



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KAJIAN RISIKO PIPA PENYALUR GAS PT. ABC YANG  
DIOPERASIKAN PADA JALUR PT. ABC – PT. XYZ  
CILEGON BANTEN**

**TESIS**

**OLEH :  
CHUSNI MUBAROK  
NPM : 0706189406**

**PROGRAM STUDI  
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA  
FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT  
UNIVERSITAS INDONESIA  
DEPOK, 2008**

**PROGRAM STUDI  
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA  
FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT  
UNIVERSITAS INDONESIA**

**Tesis, Desember 2008**

**Chusni Mubarak  
NPM. 0706189406**

**Kajian Risiko Pipa Penyalur Gas PT. ABC yang Dioperasikan pada Jalur PT.  
ABC – PT. XYZ Cilegon Banten**

xii + 138 halaman, 33 tabel, 12 gambar, 1 lampiran

**ABSTRAK**

Pengoperasian pipa penyalur gas yang melintasi suatu kawasan tertentu mempunyai potensi risiko (bahaya) dan konsekuensi tertentu berdasarkan kehandalan dari instalasi pipa penyalur tersebut dan produk yang mengalir di dalam pipa tersebut. Penelitian ini bertujuan untuk mengkaji risiko pengoperasian pipa penyalur gas sehingga didapatkan gambaran sumber bahaya, jenis bahaya dan risikonya beserta ukuran dan tingkat risiko tersebut yang pada akhirnya dapat digunakan sebagai rekomendasi untuk upaya tindakan pengendalian dan pengelolaan pipa penyalur gas yang lebih aman dan berwawasan lingkungan.

Pengkajian ini menggunakan pendekatan deskripsi analitis dan bersifat semikuantitatif dengan pendekatan model teori W. Kent Muhlbauer yang mana jalur pipa dibagi dalam 3 section, potensi bahaya dan risiko dipengaruhi 4 faktor, yaitu : kesalahan oleh pihak ketiga (third party damage), korosi (corrosion), disain (design), kesalahan operasi (incorrect operation) dan konsekuensi yang ada dipengaruhi 4 faktor juga, yaitu : produk yang mengalir dalam pipa, tumpahan, penyebaran dan penerima.

Produk yang dialirkan dalam pipa adalah gas alam dan secara keseluruhan diperoleh hasil nilai risiko relatif sebesar 36,3 (high risk) dengan nilai probability index (third party damage index + corrosion index + design index + incorrect operation

index) sebesar 302,33; nilai chance of survival sebesar 75,58%; chance of failure 24,42% dan nilai faktor konsekuensi sebesar 8,33.

Dengan melihat nilai chance of survival sebesar 75,58%, maka secara umum pipa penyalur gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon Banten masih dalam kriteria aman, namun harus melakukan tindakan prevention dan mitigasi secara tepat karena nilai *leak impact factornya* sebesar 8,33.

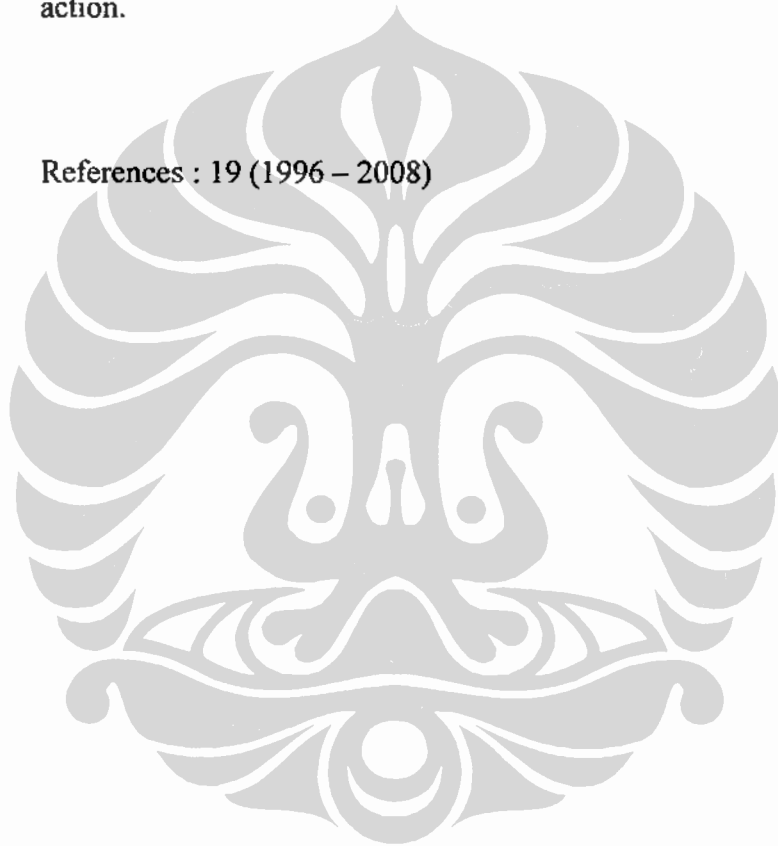
Hasil keseluruhan ini menunjukkan bahwa ketiga section yang ada mempunyai nilai yang tidak jauh berbeda, oleh sebab itu semua section yang ada harus mendapatkan perhatian yang sama, yaitu melakukan tindakan prevention dan mitigation secara tepat.

Daftar bacaan : 19 (1996 – 2008)

Refer to value of chance of survival 75,58%, so as generally PT. ABC's gas distribution pipeline which operated at route of PT. ABC – PT. XYZ Cilegon Banten still on safe criteria, but have to do correct preventive and mitigation action because value of leak impact factor (consequence factor) is 8,33.

This overall result was shown that third section have similar value, therefore all section have to get same attention, i.e : conduct correct corrective and mitigation action.

References : 19 (1996 – 2008)





**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KAJIAN RISIKO PIPA PENYALUR GAS PT. ABC YANG  
DIOPERASIKAN PADA JALUR PT. ABC – PT. XYZ  
CILEGON BANTEN**

**Tesis ini diajukan sebagai  
salah satu syarat untuk memperoleh gelar  
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA**

**Oleh :  
CHUSNI MUBAROK  
NPM : 0706189406**

**PROGRAM STUDI  
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA  
FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT  
UNIVERSITAS INDONESIA**

**DEPOK, 2008**

## PERNYATAAN PERSETUJUAN

Tesis dengan judul

### **KAJIAN RISIKO PIPA PENYALUR GAS PT. ABC YANG DIOPERASIKAN PADA JALUR PT. ABC – PT. XYZ CILEGON BANTEN**

Telah disetujui, diperiksa dan dipertahankan dihadapan Tim Penguji Tesis  
Program Pascasarjana Fakultas Kesehatan Masyarakat Universitas Indonesia

Depok, 22 Desember 2008

Pembimbing Tesis



(dr. Zulkifli Djunaidi, MECH, M.App.Sc.)

**PANITIA SIDANG UJIAN TESIS  
PROGRAM STUDI KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA  
FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT  
UNIVERSITAS INDONESIA**

Depok, 22 Desember 2008

Ketua



(dr. Zulkifli Djunaidi, MECH, M.App.Sc)

Anggota



(Dra. Fatma Lestari, M.Si, Ph.D)



(Yuni Kusminanti, SKM, M.Si)



(Herry Kusnendar, SKM, MM)

## SURAT PERNYATAAN

Yang bertanda tangan dibawah ini, saya:

Nama : Chusni Mubarok  
NPM : 0706189406  
Program Studi : Keselamatan dan Kesehatan Kerja  
Angkatan : 2007  
Jenjang : Magister

Menyatakan bahwa saya tidak melakukan kegiatan plagiat dalam penulisan tesis saya yang berjudul : "KAJIAN RISIKO PIPA PENYALUR GAS PT. ABC YANG DIOPERASIKAN PADA JALUR PT. ABC – PT. XYZ CILEGON BANTEN".

Apabila suatu saat nanti terbukti saya melakukan tindakan plagiat, maka saya akan menerima sanksi yang telah ditetapkan.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Depok, 22 Desember 2008



6000  
MELIPATKAN

(Chusni Mubarok)



## RIWAYAT HIDUP

Nama : Chusni Mubarak

Tempat/Tanggal Lahir : Pekalongan, 14 April 1976

Alamat : Jl. Percetakan Negara II RT. 005 RW. 06 No. 12B, Kel.  
Johar Baru, Kec. Johar Baru Jakarta Pusat 10560

Status Keluarga : Kawin

Riwayat Pendidikan :

1. SD Islam Gondang Wonopringgo Pekalongan 1982 – 1988
2. MTs Gondang Wonopringgo Pekalongan 1988 – 1991
3. SMA Negeri 1 Pekalongan 1991 – 1994
4. Diploma III Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang 1995 – 1998
5. S1 Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang 1999 – 2002
6. Magister K3 Universitas Indonesia, Depok 2007 – 2008

Riwayat Pekerjaan :

1. PT. Pepsi Cola Indobeverages 2001 – 2002
2. PT. LG Philips Displays Indonesia 2003 – 2004
3. PT. Panasonic Shikoku Electronics Indonesia 2004 – 2005
4. PT. Honda Precision Parts Manufacturing Indonesia 2005 – 2006
5. PT. AREVA T&D 2006 – Sekarang

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan kehadirat Alloh SWT, karena hanya atas berkat, rahmat dan ridha-Nya, penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Sholawat dan salam juga penulis haturkan kepada Nabi Muhammad SAW, karena atas jasa beliau, penulis dapat mengenal ilmu dan agama.

Penyusunan tesis ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Keselamatan dan Kesehatan Kerja (MKKK) di Program Studi Magister Keselamatan dan Kesehatan Kerja, Universitas Indonesia. Penulis berharap tesis ini dapat memberikan manfaat kepada masyarakat luas dan PT. ABC Cilegon Banten dalam rangka mengantisipasi risiko-risiko yang akan timbul pada kegiatan pengoperasian pipa penyalur gas pada jalur PT. ABC-PT. XYZ Cilegon Banten serta sebagai masukan bagi pihak-pihak terkait baik, pihak swasta maupun instansi pemerintah yang terkait dengan proses pembuatan kebijakan dan sistem pengoperasian pipa penyalur gas yang ramah lingkungan, handal, aman dan selamat.

Berbagai kendala yang dihadapi penulis dapat dilewati dengan bantuan pihak-pihak yang peduli terhadap kelancaran tesis ini. Oleh karena itu pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak dr. Izhar M. Fihir MOH, MPH selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan akademik kepada penulis.
2. Bapak dr. Zulkifli Djunaidi, MECH, M.App.Sc. yang telah bersedia menjadi pembimbing tesis.
3. Ibu Dra. Fatma Lestari, M.Si, Ph.D selaku penguji tesis.

4. Ibu Yuni Kusminanti, SKM, M.Si yang telah bersedia dan meluangkan waktunya menjadi penguji tesis.
5. Bapak Herry Kusnendar, SKM, MM selaku Manajer HRD PT. AREVA T&D yang telah memberikan ijin penulis untuk menempuh studi Pasca Sarjana (S2) di UI dan bersedia meluangkan waktunya menjadi penguji tesis.
6. Isteri tercinta Febri Yenni, S.Kom yang selalu mendoakan, memotivasi dan menjadi sumber inspirasi serta semangat hidup dalam penyelesaian tesis ini.
7. Orang tua dan Mertua yang selalu mendoakan, memberikan nasihat dan memotivasi penulis.
8. Rekan-rekan Angkatan 2007 MK3-UI.
9. Pihak-pihak yang tidak dapat disebutkan karena keterbatasan penulis.

Akhirnya penulis berharap tesis ini dapat bermanfaat bagi siapa saja yang membutuhkan dan tak lupa kritik dan saran demi perbaikan tesis ini sangat penulis harapkan.

Penulis,

## DAFTAR ISI

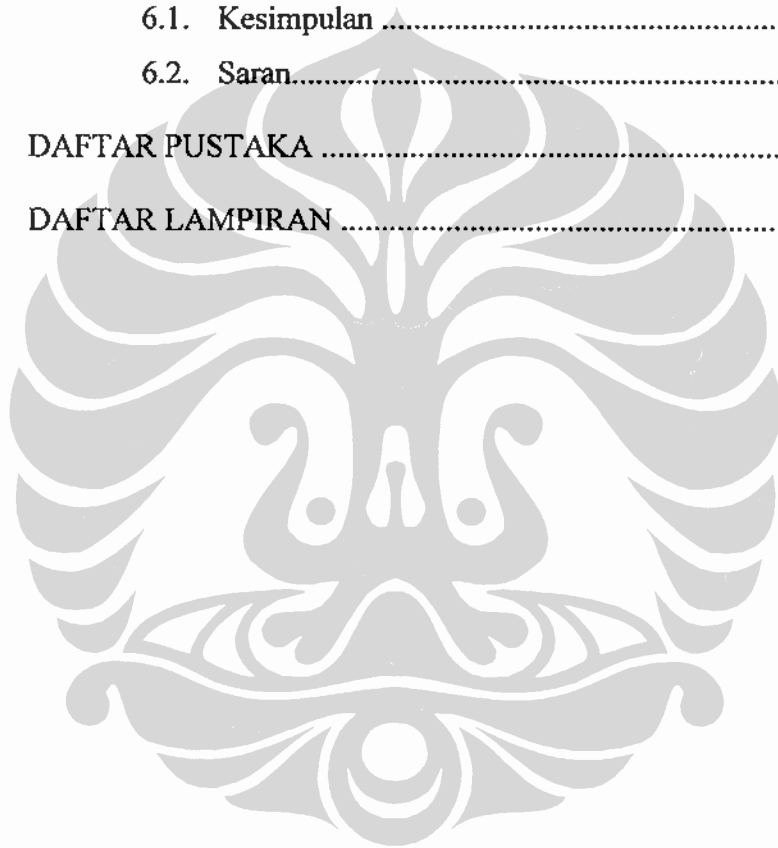
ABSTRAK	
HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERSETUJUAN PEMBIMBING	
LEMBAR PERSETUJUAN PENGUJI	
SURAT PERNYATAAN BEBAS PLAGIAT	
RIWAYAT HIDUP	
KATA PENGANTAR .....	i
DAFTAR ISI .....	iii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	4
1.3. Pertanyaan Penelitian .....	4
1.4. Tujuan Penelitian .....	4
1.4.1. Tujuan Umum.....	4
1.4.2. Tujuan Khusus .....	5
1.5. Manfaat Penelitian .....	5
1.6. Ruang Lingkup Penelitian .....	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	7
2.1. Manajemen Risiko.....	7
2.1.1. Definisi Manajemen Risiko.....	7
2.1.2. Definisi Risiko .....	8
2.1.3. Manfaat Manajemen Risiko .....	8
2.1.4. Penerapan Manajemen Risiko .....	9
2.1.5. Proses Manajemen Risiko .....	10

2.1.5.1.	Komunikasi dan Konsultasi .....	11
2.1.5.2.	Penetapan Konteks Risiko .....	11
2.1.5.3.	Penilaian Risiko .....	12
2.1.5.3.1.	Identifikasi Risiko .....	12
2.1.5.3.2.	Analisis Risiko .....	13
2.1.5.3.3.	Evaluasi Risiko .....	17
2.1.5.4.	Pengendalian Risiko .....	18
2.1.5.5.	Pemantauan dan Peninjauan Ulang Risiko .....	18
2.2.	Penilaian Risiko Pipa .....	19
2.2.1.	Faktor Risiko ( <i>Index Sum</i> ) .....	20
2.2.1.1.	Indek Kerusakan oleh Pihak Ketiga ( <i>Third Party Damage Index</i> ) .....	20
2.2.1.2.	Indek Korosi ( <i>Corrosion Index</i> ) .....	23
2.2.1.2.1.	Korosi Akibat Udara ( <i>Atmospheric Corrosion</i> ) .....	24
2.2.1.2.2.	Korosi Internal ( <i>Internal Corrosion</i> ) .....	26
2.2.1.2.3.	Korosi dibawah Permukaan Tanah ( <i>Subsurface Corrosion</i> ).....	27
2.2.1.3.	Indek Disain ( <i>Design Index</i> ) .....	32
2.2.1.4.	Indek Kesalahan Operasi ( <i>Incorrect Operation Index</i> ) .....	35
2.2.2.	Faktor Dampak Kebocoran ( <i>Leak Impact Factor</i> ) .....	37
2.2.2.1.	<i>Product Hazard</i> .....	38
2.2.2.2.	Volume Kebocoran ( <i>Leak Volume</i> ) .....	42
2.2.2.3.	Penyebaran ( <i>Dispersion</i> ) .....	43
2.2.2.4.	<i>Receptors</i> .....	44
2.2.3.	Proses Penilaian Risiko Pipa .....	46
2.2.3.1.	Asumsi Dasar .....	46
2.2.3.2.	Atribut dan Prevensi .....	48
2.2.4.	Penentuan Seksi Jalur Pipa .....	48
2.2.5.	Klasifikasi dan Peringkat Resiko .....	49
2.2.6.	Keterbatasan <i>Risk Assessment</i> Pipa Model W. Kent	

Muhlbauer .....	50
2.2.7. Perbandingan Model W. Kent Muhlbauer 1992 dengan 2004 .....	51
<b>BAB III KERANGKA TEORI, KERANGKA KONSEP DAN DEFINISI</b>	
OPERASIONAL .....	52
3.1. Kerangka Teori .....	52
3.2. Kerangka Konsep .....	53
3.3. Definisi Operasional .....	54
<b>BAB IV METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	59
4.1. Disain Penelitian .....	59
4.2. Lokasi dan Waktu Penelitian .....	59
4.3. Metode Penelitian .....	59
4.4. Metode Perhitungan <i>Model Risk Rating</i> .....	61
4.4.1. <i>Index Sum</i> (Total Skor Indek) .....	62
4.4.1.1. <i>Third Party Damage Index</i> (skor maks = 100pts) ..	62
4.4.1.2. <i>Corrosion Index</i> (skor maks = 100pts) .....	67
4.4.1.3. <i>Design Index</i> (skor maks = 100pts) .....	78
4.4.1.4. <i>Incorrect Operation Index</i> (skor maks = 100pts) ....	84
4.4.2. <i>Leak Impact Factor</i> (LIF) .....	88
4.4.2.1. <i>Product Hazard</i> .....	88
4.4.2.2. <i>Leak Volume</i> (LV) / <i>Spill Score</i> .....	90
4.4.2.3. <i>Dispersion</i> (D) .....	90
4.4.2.4. <i>Receptors</i> (R) .....	90
4.4.3. <i>Relative Risk Score</i> .....	91
4.5. Teknik Analisa Data .....	91
<b>BAB V HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN</b> .....	92
5.1. Gambaran Umum Sistem Perpipaan Gas .....	92
5.1.1. Lokasi Jalur Pipa Gas PT. ABC .....	92
5.1.2. Kondisi Iklim di Wilayah Jalur Pipa Gas PT. ABC .....	93
5.1.3. Spesifikasi Produk .....	93

