend applies to identified HES risks (see guidance documents for additional explanations)</i> 1, 2, 3, 4 - Short-term, interim risk reduction required. Long term risk reduction plan must be developed and implemented. 5 - Additional long term risk reduction required. If no further action can be reasonably taken, SBU management approval must be sought to continue the activity. 6 - Risk is tolerable if reasonable safeguards / management systems are confirmed to be in place and consistent with relevant requirements of the Risk Mitigation Closure Guidelines. 7, 8, 9, 10 - Manage risk. No further risk reduction required. Risk reduction at management / team discretion.								
Likelihood Descriptions	Likelihood Indices										
Consequence can reasonably be expected to occur in life of facility	1	Likely	↓ Decreasing Likelihood ↓	6	5	4	3	2	1		
Conditions may allow the consequence to occur at the facility during its lifetime, or the event has occurred within the Business Unit	2	Occasional		7	6	5	4	3	2		
Exceptional conditions may allow consequences to occur within the facility lifetime, or has occurred within the OPCO	3	Seldom		8	7	6	5	4	3		
Reasonable to expect that the consequence will not occur at this facility. Has occurred several times in industry, but not in OPCO	4	Unlikely		9	8	7	6	5	4		
Has occurred once or twice within industry	5	Remote		10	9	8	7	6	5		
Rare or unheard of	6	Rare		10	10	9	8	7	6		
Consequence Descriptions & Index (without safeguards)			← Decreasing Consequence/Impact →								
			Consequence Indices			6	5	4	3	2	1
Consequence Descriptions (without safeguards)			Safety			Workforce: Minor injury such as a first-aid. AND Public: No impact	Workforce: One or more injuries, not severe. OR Public: One or more minor injuries such as a first-aid.	Workforce: One or more severe injuries including permanently disabling injuries. OR Public: One or more severe injuries, not severe.	Workforce: (1-4) Fatalities OR Public: One or more severe injuries including permanently disabling injuries.	Workforce: Multiple fatalities (5-50) OR Public: multiple fatalities (1-10)	Workforce: Multiple fatalities (>50) OR Public: multiple fatalities (>10)
			Health (Adverse effects resulting from chronic chemical or physical exposures or exposure to biological agents)			Workforce: Minor illness or effect with limited or no impacts on ability to function and treatment is very limited or not necessary AND Public: No impact	Workforce: Mild to moderate illness or effect with some treatment and/or functional impairment but is medically manageable OR Public: illness or adverse effect with limited or no impacts on ability to function and medical treatment is limited or not necessary.	Workforce: Serious illness or severe adverse health effect requiring a high level of medical treatment or management OR Public: Illness or adverse effects with mild to moderate functional impairment requiring medical treatment.	Workforce (1-4): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects OR Public: Serious illness or severe adverse health effect requiring a high level of medical treatment or management.	Workforce (5-50): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects. OR Public (1-10): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects.	Workforce (>50): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects. OR Public (>10): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects.
			Environment			Impacts such as localized or short term effects on habitat, species or environmental media.	Impacts such as localized, long term degradation of sensitive habitat or widespread, short-term impacts to habitat, species or environmental media	Impacts such as localized but irreversible habitat loss or widespread, long-term effects on habitat, species or environmental media	Impacts such as significant, widespread and persistent changes in habitat, species or environmental media (e.g. widespread habitat degradation)	Impacts such as persistent reduction in ecosystem function on a landscape scale or significant disruption of a sensitive species.	Loss of a significant portion of a valued species or loss of effective ecosystem function on a landscape scale.
The above legend applies only to HES risks, where risk levels 1-6 are actionable and mandatory. For risks that may result in facility damage, business interruption, loss of product, the "Assets" category below should be used. Asset risk reduction is at the discretion of management. Under no circumstances may a direct or indirect translation of Asset loss to HES consequences, or between any discrete categories of HES consequences be inferred.											
Consequence Descriptions & Index (without safeguards)			Consequence Indices								
			Assets (Facility Damage, Business Interruption, Loss of Product)			Minimal damage. Negligible down time or asset loss. Costs < \$100,000.	Some asset loss, damage and/or downtime. Costs \$100,000 to \$1 Million.	Serious asset loss, damage and/or downtime. Costs of \$1-10Million.	Major asset loss, damage to facility and/or downtime. Cost >\$10 Million but <\$100 Million.	Severe asset loss or damage to facility. Significant downtime, with appreciable economic impact. Cost >\$100MM but <\$1billion.	Total destruction or damage. Potential for permanent loss of production. Costs >\$1billion
This matrix is endorsed for use across the Company. It is not a substitute for, and does not override any relevant legal obligations. Under no circumstances should any part of this matrix be changed or modified, adapted or customized. This matrix identifies health, safety, environmental and asset risks and is to be used only by qualified and competent personnel. Where applicable it is to be used within the Riskman2 structure and governance of an OE Risk Management Process. If applied outside of these Processes, it is also mandatory to manage identified intolerable risks and comply with the Risk Mitigation Closure Guidelines.											



## Lampiran 14

### Definisi Nilai Integrated Risk Prioritization Matrix

Table X: IRC Definitions		Inspection Interval			
		On-Stream <sup>1</sup>		Off-Stream <sup>1</sup>	
IRC Value	Definition				
1	Equipment is in extremely high risk service with potential for catastrophic safety, health, environmental, and/or business consequences. Short-term, interim risk reduction plan must be developed and implemented.	1 M	25%	3 M	25%
2	Equipment is in extremely high risk service with potential for catastrophic safety, health, environmental, and/or business consequences. Short-term, interim risk reduction plan must be developed and implemented.	1 M	25%	3 M	25%
3	Equipment is in high risk service with potential for severe safety, health, environmental, and/or business consequences. Short-term, interim risk reduction plan must be developed and implemented.	3 M	50%	6 M	50%
4	Equipment is in high risk service with potential for severe safety, health, environmental, and/or business consequences. Short-term, interim risk reduction plan must be developed and implemented.	6 M	50%	12 M	50%
5	Equipment is in moderate risk service with potential for major safety, health, environmental, and/or business consequences. Short-term, interim risk reduction plan must be developed and implemented.	1 YR	50%	2 YR	50%
6	Equipment is in moderate risk service with potential for major safety, health, environmental, and/or business consequences. Risk is tolerable if reasonable safeguards / management systems are confirmed to be in place and consistent with relevant requirements of the Risk Mitigation Closure Guidelines.	1.5 YR	50%	3 YR	50%
7	Equipment is in moderate risk service with potential for major safety, health, environmental, and/or business consequences. No further risk reduction is required. Risk reduction at management / team discretion.	3 YR	50%	6 YR	50%
8	Equipment is in minor risk service with potential for moderate safety, health, environmental, and/or business consequences. No further risk reduction is required. Risk reduction at management / team discretion.	5 YR	50%	9 YR	50%
9	Equipment is in minor risk service with potential for moderate safety, health, environmental, and/or business consequences. No further risk reduction is required. Risk reduction at management / team discretion.	6 YR	50%	12 YR	50%
10	Equipment is in minor risk service with potential for moderate safety, health, environmental, and/or business consequences. No further risk reduction is required. Risk reduction at management / team discretion.	7.5 YR	50%	15 YR	50%