5.1.4.	Spesifikasi Pipa .....	94
5.1.4.1.	Lokasi Bentangan Stasiun Meter PT. X Cilegon – PT. LMN .....	94
5.1.4.2.	Lokasi Bentangan PT. LMN – PT. UVW .....	94
5.1.4.3.	Lokasi Bentangan PT. LMN – PT. XYZ .....	95
5.2.	Gambaran Hazard dan Risiko Pipa .....	95
5.3.	Gambaran Tingkat Risiko Pipa .....	97
5.3.1.	Tingkat Risiko Pipa Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon .....	97
5.3.1.1.	Tingkat Risiko <i>Third Party Damage Index</i> .....	97
5.3.1.2.	Tingkat Risiko <i>Corrosion Index</i> .....	99
5.3.1.3.	Tingkat Risiko <i>Design Index</i> .....	100
5.3.1.4.	Tingkat Risiko <i>Incorrect Operation Index</i> .....	102
5.3.1.5.	Total Tingkat Risiko Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon .....	103
5.3.1.6.	Tingkat <i>Leak Impact Factor</i> Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon .....	106
5.3.1.7.	<i>Relative Risk Score</i> Pipa Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon .....	108
5.3.2.	Tingkat Risiko Pipa Section 2 PT. UVW.....	109
5.3.2.1.	Tingkat Risiko <i>Third Party Damage Index</i> .....	109
5.3.2.2.	Tingkat Risiko <i>Corrosion Index</i> .....	110
5.3.2.3.	Tingkat Risiko <i>Design Index</i> .....	111
5.3.2.4.	Tingkat Risiko <i>Incorrect Operation Index</i> .....	113
5.3.2.5.	Total Tingkat Risiko Section 2 PT. UVW .....	114
5.3.2.6.	Tingkat <i>Leak Impact Factor</i> Section 2 PT. UVW ..	117
5.3.2.7.	<i>Relative Risk Score</i> Pipa Section 2 PT. UVW .....	119
5.3.3.	Tingkat Risiko Pipa Section 3 PT. XYZ.....	120
5.3.3.1.	Tingkat Risiko <i>Third Party Damage Index</i> .....	120
5.3.3.2.	Tingkat Risiko <i>Corrosion Index</i> .....	121
5.3.3.3.	Tingkat Risiko <i>Design Index</i> .....	123
5.3.3.4.	Tingkat Risiko <i>Incorrect Operation Index</i> .....	124

5.3.3.5. Total Tingkat Risiko Section 3 PT. XYZ .....	126
5.3.3.6. Tingkat <i>Leak Impact Factor</i> Section 3 PT. XYZ ..	128
5.3.3.7. <i>Relative Risk Score</i> Pipa Section 3 PT. XYZ .....	131
5.3.4. Tingkat Risiko Keseluruhan Pipa Gas Jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon Banten .....	131
<b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>133</b>
6.1. Kesimpulan .....	133
6.2. Saran.....	136
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>xiii</b>

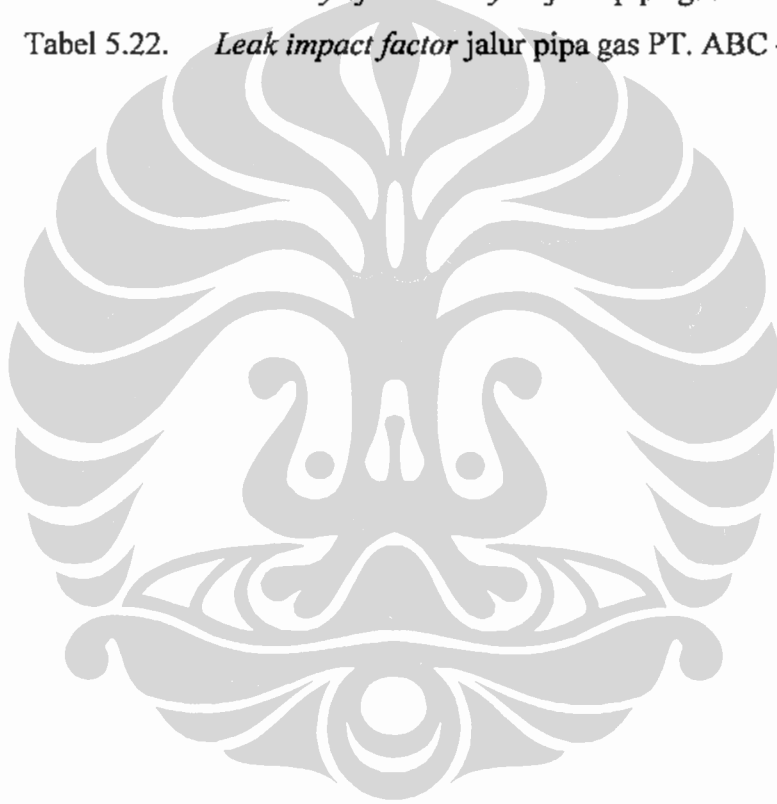




## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	<i>Simple risk level matrix</i> .....	18
Tabel 2.2.	<i>Natural Gas Transmission/Gathering Systems—Cause of Onshore Incidents, 1985–2001</i> .....	24
Tabel 2.3.	Penilaian kegagalan akibat <i>fatigue</i> .....	34
Tabel 2.4.	Penilaian bahaya produk yang disalurkan melalui pipa menurut NFPA dan CERCLA .....	41
Tabel 2.5.	Kecepatan pelepasan produk berdasarkan nilai RQ .....	42
Tabel 2.6.	<i>Risk categories</i> .....	49
Tabel 4.1.	Penentuan skoring hubungan antara MAOP dan <i>environment</i> .....	73
Tabel 4.2.	Hubungan antara MAOP dan <i>lifetime cycles</i> .....	81
Tabel 4.3.	Pedoman klasifikasi bahaya menurut jenis bahaya kesehatan Kebakaran dan reaktifitas .....	89
Tabel 4.4.	<i>Effective spill size adjustment factor</i> didasarkan pada %SMYS pipa gas tekanan tinggi.....	90
Tabel 4.5.	Kategorisasi kepadatan penduduk .....	91
Tabel 5.1.	Komposisi gas (% mole) .....	93
Tabel 5.2.	Gambaran potensi bahaya dan risiko pipa gas PT. ABC .....	96
Tabel 5.3.	<i>Third Party Index</i> stasiun meter PT. X Cilegon .....	98
Tabel 5.4.	<i>Corrosion index</i> stasiun meter PT. X Cilegon .....	99
Tabel 5.5.	<i>Design index</i> stasiun meter PT. X Cilegon .....	101
Tabel 5.6.	<i>Incorrect operation index</i> stasiun meter PT. X Cilegon .....	102
Tabel 5.7.	<i>Summary of risk analysis</i> section 1 stasiun meter PT. X Cilegon ....	104
Tabel 5.8.	<i>Leak impact factor</i> section 1 stasiun meter PT. X Cilegon .....	106
Tabel 5.9.	<i>Third party damage index</i> section 2 PT. UVW .....	109
Tabel 5.10.	<i>Corrosion index</i> section 2 PT. UVW .....	110
Tabel 5.11.	<i>Design index</i> section 2 PT. UVW .....	112
Tabel 5.12.	<i>Incorrect operation index</i> section 2 PT. UVW .....	113
Tabel 5.13.	<i>Summary of risk analysis</i> section 2 PT. UVW .....	115

Tabel 5.14.	<i>Leak impact factor</i> section 2 PT. UVW .....	117
Tabel 5.15.	<i>Third party index</i> jalur pipa section 3 PT. XYZ .....	120
Tabel 5.16.	<i>Corrosion index</i> jalur pipa section 3 PT. XYZ .....	121
Tabel 5.17.	<i>Design index</i> jalur pipa section 3 PT. XYZ .....	123
Tabel 5.18.	<i>Incorrect operation index</i> section 3 PT. XYZ .....	124
Tabel 5.19.	<i>Summary of risk analysis</i> jalur pipa section 3 PT. XYZ .....	126
Tabel 5.20.	<i>Leak impact factor</i> section 3 PT. XYZ .....	129
Tabel 5.21.	<i>Summary of risk analysis</i> jalur pipa gas PT. ABC – PT. XYZ .....	131
Tabel 5.22.	<i>Leak impact factor</i> jalur pipa gas PT. ABC – PT. XYZ .....	132



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Ikhtisar proses manajemen.....	10
Gambar 2.2.	Komponen risiko .....	14
Gambar 2.3.	<i>Qualitative representation</i> .....	15
Gambar 2.4.	<i>Semi-Quantitative representation</i> .....	16
Gambar 2.5.	<i>Pipeline risk assessment model flowchart</i> .....	20
Gambar 2.6.	<i>Minimum depth of cover</i> .....	21
Gambar 2.7.	<i>Typical pipeline ROW markings</i> .....	23
Gambar 2.8.	Instalasi perlindungan katodik dengan menggunakan <i>rectifier</i> .....	28
Gambar 2.9.	<i>Relative acute-chronic hazard scale for some pipeline products</i> .....	40
Gambar 2.10.	Kriteria risiko .....	49
Gambar 3.1.	Kriteria teori penelitian .....	53
Gambar 3.2.	Kerangka konsep penelitian .....	54

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Minyak bumi dan gas merupakan komoditas yang sangat penting bagi bangsa Indonesia karena merupakan komoditas vital yang menyangkut hajat hidup orang banyak. Sampai dengan abad 21 minyak bumi dan gas masih belum tergantikan oleh sumber energi lain walaupun sudah ada jenis energi lain yang dapat digunakan oleh masyarakat Indonesia misalnya biofuel, panas bumi, batubara, angin, matahari dan lain-lain. Karakteristik yang dipunyai oleh minyak bumi dan gas adalah mudah terbakar dan bahkan dapat menimbulkan ledakan.

Permintaan energi yang semakin meningkat, perkembangan populasi penduduk, meningkatnya urbanisasi penduduk, penambahan fasilitas baru dan semakin banyaknya fasilitas umum dan aktifitas manusia di dekat saluran pipa minyak bumi dan gas merupakan faktor yang dapat memperbesar kemungkinan kerusakan saluran pipa, dapat memperbesar risiko dan konsekuensi dari saluran pipa serta semakin lama dan besarnya paparan yang ditimbulkan.

Ada banyak faktor yang menyebabkan kerusakan saluran pipa minyak bumi dan gas, diantaranya adalah kesalahan konstruksi, bahan yang cacat, korosi secara internal dan eksternal, kesalahan operasi, tidak berfungsinya alat pengendali, kerusakan diluar kendali atau oleh pihak ketiga misalnya aktifitas penggalian, sabotase, huru-hara atau bahkan bencana alam.

Ketika ada penyadaran bahwa paparan saluran pipa minyak bumi dan gas yang rusak dapat membahayakan manusia, merusak harta benda dan lingkungan, maka besarnya bahaya dari paparan tersebut belum tentu dapat difahami dan dimengerti oleh penduduk sekitar area saluran pipa minyak bumi dan gas atau bahkan bisa jadi belum dipahami juga oleh pengelola saluran pipa minyak bumi dan gas tersebut. Risiko tidak bisa dipisahkan dari sistem saluran pipa minyak bumi dan gas. Risiko hanya bisa dikurangi dan dikelola, tetapi tidak dapat dihilangkan. Untuk dapat mengelola dan mengendalikan risiko dengan tepat terlebih dahulu harus melakukan identifikasi terhadap sumber bahaya dan risiko yang ada, melakukan analisis dan mengevaluasi tingkat risikonya.

Ada beberapa kejadian kecelakaan di luar negeri maupun di dalam negeri yang terkait dengan kerusakan saluran pipa minyak bumi dan gas. Penyebab dari kerusakan ini ada yang disebabkan oleh faktor internal dan faktor eksternal. Sedangkan akibat yang ditimbulkan dari kerusakan ini adalah hilangnya nyawa, kerusakan harta benda dan kerusakan lingkungan. Beberapa kejadian kecelakaan tersebut diantaranya adalah :

- Pecahnya pipa natural gas berdiameter 30 inch yang dioperasikan oleh El Paso Natural Gas Company tanggal 19 Agustus 2000 di dekat sungai Pecos, dekat Carlsbad, New Mexico. Gas menyala dan terbakar selama 55 menit, menyebabkan 12 orang meninggal, jembatan rusak. Total kerugian mencapai US \$988,296. Sesuai sumber NTSB kerusakan disebabkan oleh pecahnya pipa akibat korosi internal (NTSB 2003).
- Kebocoran pipa gas PT PGN SBU III Surabaya yang disebabkan oleh aktivitas penggalian sumur oleh warga setempat tahun 2003.

- Terbakarnya pipa penyalur minyak di Caltex Pasific Indonesia disebabkan oleh korosi ditahun 2004 dan kebocoran pipa jalur Tempino-Plaju karena korosi pada tahun 2005
- Meledaknya pipa penyalur minyak milik PT PT. Pertamina Jawa Timur akibat pergeseran tanah di tahun 2006.
- Kebocoran pipa penyalur minyak milik PT PT. Pertamina EP Sumatra yang disebabkan oleh aktivitas eskavasi oleh kontraktor di tahun 2006 (Ditjen Migas 2006).

Kecelakaan yang terjadi pada saluran pipa minyak bumi dan gas, pertumbuhan penduduk, urbanisasi, peningkatan permintaan energi, peningkatan aktivitas masyarakat di dekat saluran pipa dan penambahan jaringan pipa yang baru telah mengkombinasikan fokus yang lebih besar pada kebutuhan untuk mengkaji lebih dalam mengenai risiko pengoperasian saluran pipa minyak dan ditingkatkannya pengendalian terhadap besarnya risiko yang diakibatkan oleh pengoperasian saluran pipa minyak tersebut serta menuntun ke suatu pembahasan tentang hal ini.

Kejadian kecelakaan di atas dapat digeneralisir ke fasilitas saluran pipa minyak dan gas di daerah lain, sehingga dapat diambil suatu penilaian risiko yang benar dari beroperasinya saluran pipa minyak dimana pada akhirnya dapat diambil suatu tindakan pengontrolan dan pengendalian yang tepat sesuai dengan tingkat dan besarnya risiko yang ada. Salah satu saluran pipa gas yang menjadi tempat penelitian bagi penulis adalah saluran pipa gas yang dioperasikan oleh PT. ABC pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten.

## **1.2. Rumusan Masalah**

Saluran pipa PT. ABC yang beroperasi pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten adalah fasilitas yang dipakai untuk menyalurkan gas bagi pelanggannya. Dalam instalasinya ada yang ditanam dalam tanah, ada yang di atas permukaan tanah dan ada yang melewati parit. Karena produk yang mengalir dalam pipa merupakan jenis bahan berbahaya, yaitu mudah terbakar, dapat mencemari lingkungan dan instalasinya ada yang berdekatan dengan jalan raya anyer, maka diperlukan suatu penilaian risiko yang benar sehingga dapat diambil suatu tindakan pengendalian dan pengontrolan yang benar yang pada akhirnya dapat menghindari kerusakan fatal, misalnya hilangnya nyawa, kerusakan aset dan kerusakan lingkungan.

## **1.3. Pertanyaan Penelitian**

Seberapa besarkah hasil penilaian risiko yang ada pada saluran pipa gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten dan apakah saluran pipa gas tersebut aman untuk terus dioperasikan serta pada bagian (section) mana membutuhkan perhatian yang lebih ekstra ?

## **1.4. Tujuan Penelitian**

### **1.4.1. Tujuan Umum**

Tujuan umum penelitian ini adalah mengkaji risiko pengoperasian saluran pipa gas dengan menggunakan metode *scoring system* melalui pendekatan teori W. Kent Muhlbauer sehingga didapatkan gambaran mengenai risiko pengoperasian pipa gas.

#### **1.4.2. Tujuan Khusus**

Tujuan khusus penelitian ini adalah

1. Mendapatkan gambaran sumber, jenis *hazard* dan risiko saluran pipa gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten.
2. Memberikan gambaran ukuran risiko dan tingkat risiko yang ada pada saluran pipa gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten.
3. Memberikan rekomendasi upaya pengendalian dan pengelolaan saluran pipa gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten, sehingga dapat meningkatkan sistem pengoperasian pipa yang aman dan berwawasan lingkungan.

#### **1.5. Manfaat Penelitian**

Manfaat penelitian ini adalah :

1. Memberikan informasi kepada pihak yang berkepentingan mengenai sumber dan jenis bahaya serta risiko pada saluran pipa gas milik PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten.
2. Memberikan masukan kepada PT. ABC dalam usaha mengantisipasi dan menangani risiko secara terencana dan sistematis serta memberikan pertimbangan kelayakan dari pengoperasian saluran pipa gas jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten.
3. Memperdalam pengetahuan peneliti mengenai proses manajemen risiko dan manajemen risiko pipa.



## 1.6. Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup penelitian ini terbatas pada kajian risiko saluran pipa gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten. Kajian risiko dilakukan dengan menggunakan kerangka manajemen risiko, yaitu melakukan identifikasi hazard dan risiko, menganalisis risiko dan mengevaluasi risiko dengan menggunakan metode *scoring system* melalui pendekatan teori W. Kent Muhlbauer.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. Manajemen Risiko

##### 2.1.1. Definisi Manajemen Risiko

Manajemen risiko adalah suatu budaya, proses dan struktur yang diarahkan ke arah perwujudan kesempatan / usaha yang mempunyai potensi namun tetap dengan mengelola konsekuensi yang kurang baik (AS/NZS 4360:2004, p.4). Manajemen risiko memerlukan pembuatan keputusan berdasarkan analisa logis dari risiko, proses sistematis untuk mengelola risiko dan menggunakan pendekatan lebih proaktif daripada reaktif. Manajemen risiko tidak akan berjalan dengan baik kecuali ada kebijakan organisasi dan dukungan dari manajemen senior dalam prinsip dan budaya organisasi untuk mengaplikasikannya. Manajemen risiko memungkinkan didapatkannya pemahaman kegiatan usaha dan bahaya yang menyertainya secara lebih mendalam. Manajemen risiko merupakan suatu langkah penting untuk melindungi pekerja dan usaha serta memenuhi peraturan dengan cara membantu pengusaha memusatkan pada resiko yang betul-betul nyata di tempat kerja (Health Safety Executive 2006, p.1).

Manajemen risiko bertujuan untuk memaksimalkan kemajuan ke arah sasaran organisasi dengan memperkecil kerugian. Sasaran ini cukup penting untuk membenarkan penggunaan prosedur dan struktur yang diformalkan. Manajemen risiko juga bertujuan untuk memperbaiki proses pembuatan keputusan pada semua tingkat. Cara pengambilan keputusan yang dibuat sering subyektif yang didasarkan

pada ketidakcukupan data dan kecilnya analisa yang obyektif. Identifikasi yang tepat, analisa persoalan dan penilaian kemungkinan kerugian dan keuntungan yang mengikuti suatu keputusan dapat menuntun kepada semakin baiknya keputusan yang diambil (SAFE 9350 Risk Management by Professor Jean Cross, 1998, p.15).

### **2.1.2. Definisi Risiko**

Risiko adalah kemungkinan dari suatu kejadian yang akan berkonsekuensi pada sasaran. Risiko diukur dalam kaitan dengan kemungkinan dari suatu kejadian dan konsekuensi jika ini terjadi.

Risiko melibatkan pertimbangan keduanya, yaitu kemungkinan dari suatu kejadian dan konsekuensinya. Ada banyak keadaan dimana risiko harus diambil untuk memperoleh suatu yang bermanfaat. Perubahan secara normal mengandung risiko dan tanpa perubahan berarti tidak ada pengembangan. Suatu pendekatan negatif terhadap manajemen risiko dapat menahan kemajuan dan perbaikan (SAFE 9350 Risk Management by Professor Jean Cross, 1998, p.3).

Bahaya adalah sumber yang berpotensi menyebabkan kerusakan atau situasi yang berpotensi menyebabkan kerugian dalam dalam hal cedera sakit, kerusakan aset, kerusakan lingkungan atau kombinasinya (AS 4801).

### **2.1.3. Manfaat Manajemen Risiko**

Manfaat manajemen risiko diantaranya adalah (SAFE 9350 Risk Management by Professor Jean Cross, 1998, p.16) :

1. Perencanaan strategi yang lebih efektif sebagai hasil pengetahuan yang telah meningkat dan pemahaman dari pajanan risiko kunci

2. Meminimalisir biaya yang tak terduga karena ada proses pencegahan dari kejadian yang tidak diinginkan.
3. Hasil lebih baik dalam kaitan dengan efektivitas program dan efisiensi, misalnya memperbaiki layanan terhadap klien dan penggunaan sumber daya yang semakin baik.
4. Keterbukaan dan transparansi yang lebih besar dalam pembuatan keputusan dan proses manajemen berkelanjutan.
5. Kesiapsiagaan yang lebih baik untuk kemudahan hasil positif dari tinjauan ulang internal dan eksternal dan proses audit.

#### **2.1.4. Penerapan Manajemen Risiko**

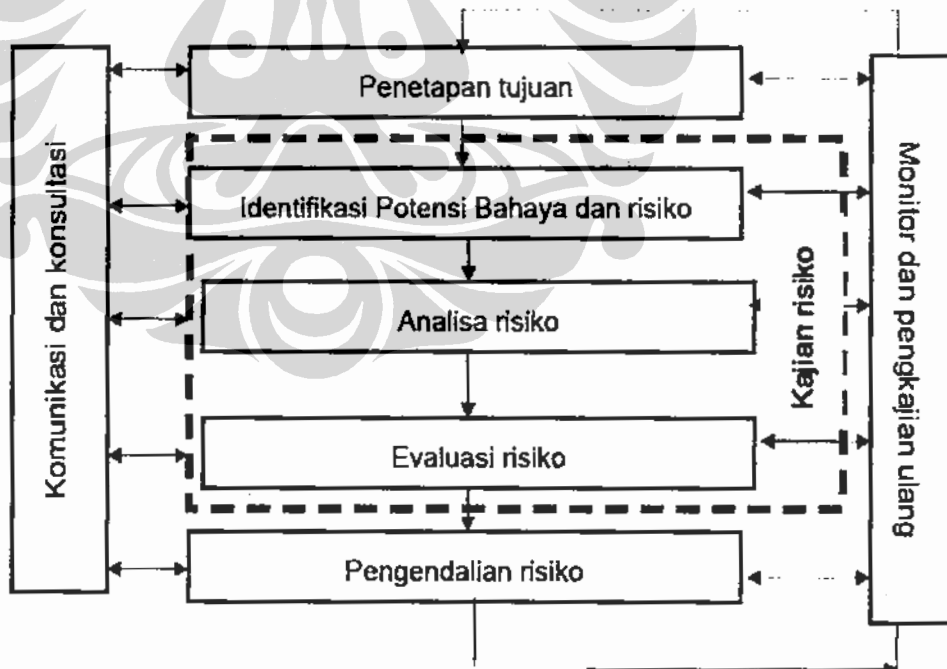
Penerapan manajemen risiko antara lain (Kolluru 1996, p.1-19)

1. Membantu pemilihan dan penetapan lokasi aset dengan cara melakukan evaluasi terhadap lokasi aset.
2. Membantu pemilihan dan penetapan metode dan rute transportasi bahan berbahaya dengan cara melakukan evaluasi terhadap bahaya yang dihadapi dalam proses transportasi bahan.
3. Membantu pemilihan dan penetapan perbaikan desain yang harus dilakukan untuk meningkatkan keselamatan proses.
4. Melaksanakan analisis awal terhadap suatu fasilitas atau aset untuk menetapkan tindakan perbaikan dan peningkatan yang diperlukan.
5. Membuat dan mengembangkan skenario peristiwa-peristiwa yang dapat terjadi (*what if scenario*).

6. Evaluasi teknologi baru dan teknologi yang ada untuk mengefektifkan pencegahan, pengendalian dan penanganan bahaya serta resiko.
7. Menyediakan data sebagai dasar program manajemen risiko dan program pengurangan risiko.

### 2.1.5. Proses Manajemen Risiko

Proses manajemen risiko didefinisikan sebagai penerapan yang sistematis pada kebijakan manajemen, prosedur dan aktifitas, yaitu dengan kegiatan komunikasi, penetapan konteks, identifikasi, analisis, evaluasi, penanganan, pengawasan dan peninjauan ulang risiko (AS/NZS 4360:2004, p.4).



Gambar 2.1. Ikhtisar proses manajemen risiko  
Sumber : AS/NZS 4360:2004

#### **2.1.5.1. Komunikasi dan Konsultasi**

Komunikasi adalah suatu proses interaktif dari pertukaran informasi dan pendapat, melibatkan beberapa pesan tentang sifat alami manajemen risiko dan risiko. Komunikasi berjalan di dalam organisasi, departemen, unit usaha atau dengan pihak terkait yang ada diluar perusahaan. Komunikasi risiko tidak akan menyelesaikan semua masalah atau pernyataan semua konflik. Ketidaksesuaian komunikasi mengenai risiko dapat menuntun kepada penurunan kepercayaan atau lemahnya manajemen risiko.

Konsultasi dapat dideskripsikan sebagai suatu proses komunikasi dua arah antara organisasi dan pihak-pihak yang terkait pada suatu persoalan untuk membuat suatu keputusan atau menentukan suatu arah dari persoalan tertentu.

Proses komunikasi dan konsultasi dilakukan pada saat menetapkan konteks, melakukan identifikasi, analisis, evaluasi, pengendalian dan peninjauan ulang risiko. Pihak yang terlibat adalah semua pihak yang berkepentingan dengan manajemen risiko.

#### **2.1.5.2. Penetapan Konteks Risiko**

Penetapan konteks risiko dilakukan untuk memberikan panduan dalam proses manajemen risiko. Keputusan tentang risiko harus memperhatikan konteks dimana risiko diambil, termasuk faktor-faktor seperti sasaran umum dari organisasi dan budayanya, posisi keuangan dari organisasi, pandangan dari pihak-pihak terkait, pendapat umum dan tekanan kelompok. Konteks risiko juga meliputi identifikasi semua batasan termasuk persyaratan legal (AS/NZS 4360:2004, p.27).

### 2.1.5.3. Penilaian Risiko

Penilaian risiko adalah pemeriksaan secara hati-hati dan teliti tentang apa yang dapat menyebabkan terjadinya cedera serta menyebabkan gangguan usaha sehingga dapat dinilai apakah pencegahan yang ada sudah tepat atau harus ditingkatkan (Health Safety Executive 2006, p.1). Penilaian risiko terdiri atas tiga komponen pokok, yaitu identifikasi risiko, analisis risiko dan evaluasi risiko.

#### 2.1.5.3.1. Identifikasi Risiko

Identifikasi risiko adalah proses penentuan apa, dimana, kapan, mengapa dan bagaimana sesuatu dapat terjadi. Tujuan identifikasi risiko adalah untuk mengembangkan daftar menyeluruh dari sumber risiko dan peristiwa yang mungkin mempunyai konsekuensi pada pencapaian sasaran yang telah teridentifikasi dalam konteks. Risiko yang ada biasanya terkait dengan :

1. **Sumber risiko atau bahaya**, yaitu sesuatu yang mempunyai potensi dasar menimbulkan kerusakan atau membantu kerusakan, misalnya bahan kimia berbahaya.
2. **Kejadian atau insiden**, yaitu sesuatu yang terjadi pada sumber risiko yang mempunyai konsekuensi terkait, misalnya kebocoran.
3. **Konsekuensi**, yaitu hasil atau konsekuensi pada pihak terkait atau aset, misalnya kerusakan aset, kerugian.
4. **Sebab** (apa dan mengapa), (biasanya suatu rangkaian langsung dan penyebab dasar) adanya bahaya atau kejadian, misalnya desain, intervensi seseorang
5. **Pengendalian dan tingkat efektifitasnya**, misalnya sistem pendeteksi kebijakan, keamanan, training.

## 6. **Kapan** dapat terjadi risiko dan **dimana** dapat terjadi

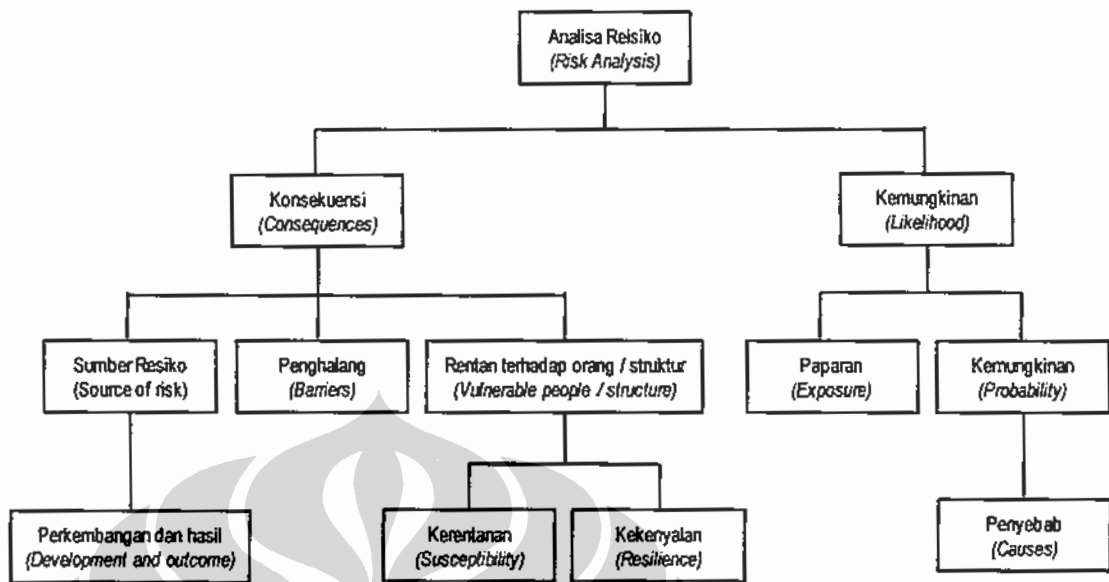
Titik awal identifikasi risiko adalah keterangan historis tentang risiko atau risiko pada organisasi serupa dan kemudian didiskusikan pada jangkauan yang luas dengan pihak terkait tentang sejarah, kondisi saat ini dan perkembangan risiko yang ada. Metode identifikasi risiko antara lain dengan melaksanakan walkthrough survey, studi dokumen serta analisis data dan peristiwa yang sudah sebelumnya. Alat bantu dalam melaksanakan identifikasi risiko antara lain *what if checklist, hazard operability study, failure mode & effect analysis, fault tree analysis, process hazard analysis, dan job hazard analysis*.

### **2.1.5.3.2. Analisis Risiko**

Analisis risiko merupakan suatu proses untuk menghasilkan penilaian agar prioritas penerapan pengendalian risiko yang tepat bisa dilakukan. Analisis risiko adalah suatu proses sistematis untuk mengidentifikasi pengendalian bahaya yang telah ada serta merupakan suatu proses untuk memahami konsekuensi dan kemungkinan terjadinya peristiwa yang dapat menyebabkan kerugian (AS/NZS 4360:2004, p.3).

Analisis risiko dilakukan untuk menilai potensi konsekuensi kerusakan yang ditimbulkan serta kemungkinan terjadinya peristiwa tersebut. Analisis risiko terdiri dari analisis konsekuensi dan analisis kemungkinan. Analisis kemungkinan adalah analisis untuk menetapkan peluang terjadinya peristiwa yang tidak diinginkan. Analisis konsekuensi adalah analisis untuk menetapkan besarnya konsekuensi yang dialami jika terjadi peristiwa yang tidak diinginkan.





Gambar 2.2. Komponen Risiko  
 Sumber : SAFE 9350 Risk Management by Professor Jean Cross, 1998, p.4

Analisis risiko merupakan dasar pengendalian risiko (Health Safety Executive 2006, p.3). Analisis terhadap risiko dapat dilakukan dengan menggunakan 3 metode, yaitu :

#### 1. Metode Kualitatif

Metode kualitatif adalah metode pelaksanaan manajemen risiko dimana besar dan potensi konsekuensi yang mungkin terjadi dipaparkan dan digambarkan secara terperinci. Skala ukuran yang digunakan pada metode kualitatif disesuaikan dengan kebutuhan. Metode pemaparan dan penggambaran risiko disesuaikan dengan risiko yang teridentifikasi.

Metode kualitatif mempergunakan uraian untuk mendeskripsikan besarnya konsekuensi yang potensial dan kemungkinan bahwa konsekuensi itu akan terjadi, misalnya high, medium, low daripada menggunakan angka untuk mendefinisikan level dari suatu risiko. Hal ini melibatkan penyediaan informasi

deskriptif mengenai sumber dari konsekuensi (terutama dimana ada banyak konsekuensi yang berbeda pada stakeholder yang berbeda atau beberapa konsekuensi yang tak terukur).

Informasi ini digabungkan dan diringkas sebagai uraian kata tunggal dari konsekuensi dan kemungkinan dalam tabel *ranking* risiko. Bagaimanapun informasi dasar pada *ranking* didasari pada kebutuhan yang dicatat untuk membantu pembuat keputusan dan membantu kesimpulan yang dibuat. Skala ini dapat diadaptasi atau disesuaikan agar cocok dengan keadaan, deskripsi yang berbeda dipakai untuk resiko yang berbeda. Metode kualitatif dipergunakan :

- sebagai aktivitas penyaringan awal untuk mengidentifikasi risiko yang memerlukan analisis lebih terperinci
- untuk memprioritaskan jangkauan risiko
- ketika tidak cukup data untuk melakukan metode kualitatif
- ketika keputusan yang bagus dapat dipakai berdasarkan metode kualitatif

Likelihood	Probable	Medium Risk	High Risk
	Improbable	Low Risk	Medium Risk
		Minor	Major
Consequence			
<i>Cell values = Risk units for ranking only</i>			

Gambar 2.3. Qualitative Representation  
 Sumber : AS/NZS 4360:2004 p.50

## 2. Metode Semi Kuantitatif

Metode semi kuantitatif adalah metode pelaksanaan manajemen risiko dengan cara memberikan skala nilai pada penilaian kualitatif. Skala nilai ini berfungsi untuk menunjukkan tingkat dan merupakan syarat dilaksanakannya metode kuantitatif.

Dalam metode semikuantitatif angka ditetapkan untuk kemungkinan dan konsekuensi berdasarkan pada pertimbangan subyektif. Angka ini sering tidak mewakili ukuran relatif pada penilai yang sangat teliti. Metode semikuantitatif biasanya memprioritaskan sedikit lebih detail dari metode kualitatif penuh karena risiko dipisahkan dalam beberapa kategori. Hasilnya adalah angka yang dapat dipakai untuk membuat kriteria yang dapat diterima. Angka ini tidak punya arti sebenarnya dalam hal frekuensi dan kemungkinan. Ini adalah level sederhana dari risiko yang terdefinisi secara acak.

F r e q u e n c y	0.1	10	30	100	300
	0.01	1	3	10	30
	0.001	0.1	0.3	1	3
	0.0001	0.01	0.03	0.1	0.3
(Events/yr)	V.Low (100)	Low (300)	Medium (1000)	High (3000)	
<b>Consequence (\$ x 1000)</b>					
<i>Cell values = Risk units for ranking only</i>					

Gambar 2.4. Semi-Quantitative representation  
Sumber : AS/NZS 4360:2004 p.51

### 3. Metode Kuantitatif

Metode Kuantitatif adalah metode pelaksanaan manajemen risiko dengan cara memberikan nilai-nilai pada komponen risiko yaitu konsekuensi (consequence) dan kemungkinan (likelihood). Nilai-nilai komponen risiko didapatkan dari berbagai sumber yang sesuai. Ketepatan pelaksanaan metode kuantitatif tergantung kepada ketepatan nilai-nilai yang digunakan dan kelayakan metode statistik yang digunakan. Komponen konsekuensi ditentukan berdasarkan evaluasi dan analisis hasil dari peristiwa-peristiwa yang mungkin terjadi atau berdasarkan ekstrapolasi data yang sudah ada. Berdasarkan jenis risiko serta ruang lingkup dan tujuan manajemen risiko, konsekuensi dan kemungkinan terjadinya peristiwa dapat dinyatakan atau digabungkan secara berbeda. Tingkat dari risiko dapat dihitung dengan menggunakan metode kuantitatif dalam keadaan dimana konsekuensi dan kemungkinan dari kejadian dapat diukur.

#### 2.1.5.3.3. Evaluasi Risiko

Evaluasi risiko adalah membandingkan derajat risiko yang ditemukan dengan kriteria yang sudah ditetapkan sebelumnya. Evaluasi risiko untuk menentukan tingkat penerimaan terhadap risiko. Kriteria penerimaan risiko ditetapkan berdasarkan standar yang sudah ditetapkan. Evaluasi risiko menjadi dasar untuk menetapkan tindakan lanjutan. Salah satu alat bantu evaluasi risiko adalah matriks risiko. Tabel 2.1 adalah salah satu contoh matriks risiko.

Tabel 2.1. Simple risk level matrix  
 Sumber : AS/NZS 4360:2004 p.56

Likelihood	Consequences		
	Major	Moderate	Minor
Likely	Red	Red	Amber
Possible	Red	Amber	Green
Unlikely	Amber	Green	Green

**Risk Treatment Key**

Red	Immediate action
Amber	Heightened action
Green	Business as usual

**2.1.5.4. Pengendalian Risiko**

Pengendalian risiko adalah proses pemilihan dan penerapan tindakan yang tepat untuk menghindari, memodifikasi, sharing dan menahan risiko (AS/NZS 4360:2004). Pengendalian risiko meliputi penetapan pilihan pengendalian risiko, penetapan pengendalian risiko yang paling optimal, membuat rencana pengendalian risiko, penerapan pengendalian risiko dan pelaksanaan pemantauan pengendalian risiko.

**2.1.5.5. Pemantauan dan Peninjauan Ulang Risiko**

Pemantauan dan tinjauan ulang adalah dasar untuk memastikan bahwa rencana manajemen risiko relevan. Faktor-faktor yang berpengaruh pada kemungkinan dan konsekuensi mungkin berubah, seperti faktor-faktor yang berpengaruh pada keserasian atau biaya pemilihan pengendalian, perubahan bahan,

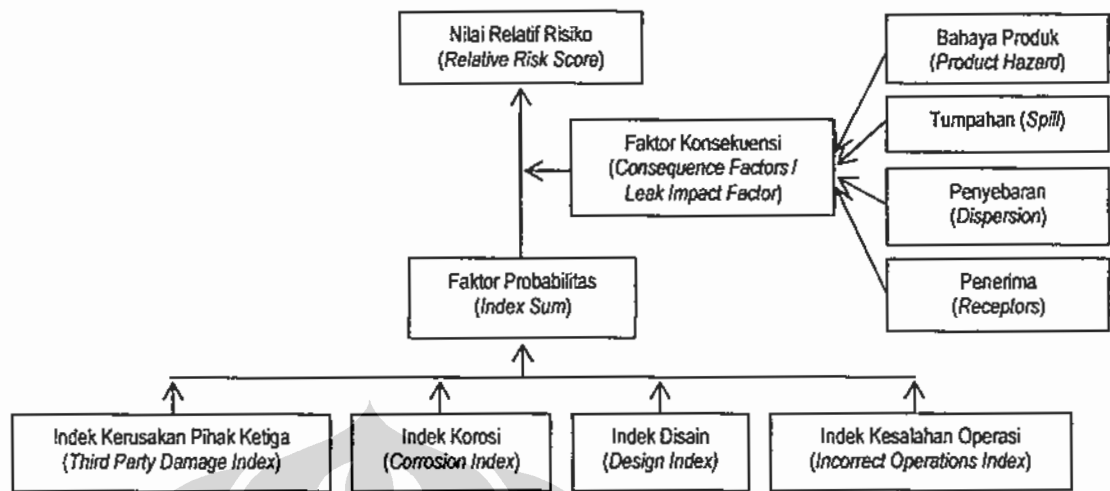
metode kerja. Pemantauan dan peninjauan ulang risiko dilakukan agar risiko yang timbul dapat dikelola secara berkesinambungan.

## 2.2. Penilaian Risiko Pipa

Manajemen risiko dapat diterapkan dalam berbagai kegiatan, termasuk dalam pengoperasian pipa gas. Manajemen risiko pada pengoperasian pipa minyak bumi dan gas sangat penting karena bahan yang dialirkan melalui pipa mempunyai potensi bahaya / faktor risiko yang besar dan instalasi pipa tersebut kadangkala melewati pemukiman penduduk atau kawasan cagar alam dan budaya.

Manajemen risiko pipa minyak bumi dan gas pada dasarnya mempunyai konsep yang sama dengan konsep manajemen risiko AS/NZS 4360:2004, dimana di dalamnya ada tahap penilaian risiko (*risk assesStasiun meterent*). Tahap penilaian risiko ini meliputi identifikasi risiko, analisis risiko dan evaluasi risiko. Metoda yang digunakan pada model penilaian risiko ini adalah *risk scoring index* dengan pendekatan teori W. Kent Muhlbauer. Pada teori ini penilaian dilakukan dengan memberikan bobot atau nilai kepada masing-masing parameter risiko. Penentuan bobot dan nilai dengan mempertimbangkan kontribusi masing-masing elemen terhadap upaya pencegahan (*atribute*) atau penanggulangan kejadian (konsekuensi). Secara keseluruhan nilai yang akan diperoleh berkisar antara 0 – 400. Nilai akhir berarti semakin tinggi nilai yang diperoleh semakin aman sistem perpipaan. Semakin rendah nilai yang diperoleh semakin tinggi tingkat risiko.

Teori W. Kent Muhlbauer merupakan implementasi konsep risk assesStasiun meterent yang telah ada, yaitu terdiri dari kemungkinan bahaya / faktor risiko (*index sum*) dan konsekuensi (*leak impact factor*), seperti gambar di bawah ini:



Gambar 2.5. Pipeline risk assessment model flowchart  
 Sumber : Pipeline Risk Management Manual by W. Kent Muhlbauer, 2004

### 2.2.1. Faktor Risiko (Index Sum)

Pada model ini potensi bahaya / faktor risiko (*index sum*) pada jalur pipa minyak bumi telah diidentifikasi menjadi 4 faktor, yaitu :

- Kerusakan oleh Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)
- Korosi (*Corrosion Index*)
- Disain (*Design Index*)
- Kesalahan Operasi (*Incorrect Operations Index*)

Sedangkan faktor konsekuensi merupakan konsekuensi dari adanya kebocoran yang terjadi pada pipa.

#### 2.2.1.1. Indeks Kerusakan Oleh Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)

Kerusakan oleh pihak ketiga adalah salah satu potensi bahaya / faktor risiko dari pipa penyalur minyak bumi dan gas yang dipasang melewati berbagai daerah dan kawasan yang beragam. Kerusakan pihak ketiga mendeskripsikan

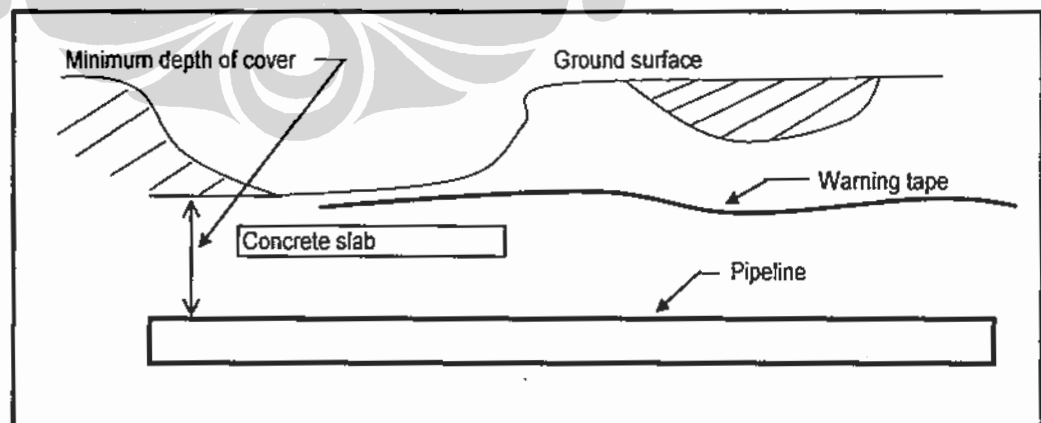
kerusakan yang disebabkan oleh faktor lain yang bukan merupakan bagian dari faktor internal pengoperasian pipa, seperti tertabrak kendaraan, dilintasi alat berat, adanya aktifitas yang ada di atas jalur pipa. Kemungkinan kecelakaan yang disebabkan kerusakan pihak ketiga pada jalur pipa tergantung pada (W. Kent Muhlbauer, 2004) :

- kemudahan yang mana fasilitas jalur pipa dapat dijangkau oleh satu pihak ketiga
- frekuensi dan jenis dari aktivitas pihak ketiga yang berdekatan

Komponen-komponen yang termasuk dalam faktor indek ini adalah sebagai berikut (W. Kent Muhlbauer, 2004) :

1. Kedalaman letak pipa dan metode pelindungnya (*Minimum Depth Cover*)

Kedalaman minimum pelindung adalah letak sejumlah tanah atau pelindung yang dari bahan lain, di atas saluran pipa yang berfungsi itu untuk melindungi pipa dari aktivitas pihak ketiga.

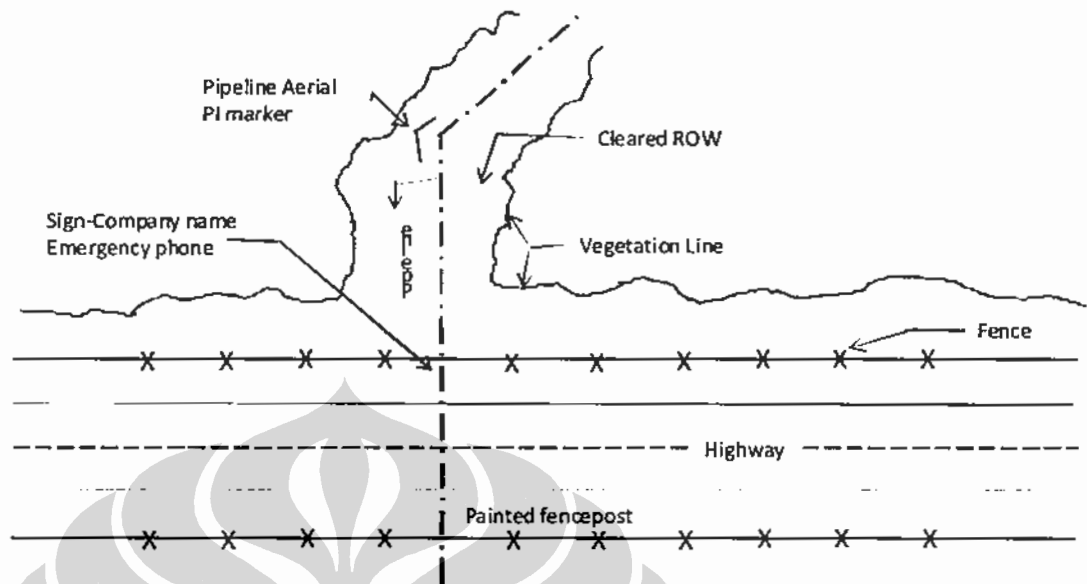


Gambar 2.6. Minimum depth of cover

Sumber : Pipeline Risk Management Manual by W. Kent Muhlbauer, 2004



2. Tingkat aktivitas masyarakat & lingkungan di sekitar jalur pipa (*Activity Level*)  
Tingkat aktivitas masyarakat dan lingkungan adalah besarnya komunitas penduduk dan hewan beserta aktivitasnya yang berada di sekitar saluran pipa.
3. Fasilitas yang ada di atas jalur pipa (*Aboveground Facilities*)  
Komponen ini adalah suatu ukuran kerentanan fasilitas yang ada di atas tanah akibat adanya gangguan oleh pihak ketiga.
4. Prosedur Penempatan Jalur Pipa (*Line Locating Procedure*)  
Proses identifikasi lokasi yang tepat dari suatu jalur pipa terpendam sehingga pihak ketiga yang melakukan penggalian didekatnya aman (salah satu cara untuk menghindari kerusakan akibat pihak ketiga).
5. Pendidikan atau penyuluhan kepada masyarakat yang tinggal di sekitar jalur pipa (*Public Education Program*)  
Perusahaan pipeline yang melakukan pendidikan dan penyuluhan kepada komunitas yang terkait pipeline akan dapat membantu penurunan paparan dan kerusakan akibat pihak ketiga.
6. Kondisi jalur pipa (*Right-of-Way Condition*)  
Item ini adalah suatu ukuran kemampuan mengenali dan mengidentifikasi jalur pipa. Identifikasi yang jelas dan ROW yang mudah dikenali dapat mengurangi kerentanan kecerobohan pihak lain dan membantu pendeteksian kebocoran.
7. Frekuensi pemeriksaan jalur pipa (*Patrol Frequency*)  
Pemeriksaan jalur pipa adalah metode yang efektif untuk mengurangi tindakan kecerobohan pihak lain.



Gambar 2.7. Typical pipeline ROW markings  
 Sumber : Pipeline Risk Management Manual by W. Kent Muhlbauer, 1992

#### 2.2.1.2. **Indek Korosi (*Corrosion Index*)**

Faktor risiko berikutnya yang juga penting untuk diperhitungkan dalam menilai risiko pipa adalah faktor korosi. Sebagian besar kasus kebocoran dalam pengoperasian pipa minyak bumi dan gas bersumber dari faktor korosi. Faktor korosi merupakan hal yang sangat penting dalam pengoperasian pipa karena dapat menurunkan integritas struktur pipa. Pipa dapat mengalami korosi karena berbagai faktor baik internal maupun eksternal. Misalnya kondisi tanah, cuaca, dan sifat metalurgi dari pipa yang digunakan. Semakin korosi suatu pipa, kemungkinan terjadinya kebocoran semakin besar yang berarti tingkat kerawanannya semakin tinggi.

Pada perhitungan indeks korosi ada dua faktor yang harus dikaji yaitu : jenis material dan kondisi lingkungan. Kondisi lingkungan termasuk kondisi-kondisi yang dapat mempengaruhi ketebalan pipa dari bagian dalam maupun bagian luar.

Beberapa kesalahan manusia yang dapat meningkatkan terjadinya resiko akibat proses korosi antara lain : pemilihan material yang salah, peletakan pipa yang berdekatan atau bersentuhan jaraknya antara jalur pipa yang satu dengan jalur pipa lainnya, serta teknik penyambungan yang tidak tepat. Komponen yang termasuk Indeks Korosi dibagi dalam 3 bagian, yaitu (W. Kent Muhlbaeur, 2004) :

- Korosi akibat udara (*Atmospheric corrosion*)
- Korosi internal (*Internal corrosion*)
- Korosi di bawah permukaan tanah (*Subsurface corrosion*)

Tabel 2.2. Natural Gas Transmission/Gathering Systems—Cause of Onshore Incidents, 1985–2001

Sumber : *Transmission Pipelines and Land Use: A Risk-Informed Approach -- Special Report 281*, Washington, D.C. Diakses October 2008, p.84  
<http://www.nap.edu/catalog/11046.html>

Cause	Pipelines (%)	Nongipeline Facilities (%)	Total (%)
Third-party damage	28	9	23
External corrosion	17	0	13
Internal corrosion	11	7	10
Natural forces	10	8	9
Miscellaneous	2	30	9
Incorrect operation	3	19	7
Unknown	7	5	6
Other failure	4	8	5
Construction/installation	6	1	5
Manufacturer	6	—	4
Previously damaged pipe	4	0	3
Malfunction	1	11	3
Stress corrosion cracking	2	—	2
Vandalism	—	1	1
Total	100	100	100

NOTE: These data are based on 662 incidents.

#### 2.2.1.2.1. Korosi akibat Udara (*Atmospheric Corrosion*) :

Pemberian bobot penilaian dari kondisi pipa pada lingkungan korosi didasarkan pada beberapa hal berikut ini (W. Kent Muhlbaeur, 2004) :

1. Fasilitas yang ada disekitar jalur pipa (*Susceptible facilities*)

- Lokasi pipa terletak antara air dan udara (*Splash Zone*)

Lokasi ini menyebabkan pipa terpapar oleh udara dan air. Adanya kondisi/fasilitas tersebut, menimbulkan pembentukan daerah-daerah anoda dan katoda. Terjadinya paparan terhadap udara dan air menyebabkan perbedaan konsentrasi oksigen sehingga menimbulkan daerah-daerah anoda dan katoda. Jika pipa terpapar oleh jenis air dengan kandungan garam yang tinggi (seperti air laut atau air formasi) maka proses korosi yang berasal dari proses elektrokimia akan cenderung meningkat. Hal ini disebabkan adanya ion-ion yang tinggi untuk mendukung proses reaksi elektrokimia tersebut.

- Pelindung Pipa (*casing*)

Adanya casing dapat mendukung terjadinya korosi, karena casing akan berperilaku sebagai katoda sementara pipa berperilaku sebagai anoda. Walaupun tidak terjadi aliran listrik, adanya casing seringkali menjadi tempat penimbunan air yang menyebabkan korosi.

- Pelapisan Pipa (*Insulation*)

Pelapisan pipa yang baik dapat mengurangi potensi korosi karena mencegah adanya kontak dengan udara atau media korosif lainnya.

- Penopang Pipa (*pipe support/hanger*)

Penopang pipa dapat mempengaruhi korosi terutama pada bagian-bagian sambungan.

2. Kondisi udara (*Atmospheric type*)

Kondisi atmosfer dapat mempercepat terjadinya proses korosi, yaitu melalui mekanisme oksidasi. Karakteristik atmosfer yang mempengaruhi adalah :

- Komposisi kimia atmosfer (*contaminants*) seperti kandungan garam, kadar CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, Cl<sub>2</sub> dll
- Kelembaban udara (*humidity*) yang mengandung uap air akan mempengaruhi tingkat korosifitas yang diperhitungkan dalam penilaian risiko
- Suhu lingkungan (*temperature*) juga dapat mempengaruhi proses korosi. Proses korosi berlangsung lebih cepat pada suhu lingkungan yang tinggi.

### 3. Inspeksi (*Inspection program*)

Program inspeksi yang dilakukan dengan baik dan terencana akan menekan risiko korosi. Melalui inspeksi yang baik perusahaan akan mampu mendeteksi secara dini kemungkinan terjadinya korosi. Karena itu dalam penilaian risiko faktor inspeksi merupakan salah satu elemen yang diperhitungkan.

#### 2.2.1.2.2. Korosi internal (*Internal Corrosion*)

##### 1. Tingkat korosifitas dari produk yang dialirkan ke dalam jalur pipa

Korosi internal berkaitan dengan potensi korosi di dalam pipa. Pada dasarnya di dalam pipa hanya terdapat produk yang dialirkan. Risiko dapat timbul jika material yang di transportasikan bersifat *incompatible* dengan material pipa yang digunakan. Pipa akan mudah mengalami korosi dalam waktu relatif cepat. Kondisi sebaliknya, jika tidak ada ketidakcocokan (*incompatible*) antara produk dan pipa, maka risiko terjadinya korosi rendah. Material lain yang bercampur dalam produk yang dialirkan (*impurities*) juga dapat mempengaruhi terjadinya korosi.

## 2. Proteksi bagian dalam

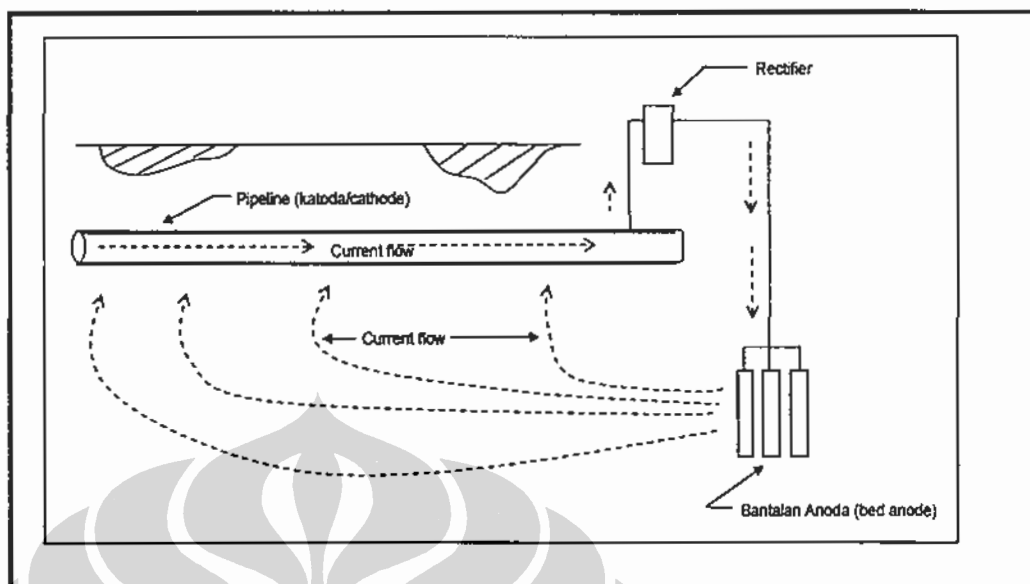
Tingkat korosi dari dalam dapat ditekan dengan berbagai teknik dan material, misalnya dengan menginjeksikan bahan anti korosi (inhibitor).

### 2.2.1.2.3. Korosi di bawah permukaan tanah (*Subsurface Corrosion*)

Dari sisi korosi, pemasangan pipa di dalam tanah mengandung risiko yang lebih besar, walaupun dari faktor lain seperti kerusakan fisik jauh lebih aman dibandingkan dengan jika pipa berada di atas tanah. Faktor yang dapat mempengaruhi tingkat korosi di dalam tanah sangat beragam diantaranya :

#### 1. *Cathodic Protection*

Sistem ini memberikan perlindungan pada pipa melalui mekanisasi meter sel galvanis. Aliran elektron (listrik) mengalir dari suatu bed anoda melalui tanah sebagai media elektrolit, dimana jalur pipa berperilaku sebagai katoda, sehingga pada akhirnya pipa terlindung dari korosi. Gaya elektromotif yang ada harus cukup untuk memberikan perlindungan terhadap proses korosi. Satu hal yang terpenting pada sistem ini adalah *rectifier*. *Rectifier* memberikan gaya dorong terhadap aliran listrik (*impressed current*) yang ada sehingga dapat mempertahankan perlindungan terhadap pipa. Sistem lainnya adalah menggunakan anoda korban (*sacrificial anode*), dimana arus potensialnya bukan berasal dari sumber lain namun berdasarkan perbedaan elektronegatif antara katoda dan anoda. Faktor yang perlu dikaji sehubungan dengan sistem ini adalah perangkat *cathodic protection* itu sendiri beserta program inspeksi yang diterapkan.



Gambar 2.8. Instalasi perlindungan katodik dengan menggunakan rectifier  
 Sumber : Pipeline Risk Management Manual by W. Kent Muhlbauer

## 2. Kondisi Coating

Pelapis pipa berupa komposit dari dua lapis material atau lebih. Cat, plastik dan karet adalah termasuk material pelapis. Pelapis harus mampu menahan kerusakan mekanis di awal konstruksi, dari gerakan tanah dan dari perubahan temperatur. Pelapis akan terus terpapar kelembaban tanah dan kerusakan di tanah. Pelapis harus mampu melapisi baja dari elektrolit dan tidak menghantarkan listrik, karena saluran listrik didisain untuk jangka panjang. Pelapis harus mampu melaksanakan semua ini fungsi ini tanpa menimbulkan kerugian. Untuk menilai kondisi pelapis, beberapa hal harus dipertimbangkan, meliputi keaslian proses instalasi. Evaluasi persis seperti yang dipergunakan untuk menilai pelapis dari perlindungan terhadap korosi atmosfer.

## 3. Korosifitas Tanah

Derajat korosifitas tanah diukur berdasarkan resistensi tanah dan kandungan unsur-unsur yang terdapat di dalamnya. Resistensi tanah merupakan ukuran

bagaimana aliran listrik mengalir sehingga proses korosi dapat berlangsung. Resistensi tanah bergantung pada berbagai faktor seperti kandungan uap air, konsentrasi ion-ion, porositas tanah, suhu dan jenis tanah. Faktor-faktor tersebut seringkali dipengaruhi oleh kondisi cuaca seperti curah hujan, temperatur lingkungan, iklim dan lain lain.

Oleh karena itu resistensi tanah menjadi hal yang penting untuk dipertimbangkan karena sangat berpengaruh terhadap proses korosi. Resistensi tanah seringkali dinyatakan dalam bentuk nilai *soil resistivity*, dan pengukuran resistivity harus dilakukan secara periodik untuk memberikan gambaran yang aktual.

#### 4. Umur Pipa

Umumnya pipa didesain untuk jangka waktu antara 30 sampai 50 tahun. Walaupun pada dasarnya umur pipa tidaklah merupakan indikator risiko, namun komponen umur merupakan salah satu faktor yang turut berperan terjadinya risiko kegagalan.

#### 5. Keberadaan Pipa Logam Lain

Keberadaan pipa logam lain di dekat jalur pipa yang terpendam merupakan potensi risiko. Adanya pipa logam lain dapat menyebabkan penyimpangan/interferensi terhadap sistem *cathodic protection*. Pada kondisi tidak terdapat *cathodic protection*, adanya pipa logam lain dapat menimbulkan mekanisme korosi melalui proses sel galvanis. Bahaya akan timbul jika pipa logam lain memiliki elektronegatifitas yang lebih tinggi, sehingga jalur pipa utama menjadi anoda dan mengalami korosi. Makin banyak terdapat pipa logam lain di sekitar jalur pipa utama, makin besar risiko yang ada.



6. Potensi untuk terjadinya penyimpangan aliran listrik karena berdekatan dengan *AC Induced Current*

Adanya tranStasiun meterisi listrik di dekat jalur pipa menimbulkan medan magnet dan medan listrik sehingga menyebabkan pipa bermuatan. Pipa yang bermuatan listrik tidak saja berbahaya bagi sistem pipa itu sendiri, tetapi juga berbahaya bagi manusia jika kontak dengan pipa tersebut. Untuk mencegah hal ini biasanya dilakukan dengan menggunakan *electrical shield, grounding mat, Independent structure ground, bonding* dll. Risiko yang ada bergantung pada jarak tranStasiun meterisi listrik tersebut dengan pipa, oleh karena itu dalam penilaian faktor yang menentukan adalah jarak serta ada / tidaknya tindakan pencegahan.

7. *Mechanical Corrosion*

Fenomena kerusakan jenis ini meliputi komponen korosi dan komponen mekanis. Termasuk dalam kategori ini adalah

- *Hydrogen Stress Corrosion Cracking (HSCC)*
- *Sulfide Stress Corrosion Cracking (SSCC)*
- *Hydrogen Induces Cracking (HIC)*
- *Corrosion Fatigue*
- *Errosion*

Faktor yang berperan pada jenis korosi ini adalah tekanan (*stress*), kondisi lingkungan dan jenis logam. Ketiga faktor ini harus dipertimbangkan karena sangat mempengaruhi terjadinya *mechanical corrosion*. Tingkat tekanan (*stress level*) dikaji berdasarkan persentase tekanan operasi dibandingkan dengan MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*). Sementara itu faktor

lingkungan yang dikaji mencakup faktor eksternal (*soil corrosivity*) dan faktor internal (*product corrosivity*).

#### 8. *Test Leads (Test Box)*

*Test leads (Test Box)* merupakan metode untuk memantau efektifitas sistem *cathodic protection*. Melalui *test leads (test box)* dapat dilakukan pengukuran dengan menggunakan voltmeter elektroda pembanding sehingga diketahui arus potensial pipa terhadap tanah. Hasil pengukuran ini akan menunjukkan derajat perlindungan pipa karena menunjukkan kecenderungan besaran arus listrik serta arah aliran listrik. Hasil pembacaan melalui *test leads* memberikan gambaran hanya pada lokasi disekitar *test leads (test box)* berada serta pada saat dilakukannya pembacaan. Oleh karena lokasi dan waktu sangat berpengaruh, maka perlu dikaji jarak penempatan *test leads* dari jalur pipa dan frekuensi pembacaannya.

#### 9. *Close Potensial Interval Survey*

Hasil pembacaan melalui *test leads* hanya memberikan gambaran pada lokasi di sekitar *test leads* serta pada saat dilakukannya pembacaan. Sementara itu gambaran secara keseluruhan jalur pipa belum diketahui. Gambaran secara keseluruhan jalur pipa diperoleh melalui *Close Potensial Interval Survey*. Survei ini memberikan profil potensial pipa terhadap tanah disepanjang jalur pipa. Pembacaan dilakukan setiap 2 hingga 15 feet. *Close Interval Survey* menunjukkan lokasi-lokasi dimana terdapat interferensi baik interferensi yang berasal dari logam lain, interferensi karena adanya casing, lokasi dimana sistem *cathodic protection* tidak berjalan dengan baik, hingga lokasi dimana terdapat

cacat *coating*. *Close Interval Survey* harus dilaksanakan secara periodik sehingga dapat memberikan gambaran disepanjang jalur pipa.

#### 10. Inspeksi Internal

Inspeksi internal merupakan indikator langsung terhadap aktifitas korosi. Sementara jenis indikator lainnya merupakan indikator tak langsung sehingga tidak mencerminkan gambaran pipa sesungguhnya. Salah satu contoh perangkat inspeksi internal adalah *intelligence pig*. Alat ini ada yang dilengkapi dengan teknologi ultrasonik, ataupun fluks magnet untuk melakukan inspeksi internal.

Perangkat ultrasonik didasarkan pada gelombang suara yang mengukur secara terus menerus ketebalan dinding pipa melalui perangkat pigging yang berjalan sepanjang jalur pipa. Fluks magnet menghasilkan medan magnet pada dinding pipa. Perubahan pada dinding pipa ditunjukkan oleh perubahan pada medan magnet. Hasil pigging memberikan gambaran rinci setiap perubahan atau cacat yang terjadi pada dinding pipa, seperti adanya patahan pada pipa, cacat *coating*, ukuran cacat yang terjadi, ukuran logam yang hilang dan lain-lain.

#### 2.2.1.3. Indeks Disain (*Design Index*)

Faktor disain memegang peranan penting dalam menjamin keamanan operasi pipa. Faktor ini menyangkut perencanaan yang baik sejak awal proyek pipa dimulai. Banyak terjadi kecelakaan dalam operasi pipa karena kurang baiknya perencanaan awal. Tahap perancangan ini meliputi kondisi lingkungan operasional misalnya pemilihan material, pemilihan *route*, teknik pemasangan dan sebagainya.

Salah satu bagian penting pada resiko yang mungkin terjadi pada jalur pipa adalah hubungan antara disain awal pipa dengan proses pengoperasian. Perhitungan

tersebut disebut indeks disain. Beberapa faktor penilaian berhubungan dengan kondisi operasi yang ada. Seluruh aspek yang berkaitan dengan proses operasi dihubungkan dengan disain yang ada. Aspek yang dinilai mencakup antara lain :

1. Faktor keamanan pipa (*Pipe Safety Factor*)

Pada umumnya pipa yang dipasang mempunyai ketebalan yang lebih (extra). Penambahan ketebalan ini dilakukan untuk melindungi pipa dari korosi dan kerusakan luar. Penilaian faktor keamanan pipa, berkaitan dengan ketebalan dari pipa yang digunakan. Besarnya ketebalan minimum pipa yang digunakan dapat dilihat dari desain awal pipa. Bila tidak terdapat data awal disain, maka dapat dilakukan perhitungan ulang, dengan melakukan tes hidrostatik untuk menentukan *maximum allowable operating pressure* (MAOP). Apabila belum pernah dilakukan tes hidrostatik, maka ketebalan minimum pipa dapat dihitung dengan menggunakan formula Barlow's. Formula ini memperhitungkan penambahan ketebalan pipa untuk melindungi pipa dari beban luar seperti beban kendaraan, longsoran tanah dan lain lain. Ketebalan pipa menurut disain awal kemudian dibandingkan dengan ketebalan pipa yang terpasang. Perbandingan ketebalan antara disain dengan ketebalan pipa terpasang, akan menentukan bobot penilaian faktor keamanan pipa.

2. Faktor pengaman sistem (*System Safety Factor*)

Penilaian faktor keamanan sistem diperoleh dengan perbandingan tekanan pada tahap disain dengan tekanan maksimum operasi yang diijinkan (MAOP).

3. *Fatigue*

Kerusakan *fatigue* adalah kegagalan yang diakibatkan secara mekanis oleh material yang digunakan. *Fatigue* adalah kelemahan dari material akibat

terjadinya tekanan yang berulang-ulang pada material. Proses lemahnya material akibat *fatigue* tergantung dari frekuensi dan besarnya tekanan yang terjadi pada material. Pada jalur pipa, frekuensi yang kegagalan *fatigue* terjadi karena beban kendaraan dan perubahan tekanan di dalam pipa. Tekanan akibat lalu lintas termasuk beban berulang yang harus diperhitungkan dalam penilaian *fatigue*. Penilaian kegagalan akibat *fatigue*, dihitung berdasarkan presentase besarnya *fatigue* yang berulang, kemudian dibandingkan dengan tekanan MAOP. Selanjutnya tabel 2.3 dapat dipakai untuk menentukan besarnya penilaian *fatigue*.

Tabel 2.3. Penilaian kegagalan akibat *fatigue*, W. Kent Muhlbauer

% MAOP	Life time Cycles				
	$< 10^3$	$10^3 - 10^4$	$10^4 - 10^5$	$10^5 - 10^6$	$>10^6$
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

4. Potensi terjadinya sentakan (*Surge Potential*)

Besarnya tekanan sentakan atau efek *water hammer* tergantung pada densitas dan elastisitas dari produk yang digunakan.

5. Sistem pengujian hidrostatis (*System Hydrostatik Test*)

Suatu tes tekanan dimana saluran pipa diisi dengan air kemudian diberi tekanan sampai tekanan tertentu dan waktu tertentu.

## 6. Pergerakan tanah (*Soil Movement*)

Pergerakan pipa karena pergerakan tanah dilihat dari strain gauge yang dipasang di dinding pipa dan diletakkan di area yang mengalami pembelokan paling besar. Penggunaan gauge dipakai untuk menghitung nilai peregangan pipa.

### 2.2.1.4. Indeks Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*)

Potensi terjadinya risiko yang juga penting adalah terjadinya kesalahan manusia (*human error*). Kesalahan manusia merupakan aspek yang sulit dihitung secara kuantitatif, sehingga sulit dievaluasi. Indeks Kesalahan Operasi akan menentukan potensi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam sistem pengoperasian pipa.

Pengkajian risiko pada umumnya terbatas pada kesalahan oleh operator. Kesalahan akibat pengrusakan oleh masyarakat umum seperti sabotase, tidak termasuk didalam evaluasi index ini. Kecelakaan yang terjadi akibat kesalahan manusia pada pengoperasian jalur pipa di Amerika tercatat sebanyak 62% dari seluruh kecelakaan yang pernah terjadi. Oleh karena itu komunikasi dan hubungan baik sesama operator yang menjalankan sistem pipanisasi dapat mencegah atau mengurangi terjadinya kecelakaan. Langkah-langkah perbaikan terhadap kinerja karyawan dapat mengurangi risiko kecelakaan.

Hal penting dalam pengkajian risiko pipa adalah memperkirakan kesalahan sekecil apapun yang mungkin terjadi disetiap proses operasi. yang dapat mengakibatkan kerentanan sistem operasi terhadap kerusakan. Evaluasi risiko dilakukan terhadap 4 tahap proses berikut ini yaitu : disain, konstruksi, operasi, dan pemeliharaan. Indek Kesalahan Operasi adalah kumpulan bagian-bagian yang dapat

dicegah kerusakannya. Bila sistem pemanisasi sudah dapat diketahui dari disain awal, konstruksi dan pemeliharaan, maka pengoperasian jalur pipa tersebut dapat berjalan lancar. Beberapa hal yang termasuk dalam pengkajian indeks ini adalah :

### 1. Disain

Pada tahap disain ini dievaluasi beberapa komponen sebagai berikut :

- Identifikasi bahaya
- Kemampuan operasi maksimum pipa saat ini (MAOP)
- Sistem keselamatan
- Seleksi material
- *Check list*

### 2. Konstruksi

Pada bagian konstruksi komponen yang termasuk dilakukan evaluasi adalah :

- Sistem inspeksi yang berjalan
- Seleksi bahan baku
- Penyambungan
- Penanaman jalur pipa
- Pengangkatan (*handling*) pipa
- Lapisan pelindung pipa

### 3. Operasi

Komponen yang masuk dalam evaluasi pada tahap ini adalah :

- Prosedur operasi
- SCADA / komunikasi
- Uji kesehatan karyawan
- Program keselamatan
- *Survey*

- Program pelatihan karyawan
- Pencegahan terjadinya kegagalan mekanis

#### 4. Pemeliharaan

Komponen yang dilakukan evaluasi pada sistem pemeliharaan adalah :

- Dokumentasi
- Jadwal pemeliharaan
- Prosedur pelaksanaan

#### 2.2.2. Faktor Dampak Kebocoran (*Leak Impact Factor*)

Faktor penting lain yang perlu diperhatikan untuk menilai dan menganalisa risiko saluran pipa adalah kebocoran pada jalur pipa. Untuk melakukan penilaian terhadap risiko saluran pipa minyak dan gas yang perlu diperhatikan adalah :

- Potensi bahaya (*Hazards Potential*)
- Kemungkinan dari bahaya yang akan terjadi (*Probability*)
- Konsekuensi dari bahaya bila terjadi (*Consequency*)

Untuk mengetahui besarnya dampak yang terjadi akibat kebocoran pipa minyak dan gas yang perlu diperhatikan adalah jenis produk yang dialirkan dalam pipa dan lingkungan di sekitar jalur pipa. Dari kedua hal ini didapatkan 4 faktor yang mempengaruhi dampak kebocoran, yaitu :

- *Product Hazard (Acute Hazard + Chronic Hazard)*
- *Leak / Spill valume*
- *Dispersion*
- *Receptors*



Sehingga didapat besarnya nilai LIF (*leak impact factor*) yang dipengaruhi oleh 4 variabel sebagai berikut :

$$LIF = PH \times LV \times D \times R \quad (\text{W. Kent Muhlbauer, 2004})$$

Di mana :

LIF = *Leak Impact Factor* (semakin besar nilai berarti semakin besar konsekuensi)

PH = *Product Hazard*

LV = *Leak Volume*

D = *Dispersion*

R = *Receptors*

#### 2.2.2.1. *Product Hazard*

Faktor dasar yang menentukan sifat alami dari *hazard* adalah karakteristik dari produk yang dialirkan dalam saluran pipa tersebut. Pada saat mempelajari dampak kebocoran pipa, dikenal 2 jenis bahaya, yaitu bahaya akut (*acute*) dan bahaya kronis (*chronic*).

##### 1. *Acute hazard*

Bahaya akut adalah bahaya yang terjadi secara tiba-tiba, durasinya singkat dan memerlukan perhatian dan penanganan yang cepat untuk mengatasi bahaya tersebut. Contoh bahaya ini seperti : Kebakaran, ledakan, atau pajanan bahan beracun. Produk yang mengalir melalui saluran pipa baik yang berupa cairan (*liquid*) atau gas harus diperiksa untuk mengetahui *flammability* (Nf), *reactivity* (Nr), dan *toxicity* (Nh). Standar dari NFPA dapat dipakai untuk menentukan nilai *acute hazard*.

### Flammability (Nf)

Kebanyakan produk yang dialirkan pada perpipaan adalah mempunyai sifat mudah terbakar (*flammable*). Hazard yang terbesar dari kebanyakan *hydrocarbon* adalah dari kemampuan terbakarnya (*flammability*). Simbol Nf digunakan untuk menandakan *flammability rating* berdasarkan skala dari NFPA.

*Flashpoint* adalah salah satu indikator dari *flammability* suatu produk. *Flashpoint* didefinisikan sebagai temperatur minimum dimana uap/asap yang melalui cairan mudah terbakar dapat menyala ketika terpapar pada suatu sumber api, atau temperatur yang dibutuhkan untuk melepaskan uap mudah terbakar untuk membantu terjadinya kebakaran (W. Kent Muhlbauer, 2004).

Sesuai standar NFPA maka besarnya nilai Nf (FP=flashpoint, BP=boiling point) adalah :

<i>Non combustible</i>	Nf = 0
FP > 200 <sup>0</sup> F	Nf = 1
100 <sup>0</sup> F < FP < 200 <sup>0</sup> F	Nf = 2
FP < 100 <sup>0</sup> F dan BP < 100 <sup>0</sup> F	Nf = 3
FP < 73 <sup>0</sup> F dan BP < 100 <sup>0</sup> F	Nf = 4

### Reactivity (Nr)

Adakalanya suatu sistem perpipaan akan digunakan untuk mengalirkan material yang tidak stabil pada kondisi tertentu. Suatu rekasi dengan udara, air, atau dengan material itu sendiri dapat berpotensi menjadi sangat berbahaya. Untuk kemungkinan meningkatnya suatu bahaya, nilai reactivity (Nr) harus dimasukkan dalam penilaian suatu produk. Standar NFPA untuk reactivity (Nr) adalah sebagai berikut :

... untuk alasan dengan sepenuhnya stabil, bahkan ketika dipanasi di bawah kondisi terbakar

Nf = 1, kereaktifan ringan pada pemanasan dengan tekanan

Nf = 2, kereaktifan berpengaruh nyata bahkan tanpa pemanasan

Nf = 3, kemungkinan meledak dengan pembatas

Nf = 4, kemungkinan meledak tanpa pembatas

### Toxicity (Nh)

Rating pada NFPA untuk faktor kesehatan material adalah Nh. Nilai Nh hanya mempertimbangkan hazard kesehatan dengan tujuan bagaimana hazard mempengaruhi orang. Sesuai definisi NFPA 704, nilai Nh adalah sebagai berikut:

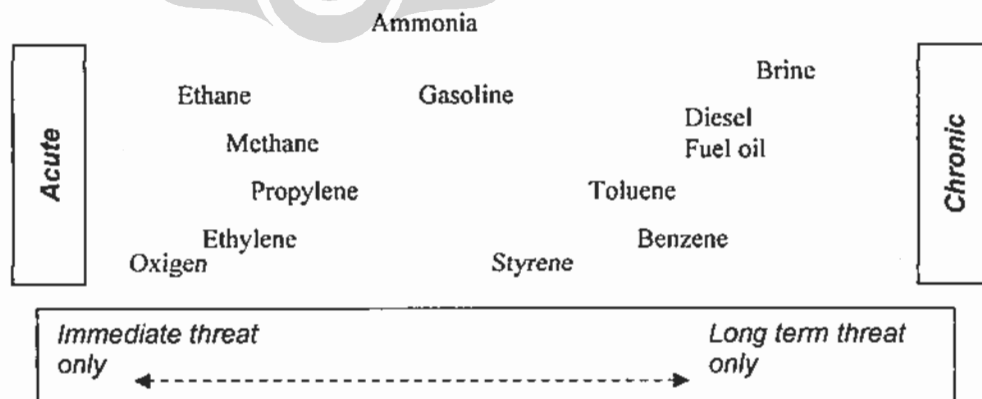
Nh = 0, tidak ada resiko akibat kebakaran

Nh = 1, hanya sisa luka kecil

Nh = 2, diperlukan pemeriksaan medis untuk menghindari sakit sementara

Nh = 3, material menyebabkan luka serius

Nh = 4, paparan singkat menyebabkan kematian atau luka serius



Gambar 2.9. *Relative acute-chronic hazard scale for some pipeline products*  
Sumber : Pipeline risk management manual, W. Kent Muhlbauer, 2004

## 2. Chronic hazard (RQ)

Bahaya kronik adalah bahaya yang menyebabkan terjadinya kontaminasi dengan lingkungan dan menimbulkan efek yang lebih lama dari bahaya akut.

Ancaman yang sangat serius dari perpipaan adalah potensi kerugian pada keselamatan jiwa yang disebabkan oleh bocornya / pelepasan produk yang dialirkan dalam perpipaan tersebut. Dampak yang dirasakan oleh makhluk hidup maupun lingkungan di sekeliling perpipaan tersebut yang sifatnya lama dapat dikategorikan sebagai *chronic hazard*.

Nilai Nf (*Flammability*), Nr (*Reactivity*), Nh (*Toxicity*), dan RQ (*Chronic Hazard*) dari beberapa produk bahan bakar minyak dapat dilihat dari tabel 2.4.

Tabel 2.4. Penilaian bahaya produk yang disalurkan melalui pipa menurut NFPA dan CERCLA

Sumber : Pipeline risk management manual by W. Kent Muhlbauer, 2004

No.	Product	Boiling Pt (°F)	N <sub>h</sub>	N <sub>f</sub>	N <sub>r</sub>	RQ points <sup>a</sup>
1.	Benzene	176	2	3	0	8
2.	1,3-Butadiene	24	2	4	2	10
3.	Butane	31	1	4	0	2
4.	Carbon monoxide	-314	2	4	0	2
5.	Chlorine		3	0	0	8
6.	Ethane	-128	1	4	0	2
7.	Ethyl alcohol	173	0	3	0	4
8.	Ethyl Benzene	277	2	3	0	4
9.	Ethylene	-155	1	4	2	2
10.	Ethylene glycol	387	1	1	0	6
11.	Fuel oil (#1 - #6)	304 – 574	0	2	0	6
12.	Gasoline	100 – 400	1	3	0	6
13.	Hydrogen	- 422	0	4	0	0
14.	Hydrogen sulfide	- 76	3	4	0	6
15.	Isobutane	11	1	4	0	2 <sup>b</sup>
16.	Isopentane	82	1	4	0	6
17.	Jet Fuel A & A1		0	2	0	6

18.	Jet Fuel A & A1		1	3	0	6
19.	Kerosene	304 – 574	0	2	0	6
20.	Methane	- 259	1	4	0	2
21.	Mineral oil	680	0	1	0	6
22.	Naphthalene	424	2	2	0	6
23.	Nitrogen		0	0	0	0
24.	Petroleum (crude)		1	3	0	6
25.	Propane	- 44	1	4	0	2
26.	Propylene	- 53	1	4	1	2
27.	Toluene	231	2	3	0	4
28.	Vinyl Chloride	7	2	4	1	10
29.	Water	212	0	0	0	0

<sup>b</sup>Ketika temperatur lebih tinggi dari pada boiling point

Tabel 2.5. Kecepatan Pelepasan Produk Berdasarkan Nilai RQ

Sumber : Pipeline risk management manual, W. Kent Muhlbauer, 2004

RQ (lb)	points
None	0
5000	2
1000	4
100	6
10	8
1	10

#### 2.2.2.2. Volume Kebocoran (*Leak Volume*)

Volume kebocoran atau ukuran tumpahan merupakan fungsi dari nilai kebocoran, waktu reaksi, dan kapasitas fasilitas. Hal ini adalah faktor kritis yang menentukan kerusakan pada penerima (*receptors*) dengan asumsi bahwa ukuran zone bahaya adalah proporsional bagi ukuran tumpahan.

##### a. Ukuran lubang (*hole size*)

Sebagai komponen yang kritikal pada saat penilaian adalah volume atau rate dari pada kebocoran. Ukuran lubang pada kegagalan dimana kebocoran terjadi harus diestimasi. Kriteria harus dibuat untuk pemilihan skenario nilai

semua ukuran kebocoran mungkin dari semua pipeline. Ukuran lubang ditentukan oleh model kegagalan yang dipengaruhi oleh fungsi dari material pipa, kondisi ketegangan dan penyebab kegagalan.

b. Model pelepasan (*release model*)

Untuk mengetahui skor daripada tumpahan, mula-mula evaluator harus mengidentifikasi apakah jenis produk yang mengalir di dalam pipa adalah cairan atau gas setelah pipa mengalami pelepasan. Ada beberapa model pelepasan antara lain:

- *Hazardous vapor release*
- *Hazardous liquid spill*
- *Highly volatile liquid release*

**2.2.2.3. Penyebaran (*Dispersion*)**

Dispersi adalah penyebaran dari produk akibat bocornya pipa. Besarnya nilai dispersi memperhitungkan 2 faktor berikut ini :

- Tingkat/besarnya produk yang tersebar
- Populasi manusia dan hewan, serta tumbuhan yang mungkin terpajan oleh kebocoran.

Bocornya isi perpipaan dapat berakibat sangat spesifik pada area, ditentukan oleh produk yang ada dan karakteristik daerah di sekitarnya. Ukuran relatif pada area yang kena dampak adalah subyek pada bagian ini dari penilaian konsekuensi. Jika kebocoran pada perpipaan merupakan gas, dimana gas memiliki tingkat kebebasan lebih dan akan menyebar dengan mudah. Gas yang mudah terbakar akan bercampur dengan oksigen sehingga menghasilkan campuran yang

terbakar akan bercampur dengan oksigen sehingga menghasilkan campuran yang mudah menyala. Daerah berbahaya pada kebocoran gas terbentuk melalui salah satu pola berikut ini yaitu: *jet fire* atau *vapor cloud*.

#### *Jet fire*

Bocornya gas yang mudah terbakar membawa ancaman penyalaan dan berikutnya adalah api (*fire*). Radiasi panas dari jet yang terus menerus atau semburan api kemungkinan besar didahului oleh bola api (*fireball*) yang merupakan bahaya utama pada penduduk dan properti dengan cepat di sekitar gagalnya perpipaan yang mengalirkan gas.

#### *Vapor clouds (vapor spills)*

Uap gas terbentuk dari produk yang pada awalnya dalam bentuk gas atau terbentuk dari produk yang penguapannya seperti jalan keluarnya atau akumulasinya dalam genangan pada tanah. Ada dua potensial hazard yang ditimbulkan oleh *vapor cloud*. Kejadian pertama, jika produk dalam awan (*cloud*) adalah *toxic* atau pemindahan oksigen (*asphyxiant*). Ancamannya adalah kerentanan hidup karena kontak dengan awan. Kejadian hazard yang kedua terjadi jika awan (*cloud*) adalah mudah terbakar. Dapat dipastikan bahwa hazard vapor cloud dapat berupa keduanya yaitu *toxicity* dan *flammability*.

#### **2.2.2.4. Receptors**

Pengertian dari *receptor* disini adalah sesuatu yang dapat menderita oleh karena kebocoran pada perpipaan, diantaranya : kematian pada manusia, penderitaan pada manusia, kerusakan pada properti, keusakan pada lingkungan dan biaya perbaikan (W. Kent Muhlbaauer, 2006, *Enhanced Pipeline Risk Assessment*, p.8).

Kerusakan pada *receptor* tergantung dari lamanya dan intensitas suatu peristiwa. Kejadian dengan durasi yang panjang dan intensitas yang tinggi menyebabkan sebagian besar kerusakan. Dengan intensitas yang rendah dan durasi yang pendek menyebabkan kerusakan yang sedikit.

Untuk setiap *receptor* diantaranya populasi, lingkungan, air minum, saluran air, informasi dasar yang diperlukan untuk penilaian termasuk:

- Karakteristik *receptor* (type dari penduduk, bangunan, dan lain-lain)
- Kepadatan *receptor* (unit per area)
- Kemudahan terserangnya *receptor* (kerentanan untuk sakit, mobilitas, dan lain-lain)
- Jarak dan perlindungan dari *receptor*

Kepadatan penduduk dihitung dengan DOT CFR Part 192. Pembagian kelas lokasi menurut adalah sebagai berikut:

- Lokasi kelas 1, lokasi dimana terdapat 10 atau golongan kecil bangunan yang dihuni oleh penduduk
- Lokasi kelas 2, lokasi dimana terdapat lebih dari 10 tetapi kurang dari 46 golongan kecil bangunan yang dihuni oleh penduduk
- Lokasi kelas 3, lokasi dimana terdapat lebih dari 46 bangunan kecil yang dihuni oleh penduduk
- Lokasi kelas 4, lokasi dimana terdapat bangunan yang merata disepanjang jalur pipa



### **2.2.3. Proses Penilaian Risiko Pipa**

#### **2.2.3.1. Asumsi dasar**

Pembuatan model penilaian risiko didasari oleh beberapa asumsi, sehingga dalam penggunaannya harus memperhatikan beberapa hal dibawah ini :

##### ***Independence***

Komponen risiko diasumsikan bersifat independen satu dengan lainnya. Apabila terdapat lebih dari satu komponen risiko maka hasilnya bersifat penambahan (aritmatik). Setiap komponen risiko diperlakukan secara terpisah antara satu dengan lainnya. Total nilai akhir terhadap risiko merupakan penambahan semua komponen risiko yang ada menjadi nilai / skor akhir dari suatu risiko. Nilai akhir merefleksikan potensi area yang dapat menimbulkan kegagalan sistem perpipaan. Masing-masing komponen risiko secara proporsional mencerminkan risiko.

Sebagai contoh kejadian B hanya dapat terjadi jika kejadian A terjadi terlebih dahulu, maka kejadian B mempunyai bobot risiko lebih kecil dan merefleksikan bahwa kemungkinan kedua kejadian (A dan B) sama-sama terjadi secara bersamaan adalah kecil.

##### ***Worst Case***

Kondisi kasus terburuk digunakan dalam penentuan seksi untuk penghitungan score. Sebagai contoh sebuah seksi jalur pipa sepanjang 5 km ditanam pada kedalaman (*depth of cover*) 3 m, kecuali sepanjang 200 m pada jalur pipa mempunyai kedalaman (*depth of cover*) 1 m. Evaluator dapat bekerja disekitar jalur ini dengan melakukan pemisahan seksi.

### ***Relative***

Besarnya nilai mempunyai pengertian hanya dalam pengertian relative risiko. Skor untuk satu seksi jalur pipa hanya menunjukkan bagaimana seksi tersebut dibandingkan dengan seksi yang lain. Skor yang lebih tinggi menunjukkan peningkatan keselamatan dan menurunkan risiko. Nilai risiko *absolute* tidak diterapkan.

### ***Subjective***

Penilaian merefleksikan pemikiran berdasarkan interpretasi secara subyektif berdasarkan pengalaman dan kesepakatan. Bobot dan skor pada masing-masing komponen dan parameter risiko juga ditentukan berdasarkan pemikiran pemodel.

### ***Public***

Hanya risiko pada masyarakat umum yang menjadi perhatian dalam model penilaian risiko ini. Risiko spesifik terhadap operator pipa dan karyawan perusahaan tidak diperhitungkan dalam model ini.

### ***Hazards***

Kemungkinan kegagalan sistem yang khusus hanya sebagian kecil di akomodir dalam model ini. Sabotase tidak merupakan risiko langsung. Risiko ekonomi seperti biaya pemeliharaan juga tidak merupakan risiko langsung.

### ***Weighting***

Bobot untuk semua komponen merefleksikan secara relative pentingnya komponen risiko tersebut.

### **2.2.3.2. Atribut dan Prevensi**

#### **Atribut**

Atribut adalah mewakili karakteristik hazard. Atribut merefleksikan kondisi lingkungan jalur pipa. Sebagai contoh : Karakteristik tanah, tipe atmosphere, karakteristik produk, kondisi pipa yang tertanam.

#### **Prevensi**

Prevensi merefleksikan risiko dari konsekuensi aktifitas. Prevensi adalah tindakan prevensi yang dilakukan untuk merespon lingkungan.

Sebagai contoh adalah frekuensi patroli jalur pipa, program training operator, program pemeliharaan ROW.

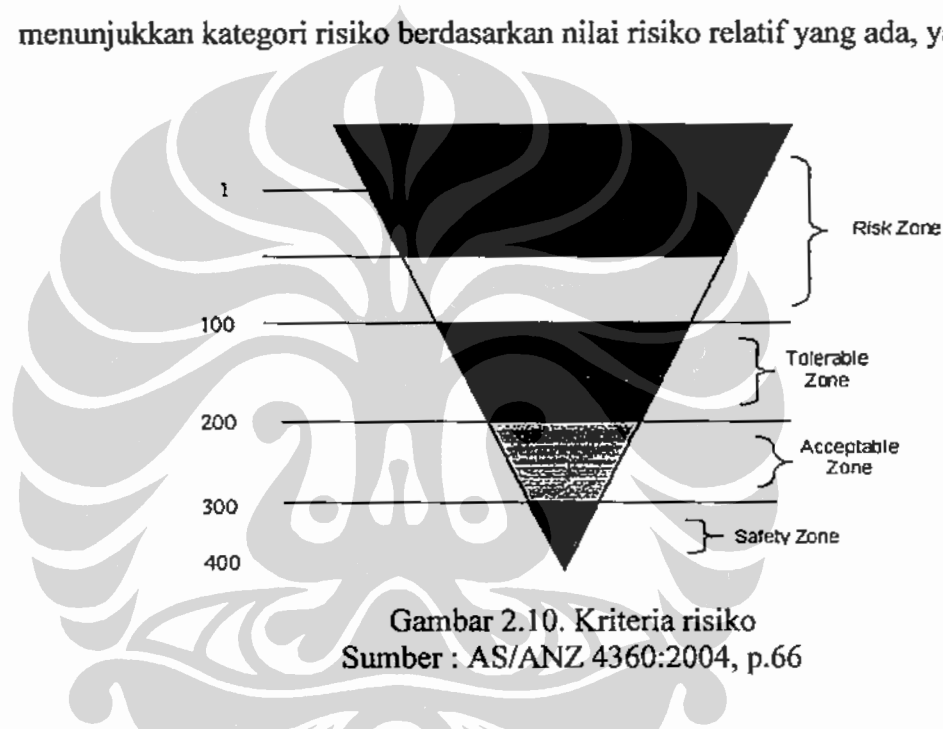
### **2.2.4. Penentuan Seksi Jalur Pipa**

Evaluator harus menetapkan kriteria suatu seksi jalur pipa untuk mendapatkan gambaran risiko secara akurat. Semakin kecil panjang seksi, semakin tinggi tingkat akurasi. Namun perlu dipertimbangkan faktor biaya, pengumpulan data, monitoring dan pemeliharaan. Kriteria yang paling tepat untuk menentukan seksi adalah dengan menyisipkan seksi pemisah dimana terjadi perubahan yang bermakna. Beberapa pendekatan yang dapat digunakan untuk menentukan seksi dapat dilakukan dengan memperhatikan :

- Kepadatan penduduk
- Kondisi tanah
- Kondisi coating
- Usia pipa

### 2.2.5. Klasifikasi dan Peringkat Risiko

Dari hasil penilaian risiko dapat disusun kriteria risiko yang mengacu pada standar risk management AS/NZS serta API (American Petroleum Institute), seperti gambar 2.10. klasifikasi risiko. Sedangkan peringkat risiko menggunakan sistem matrik antara kemungkinan (*likelihood*) dan konsekuensi. Tabel 2.6 di bawah ini menunjukkan kategori risiko berdasarkan nilai risiko relatif yang ada, yaitu :



Gambar 2.10. Kriteria risiko  
Sumber : AS/ANZ 4360:2004, p.66

Tabel 2.6. Risk categories

Risk Categories		Ref for Pipeline Relatif Risk Score (RRS)
High (Intolerable)	<b>High Risk</b> , Manage risk utilizing prevention and/or mitigation with <b>highest priority</b> . Promote issue to appropriate management level with commensurate risk assessment detail	1-100
Significant (Tolerable)	<b>Significant Risk</b> , Manage risk utilizing prevention and/or mitigation with <b>priority</b> . Promote issue to appropriate management level with commensurate risk assessment detail. Risk is tolerable if <b>ALARP</b>	101-200
Medium (Acceptable)	<b>Medium Risk</b> with control verified. No mitigation required where controls can be verified as functional. ALARP should be evaluated as necessary	201-300
Low (Acceptable)	<b>Low Risk</b> , No mitigation required	300-400

### 2.2.6. Keterbatasan *Risk Assessment* Pipa Model W. Kent Muhlbauer

Model ini dirancang untuk memberi kemudahan dalam melakukan proses analisa risiko pada sistim perpipaan untuk mengenali risiko dan besaran risiko serta konsekuensinya. Dalam penerapannya model ini memiliki beberapa keterbatasan, yaitu :

- Dalam pembobotan atau skoring pada faktor indek kerusakan akibat pihak ketiga, tidak memperhitungkan sabotase, terorisme dan sebagainya yang berhubungan dengan pengrusakan yang disengaja
- Tidak memperhitungkan kondisi-kondisi bencana alam, mengingat Indonesia mempunyai potensi bencana alam yang begitu besar seperti gempa bumi.
- Tidak memperhitungkan komitmen manajemen dalam pelaksanaan keselamatan dan kesehatan kerja mulai tahap disain, konstruksi, pengujian sampai pengoperasian dan risiko ekonomi seperti biaya pemeliharaan juga tidak merupakan risiko langsung.
- Hanya risiko pada masyarakat umum yang menjadi perhatian dalam model penilaian risiko ini. Risiko spesifik terhadap operator pipa dan karyawan perusahaan tidak diperhitungkan dalam model ini.
- Perlu mempertimbangkan adanya emergency response plan dan disampaikan pada penduduk maupun operator yang berada di dekat instalasi perpipaan tersebut apabila bahaya benar-benar terjadi.
- Model ini kemungkinan besar tidak tepat diterapkan untuk sistem perpipaan yang dipasang di dasar laut (*sub sea*).

### 2.2.7. Perbandingan Model W. Kent Muhlbauer 1992 dengan 2004

Pipeline risk assessment model W.Kent Muhlbauer 1992 dengan 2004 tidak mengalami perbedaan pada keempat komponen dari index sum (probability index) dan elemen-elemennya, begitu juga pada bagian leak impact factor (concequency factor) komponennya tidak berubah, namun secara matematis perhitungan pada *leak impact factor* berbeda.

Pada model 1992, *leak impact factor* dihitung dari analisis karakteristik produk dan spill atau pelepasan karakteristik produk, yaitu :

$$LIF = PH / D$$

dimana : LIF = Leak impact factor dan D = Dispersion

Pada model 2004, *leak impact factor* dihitung dari analisis potensi *hazard* produk, *spill* atau *leak size*, *release dispersion* dan karakteristik *receptor*, yaitu :

$$LIF = PH \times LV \times D \times R, \text{ dimana :}$$

$$LIF = \text{Leak impact factor} \quad PH = \text{Product hazard}$$

$$LV = \text{Leak volume} \quad D = \text{Dispersion} \quad R = \text{Receptor}$$

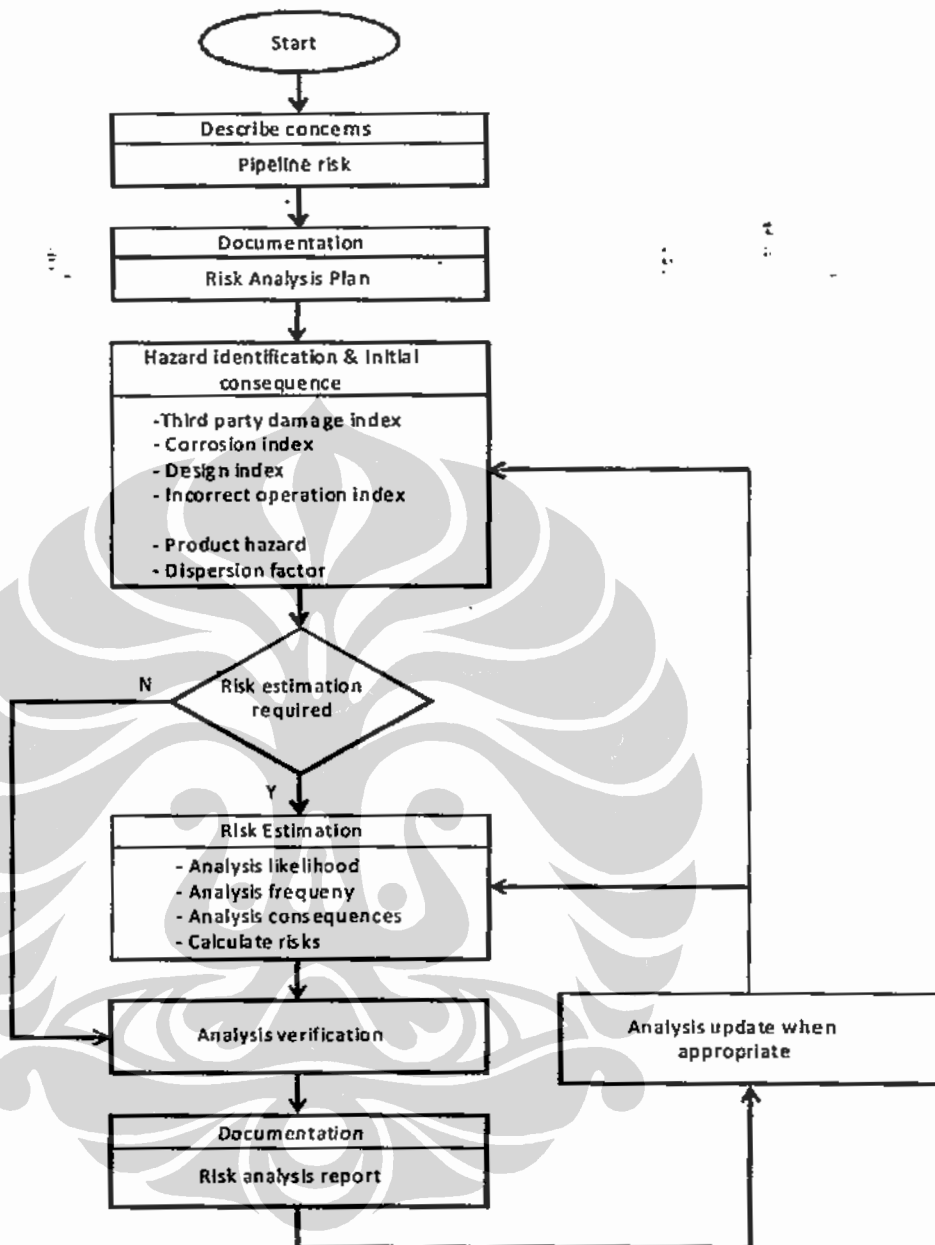
Karena setiap elemen merupakan perkalian dengan elemen yang lain, maka setiap elemen berdampak besar terhadap nilai LIF, hal inilah yang merepresentasikan kondisi riil yang ada. Sebagai contoh, jika salah satu dari keempat elemen LIF nol, maka konsekuensi / risiko juga tidak ada. Jika produk yang mengalir dalam pipa tidak berbahaya maka tidak ada risiko. Jika leak volume atau dispersion nol, ini berarti tidak ada leak atau memakai second containment yang tepat, sehingga tidak berisiko. Sama juga apabila tidak ada receptor (manusia, lingkungan atau property) maka berarti tidak ada risiko.

## **BAB III**

### **KERANGKA TEORI, KERANGKA KONSEP DAN DEFINISI OPERASIONAL**

#### **3.1. Kerangka Teori**

Kajian risiko ini dilakukan dengan menggunakan kerangka teori manajemen risiko. Proses ini diawali dengan menggambarkan suatu persoalan, yaitu risiko saluran pipa gas, pendokumentasian perencanaan analisa risiko, identifikasi bahaya dan inisiasi konsekuensi, kemudian melakukan estimasi risiko, yaitu dengan menganalisa kemungkinan, frekuensi, konsekuensi dan menghitung risiko. Setelah nilai risiko didapat kemudian melakukan verifikasi berdasarkan standar dan teori yang ada dan melakukan dokumentasi laporan atau hasil analisa risiko. Hasil analisa ini dapat digunakan untuk memberi masukan atau memperbaharui analisa yang sudah ada. Kerangka teori kajian ini digambarkan pada gambar 3.1.



Gambar 3.1. Kerangka teori penelitian

### 3.2 Kerangka Konsep

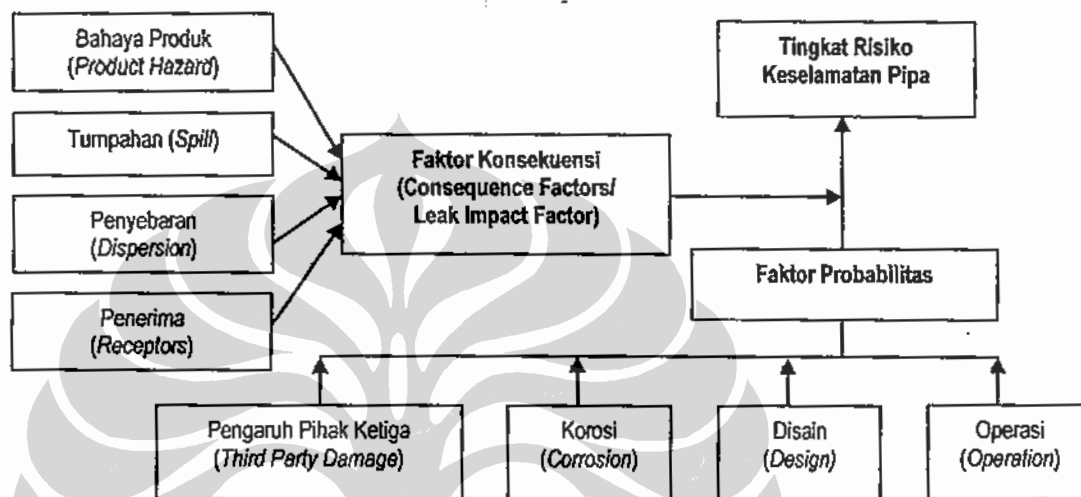
Kerangka konsep bertitik tolak pada konsep perhitungan tingkat risiko yang didapat dari 3 item, yaitu :

- Kesalahan apa yang dapat terjadi (*what can go wrong ?*),
- Bagaimana mungkin ini terjadi (*how likely is it ?*)



- Apa konsekuensi yang terjadi jika terjadi kerusakan pipa (*what are the consequences ?*)

Kerangka konsep penelitian digambarkan pada ini digambarkan pada gambar 3.2.



Gambar 3.2. Kerangka konsep penelitian

### 3.3 Definisi Operasional

Definisi operasional yang digunakan pada penelitian untuk pengkajian risiko saluran perpipaan gas adalah sebagai berikut :

#### 1. *Index Sum*

- *Index sum* adalah suatu nilai yang merupakan kumpulan dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas
- Cara ukurnya adalah dengan menjumlahkan skor potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas

- Hasil ukurnya adalah skor penjumlahan dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

## 2. *Indek kerusakan pihak ketiga (Third party damage index)*

- Indek kerusakan pihak ketiga adalah nilai yang mendeskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang disebabkan oleh faktor lain yang bukan merupakan bagian dari faktor internal pengoperasian pipa (pihak ketiga), seperti : tertabrak kendaraan, dilintasi alat berat, adanya aktifitas yang ada di atas jalur perpipaan
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan tingkat pemenuhan terhadap masing-masing persyaratan untuk masing-masing komponennya
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya sebagai akibat adanya kerusakan dari pihak ketiga
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

## 3. *Corrosion index*

- Indek korosi adalah nilai yang mendeskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang disebabkan oleh adanya karatan sehingga menyebabkan kerusakan pada saluran perpipaan.

- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan tingkat pemenuhan terhadap masing-masing persyaratan untuk masing-masing komponennya
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya sebagai akibat adanya kerusakan dari pihak ketiga
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

#### 4. *Design index*

- Indek disain merupakan nilai yang mendeskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang didapat sebagai akibat hubungan antara disain awal pipa dengan proses pengoperasian yang belum benar atau ketidakpatuhan pada persyaratan desain
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan tingkat pemenuhan terhadap masing-masing persyaratan untuk masing-masing komponennya
- Alat ukurnya sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya sebagai akibat adanya kerusakan dari pihak ketiga
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

### 5. *Incorrect operation index*

- Indek kesalahan operasi adalah nilai yang mendeskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan oleh adanya kesalahan manusia (*human error potential*) dan merupakan kumpulan bagian-bagian yang dapat dicegah kerusakannya
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan tingkat pemenuhan terhadap masing-masing persyaratan untuk masing-masing komponennya
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya sebagai akibat adanya kerusakan dari pihak ketiga
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

### 6. *Leak Impact Factor*

- *Leak impact factor* adalah besaran risiko atau bahaya yang ada dalam operasi perpipaan, baik dari produk yang mengalir atau konsekuensi bocoran terhadap lingkungan sekitarnya
- Cara ukurnya adalah dengan mengalikan skor product hazard dan dampak yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran perpipaan gas
- Hasil ukurnya adalah skor hasil perhitungan dari *product hazard* dan dampak yang telah diidentifikasi dan bisa terjadi pada saluran perpipaan gas

- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

#### **7. Bahaya produk (*Product hazard*)**

- Product hazard adalah bahaya-bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan sebagai bahaya yang disebabkan oleh faktor karakteristik atau sifat-sifat dari produk itu sendiri
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan karakteristik dari produk itu sendiri dengan mengacu pada MSDS material tersebut
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis yang sesuai dengan karakteristik dari produk itu sendiri dengan mengacu pada MSDS material tersebut
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

#### **8. Faktor penyebaran (*Dispersion factor*)**

- Faktor penyebaran adalah bahaya-bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan sebagai bahaya yang disebabkan oleh faktor karakteristik hamburan kebocoran fluida di sekeliling perpipaan tersebut
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring pada penyebaran gas tersebut yang disesuaikan dengan karakteristiknya
- Alat ukurnya adalah dengan sistem perhitungan matematis pada karakteristik dari penyebaran gas tersebut
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan
- Kriterianya adalah tingkat risiko yang diijinkan

## **BAB IV**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

#### **4.1. Disain Penelitian**

Disain penelitian ini menggunakan pendekatan deskripsi analitis dengan menggunakan metode penilaian risiko jalur pipa (pipeline risk assessment). Pendekatan yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis semikuantitatif model W. Kent Mahlbauer yang fungsinya adalah untuk mengetahui tingkat risiko yang ada pada saluran pipa gas. Model ini dipilih karena memperhitungkan risiko secara keseluruhan dengan menghitung faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat risiko keselamatan sistem pengoperasian pipa gas.

#### **4.2. Lokasi dan Waktu Penelitian**

Penelitian ini dilakukan pada pipa PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon, Banten yang terbentang sepanjang ±661 meter. Studi dilakukan pada bulan November sampai Desember 2008. Risiko yang dianalisa meliputi risiko terhadap keselamatan perpipaan gas.

#### **4.3. Metode Penelitian**

Metode penelitian yang dilakukan dalam pembuatan tesis ini adalah dengan mengikuti langkah-langkah berikut ini :

### 1. Studi literatur

Studi literatur bertujuan untuk menemukan landasan teori dan informasi ilmiah dari masalah yang sedang diteliti

### 2. Pengumpulan data

Data-data yang ada dikumpulkan dan merupakan data sekunder. Sumber data dapat berupa gambaran kondisi jalur pipa, gambar teknis, data teknis, data spesifikasi pipa dan dokumen penunjang lainnya.

### 3. Analisis data

Analisis data dilakukan untuk memilih data yang perlu digunakan dalam melakukan kajian risiko pengoperasian pipa gas.

### 4. Kajian / penilaian risiko

Kajian pengoperasian pipa minyak dilakukan dalam 3 tahap, yaitu :

#### Tahap identifikasi risiko

Identifikasi risiko dilakukan dengan menggunakan *check list*. Pada tahap ini dilakukan identifikasi kondisi-kondisi dan faktor-faktor pengoperasian pipa yang memiliki potensi bahaya dan risiko yang dapat menyebabkan timbulnya kerugian.

Untuk memudahkan identifikasi risiko pada saluran perpipaan gas yang ada, maka dilakukan pembagian menjadi beberapa *section*. Penentuan *section* dilakukan dengan mempertimbangkan karakteristik jalur pipa yang diamati.

Karakteristik jalur pipa tersebut adalah :

- a. Perlintasan jalan (*road crossing*)
- b. Perlintasan saluran air (parit)
- c. Area khusus untuk saluran perpipaan pada setiap *section*

### Tahap analisis risiko

Metode yang digunakan dalam analisis risiko adalah model *W. Kent Muhlbauer* 2004. Model ini dipilih karena model *Risk Rating* ini sudah banyak digunakan di berbagai sistem perpipaan perusahaan minyak dan gas di dunia dan US EPA dan perhitungan nilai konsekuensinya menggunakan perkalian, sehingga lebih mewakili kondisi riil yang ada di lapangan. Metode ini memperhitungkan risiko secara keseluruhan dengan menghitung faktor – faktor yang mempengaruhi tingkat risiko keselamatan sistem pengoperasian pipa gas. Metode analisis risiko tersebut bersifat *semikuantitatif*. Perhitungan risiko dilakukan dengan memberikan penilaian bobot pada kondisi pipa berdasarkan kriteria parameter / variabel yang ada.

### Tahap evaluasi risiko

Hasil analisis yang didapat akan dinilai dan akan diambil suatu tindakan atau rekomendasi penanganan risiko sesuai dengan hasil atau tingkat risikonya. Evaluasi risiko menjadi dasar untuk menetapkan tindakan lanjutan. Salah satu alat bantu evaluasi risiko adalah matriks risiko.

#### 5. Penyusunan kesimpulan

Hasil kajian risiko pengoperasian pipa gas digunakan sebagai dasar penyusunan kesimpulan.

#### 4.4. **Metode Perhitungan Model *Risk Rating***

Pengkajian risiko pengoperasian pipa gas diawali dengan memasukkan data dari dokumen-dokumen penunjang setelah terlebih dahulu diperiksa, ke dalam



perhitungan matematis dengan sistem skoring. Pengerjaan perhitungan matematis tersebut mengikuti langkah-langkah sebagai berikut :

#### 4.4.1. *Index Sum* (Total Skor Indek)

*Index sum* adalah penjumlahan skor dari ke 4 komponen (indek) sebagai berikut :

$$( \textit{Index Sum} ) = \text{Skor Third Party Index} + \text{Skor Corrosion Index} + \text{Skor Design Index} + \text{Skor Incorrect Operation Index}$$

Skor Index sum = berkisar 0 – 400 pts

##### 4.4.1.1. *Third Party Damage Index* (skor maks = 100 pts)

*Third Party Damage Index* terdiri dari 7 komponen dengan bobot dan rentang skor yang berbeda-beda sesuai dengan tingkat risiko masing-masing komponen terhadap sistem perpipaan, yaitu :

<b>Komponen</b>	<b>Scores</b>	<b>Bobot</b>
A. Minimum Depth of Cover	0 – 20 pts	20 %
B. Activity Level	0 – 20 pts	20 %
C. Aboveground Facilities	0 – 10 pts	10 %
D. Line Locating	0 – 15 pts	15 %
E. Public Education	0 – 15 pts	15 %
F. Right of Way Condition	0 – 5 pts	5 %
G. Patrol Frequency	0 – 15 pts	15 %
<b>Total (sum)</b>	<b>0 – 100 pts</b>	<b>100%</b>

a. **Minimum Dept of Cover** (skor maks = 20 pts)

Penentuan skor berdasarkan formula sebagai berikut :

$$\text{Skor} = (\text{Ketebalan cover dalam satuan Inch}) / 3$$

Contoh : Ketebalan 42 inch mempunyai skor =  $42/3 = 14$  pts

Skor tambahan : Apabila ada perlindungan tambahan maka diberikan skor tambahan sbb:

Perlindungan terdiri dari :

2 inch concrete coating	= 8	inch lapisan tanah
4 inch concrete coating	= 12	inch lapisan tanah
Pipa casing	= 24	inch lapisan tanah
Concrete slab	= 24	inch lapisan tanah
Warning Tape	= 6	inch lapisan tanah

Total skor maksimum untuk Depth of Cover = 20 pts

b. **Activity Level** (skor maks = 20 pts)

*High Activity Level* (skor = 0)

Dengan karakteristik salah satu atau lebih keterangan dibawah ini :

- Kepadatan penduduk klas 3 (DOT CFR part 192)
- Kepadatan penduduk sekitarnya tinggi
- Aktivitas konstruksi tinggi
- Volume kegiatan One-call tinggi
- Jalur perlintasan kereta api
- Banyak tertanam pipa lain pada jalur pipa tersebut

*Medium Activity Level (skor = 8 pts)*

Dengan karakteristik salah satu atau lebih dibawah ini:

- Kepadatan penduduk kelas 2
- Kepadatan penduduk sekitarnya rendah
- Kegiatan konstruksi jarang
- Volume kegiatan One-call rendah
- Sedikit tertanam pipa lain pada jalur pipa tersebut

*Low Activity Level (skor = 15 pts)*

Dengan karakteristik semua dibawah ini:

- Kepadatan kelas 1
- Kepadatan penduduk sekitarnya rendah, pedesaan.
- Tidak ada aktivitas konstruksi selaa 10 th terakhir
- Kegiatan agrarian

*None (skor = 20 pts)*

**c. *Aboveground Facilities (skor maks = 10 pts)***

Penilaian sebagai berikut:

No aboveground facilities	= 10 pts
Aboveground facilities	= 0 pts
Facilities berjarak > 200 ft dari jalan kendaraan	= 5 pts
Dipasang pagar kawat sekeliling jarak 6 ft	= 2 pts
Perlindungan dudukan pipa baja	= 3 pts
Perlindungan pohon diameter 12 inch	= 4 pts
Perlindungan dengan parit	= 3 pts

Pemasangan tanda peringatan = 1 pts

**d. *Line Locating* (skor maks = 15 pts)**

Penilaian sebagai berikut :

Dilengkapi dengan aspek hukum = 4 pts

Data-data bukti efisiensi dan handal = 2 pts

Diumumkan secara luas kemasyarakat = 2 pts

Memenuhi standar ULCCA (Penanggulangan Bencana) = 2 pts

Reaksi tepat terhadap panggilan = 5 pts

**e. *Public Education Program* (skor maks = 15 pts)**

Penilaian sebagai berikut:

Dengan pemberitahuan melalui surat = 2 pts

Pertemuan dengan instansi terkait 1 kali/thn = 2 pts

Pertemuan dengan lokal kontraktor 1 kali/thn = 2 pts

Penyuluhan masyarakat secara regular = 2 pts

Kontrak door – to – door dengan pdk terdekat = 4 pts

Pemberitahuan dengan surat thd kontraktor = 2 pts

Publikasi sarana 1 kali/thn = 1 pts

**f. *Right – of – Way Condition* (skor maks = 5 pts)**

*Excellent* (skor = 5 pts)

Kondisi jalur ROW jelas, tanda rambu terlihat dari setiap sudut arah; patroli lewat udara dilakukan.

*Good (skor = 3 pts)*

Kondisi jalur ROW jelas, rambu-rambu ada tetapi tidak dapat terlihat dari segala arah.

*Average (skor = 2 pts)*

Kondisi jalur ROW tidak seluruhnya jelas, diperlukan rambu tambahan terutama pada perlitasan jalan KA, jalan raya, perlintasan sungai dll.

*Below Average (skor = 1 pts)*

Kondisi jalur ditumbuhi banyak tumbuh-tumbuhan, tidak seluruh jalur terlihat dari udara dan dari darat, rambu kurang.

*Poor (skor = 0 pts)*

Kondisi jalur pipa tidak ada ROW dan tidak ada rambu.

**g. Patroli Frequency (skor maks = 15 pts)**

Penilaian sebagai berikut :

Patroli dilakukan setiap hari	= 15 pts
Patroli dilakukan 4 hari/minggu	= 12 pts
Patroli dilakukan 3 hari/minggu	= 10 pts
Patroli dilakukan 2 hari/minggu	= 8 pts
Patroli dilakukan 1 hari/minggu	= 6 pts
Patroli dilakukan < dari 4 kali/minggu	= 4 pts
Patroli dilakukan < dari 1 kali/minggu	= 2 pts
Tidak pernah dilakukan patroli	= 0 pts

#### 4.4.1.2. Corrosion Index (skor maks = 100 pts)

Indek korosi terdiri dari :

Komponen	Scores	Bobot
<b>a. Atmospheric Corrosion</b>		
1. Susceptible Facilities	0 – 5 pts	
2. Atmospheric Type	0 – 2 pts	
3. Atmospheric Coating	0 – 3 pts	
<b>Total A =</b>	<b>0 – 10 pts</b>	<b>10 %</b>
<b>b. Internal Corrosion</b>		
1. Product Corrosivity	0 – 10 pts	
2. Internal Protection	0 – 10 pts	
<b>Total B =</b>	<b>0 – 20 pts</b>	<b>20 %</b>
<b>c. Subsurface Corrosion</b>		
1. Subsurface environment	0 – 20 pts	
- Soil Corrosivity	0 – 15 pts	
- Mechanical Corrosion	0 – 5 pts	
2. Cathodic Protection	0 – 25 pts	
- Effectiveness	0 – 15 pts	
* Age of System		
* Test Lead		
* Close Internal Survey		
- Interference Potential	0 – 10 pts	
* Cathodic Protection		
* Other Metal		
* AC Interference		
3. Coating	0 – 25 pts	
- Fitness / Internal Inspection Tool	0 – 10 pts	
- Coating Condition	0 – 15 pts	
<b>Total C =</b>	<b>0 – 70 pts</b>	<b>70 %</b>
<b>Total A+B+C =</b>	<b>0 – 100 pts</b>	<b>100%</b>

**a. Atmospheric Corrosion (skor maks = 10 pts)**

**1. Susceptible Facilities (skor maks = 5 pts)**

Penilaian sebagai berikut :

Air/water interface	= 0 pt
Casing	= 1 pt
Insulation	= 2 pts
Support/hanger	= 2 pts
Ground/air interface	= 3 pts
Other exposures	= 4 pts
None	= 5 pts
Multi occurrence detractor	= -1 pts

**2. Atmospheric type (skor maks = 2 pts)**

Penilaian sebagai berikut :

Chemical and marine	= 0 pt
Chemical and high humidity	= 2 pts
Marine, swamp, coastal	= 4 pts
High humidity, high temp	= 6 pts
Chemical and low humidity	= 8 pts
Low humidity	= 10 pts

TOTAL SCORE = .....x 2/10 = .....

3. *Coating and Inspection (skor maks = 3 pts)*

Deskripsi	Good	Fair	Poor	Absent
	Skor : (3)	(2)	(1)	(0)
Coating				
Application				
Inspection				
Correction of Defects				

TOTAL SCORE = ..... x 3/12 = .....

Coating

→ Ketepatan dan kualitas coating yang digunakan dengan pengaplikasiannya.

*Good* = *coating* yang digunakan berkualitas tinggi dan disesuaikan dengan kondisi lingkungan yang ada.

*Fair* = *Coating* diterapkan, namun tidak layak untuk kondisi lingkungan yang ada

*Absent* = tidak digunakan coating.

Application

→ Dikaji mengenai proses aplikasi coating dan kualitasnya yang meliputi pre-celaning.

Ketebalan coating serta factor lingkungan (temperature, kelembaban, debu, dll) serta proses pembuatannya.



*Good* = spesifikasi detail, terdapat system quality control, terdapat perhatian yang mendalam terhadap proses penerapannya.

*Fair* = terdapat aplikasi, namun tanpa supervise dan quality control

*Poor* = Aplikasi berkualitas rendah, dan ceroboh/tidak hati-hati

*Absent* = aplikasi tidak tepat, lingkungan tidak terkontrol.

### Inspection

→ Dikaji mengenai program inspeksi dalam hal ketepatan waktu dan ketelitian/kecermatan program inspeksi.

*Good* = inspeksi bersifat formal, dan khusus dilakukan untuk kejadian korsi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer.

*Fair* = Inspeksi berlangsung secara informal dan dilakukan oleh seorang yang berkualifikasi.

*Poor* = Inspeksi yang dilakukan hanya sedikit dan bersifat sekilas.

*Absent* = Tidak terdapat program inspeksi untuk korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer.

### Correction of Defects

→ Dikaji program defect correction (koreksi adanya cacat coating/kekurangan) meliputi kecermatan/ketelitian dan ketepatan waktu.

*Good* = terdapat pelaporan adanya coating defect (cacat coating) dan proses reparasi/perbaikan terhadap cacat coating terjadwal.

*Fair* = Cacat coating dilaporkan secara informal, dan proses reparasi cacat coating dilakukan pada waktu-waktu yang kosong (tidak terjadwal)

*Poor* = Cacat coating tidak dilaporkan secara konsisten dan tidak ada proses reparasi.

*Absent* = Perhatian yang diberikan terhadap cacat coating sangat sedikit atau bahkan tidak dilakukan sama sekali.

**b. Internal Corrosion (skor maks = 20 pts)**

1. *Product Corrosivity (skor maks = 10 pts)*

*Strongly corrosive* = 0 pts

Produk bersifat sangat incompatible dan sangat mengkorosi terhadap pipa, proses korosi terlangsung cepat. Contoh produk: Produk larutan garam, air, produk yang mengandung H<sub>2</sub>s, dan produk asam.

*Mindly corrosive* = 3 pts

- Kerusakan pipa berlangsung lambat
- Tidak diketahui

*Corrosive only under special condition* = 7 pts

Produk secara umum tidak mempengaruhi pipa, namun ada kemungkinan masuknya komponen lain yang dapat mempengaruhi, seperti excursion / pemasukan gas CO<sub>2</sub> atau air garam kedalam pipa gas metan, dll.

*Never corrosive* = 10 pts

2. *Internal Protection (skor maks = 10 pts)*

*None* = 0 pts

*Internal monitoring* = 2 pts

- Dengan probe/sensor untuk mengukur tranStasiun meterisi listrik secara kontinyu

- Dengan coupon yang turut mengalir pada produk
- Mengkaji produ-produk korosi yang ada pada filter

*Inhibitor injection* = 4 pts

→ Menginjeksikan antikorosi; chemical-inhibitor, oxygen scavenging (penangkap oksigen), biocides (antimikroba), dll.

*Internal coating* = 5 pts

→ Pelapisan pipa dengan plastic, karet, keramik dll.

*Operational measures* = 3 pts

→ Sistem/peralatan yang diterapkan untuk pencegahan korosi, seperti; filter, dehidrator, strips sour gas, temperature control. Harus dicek kondisi dan efektifitas peralatan/system yang dipakai

*Pigging* = 3 pts

c. *Subsurface Corrosion* (skor maks = 70 pts)

1. *Subsurface Environment* (skor maks = 20 pts)

- *Soil Corrosivity* (skor maks = 15 pts)

< 500 ohm-cm = 0 pts

500 – 10,000 ohm – cm = 2 pts

> 10.000 ohm-cm, = 4 pts

Tidak diketahui = 0 pts

Situasi khusus = -1 s/d – 4 pts

TOTAL SCORE = .....x 15/4 = .....

- *Mechanical Corrosion (skor maks = 5 pts)*

Ditentukan berdasarkan nilai % stress level atau % MAOP yang ditabulasi silang dengan nilai Environment.

$$\% \text{ Stress level atau \% MAOP} = \frac{\text{Operating pressure tertinggi yang pernah tercapai}}{\text{MAOP}} = \dots\dots\dots\%$$

Environment = (Product corrosivity) + (soil corrosivity) → lihat bagian sebelumnya

Tabel 4.1. Penentuan skoring hubungan antara MAOP dan environment

Environment	% MAOP			
	0-20 %	21-50 %	51-75 %	>75 %
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

2. *Cathodic Protection (skor maks = 25 pts)*

- *Effectiveness (skor maks = 15 pts)*

▪ *Age of System (skor maks = 45/17 pts)*

0 – 5 th ..... = 3 pts

5 – 10 th ..... = 2 pts

10 – 20 th ..... = 1 pts

> 20 th ..... = 0 pts

TOTAL SCORE = .....x 15/17 = .....

▪ *Test Leads (skor maks = 90/17 pts)*

\* Lokasi test leads dan interference yang ada

Test leads dengan jarak < 1 mil = 3 pts

Test lead berjarak 1 – 2 mil dan terdapat pertemuan dengan pipa lain yang juga dimonitor dengan test leads = 1 – 2 pts

Test lead berjarak > 2 mil, tidak ada pipa lain = 0 pts

\* Interval waktu pelaksanaan testing dilakukan setiap:

< 6 bulan = 3 pts

6 bulan – 1 tahun = 2 pts

> 1 tahun = 1 pts

TOTAL SCORE = .....x 15/17 = .....

▪ *Close Interval Survey (skor maks = 120/17 pts)*

Apabila survey dilakukan terakhir pada tahun ini maka skor adalah = 8 pts.

Apabila survey terakhir dilakukan tahun lalu maka skor = 8 – 1 = 7 pts.

Apabila survey dilakukan terakhir pada 2 tahun yang lalu maka skor = 6 pts, dst.

TOTAL SCORE = .....x 15/17 = .....

- *Interference Potential (skor maks = 10 pts)*

▪ *Cathodic Protection (skor maks = 80/16 pts)*

Memenuhi kriteria umum = 8 pts

Tidak memenuhi kriteria = 0 pts

TOTAL SCORE = .....x 10/16 = .....

▪ *Current Flow to Other Buried Metal (skor maks = 40/16 pts)*

No. of Occurrences

None = 4 pts

1 – 10 = 2 pts

11 – 25 = 1 pts

> 25 = 0 pts

Adakah tindakan pencegahan yang diterapkan ?  Ya  Tidak

Jika Ya, berikan skor dan kalikan nilai di atas dengan factor 2 sampai dengan 3:

Skor = ..... x (2 s/d 3) = .....

TOTAL SCORE = skor x 10/16 = .....

▪ *AC Interference (skor maks = 40/16 pts)*

Tidak ada AC power pada jarak 500 ft dari pipa = 4 pts

AC power dekat jalur pipa tetapi ada pelindung = 2 pts

AC power dekat jalur pipa tidak ada pelindung = 0 pts

TOTAL SCORE = .....x 10/16 = .....

3. *Coating (skor maks = 25 pts)*

- *Internal Inspection Tool (skor maks = 10 pts)*

Intelligent pigs score dilakukan dengan formula sbb:

Skor = 8 - (tahun terakhir inspeksi)

Contoh : Apabila inspeksi terakhir dilakukan 2 tahun yang lalu, maka

skor = 8 - 2 = 6 pts.

TOTAL SCORE = (8 - tahun terakhir inspeksi) x 10/8 = .....

= *Coating Condition* (skor maks = 15 pts)

Deskripsi	Good	Fair	Poor	Absent
	(3)	(2)	(1)	(0)
Coating				
Application				
Inspection				
Correction of Defects				

TOTAL SCORE = ..... x 15/12 = .....

### Coating

→ Dikaji ketepatan dan kualitas coating yang digunakan dengan pengaplikasiannya.

*Good* = *coating* yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada.

*Fair* = *Coating* yang digunakan tepat, namun tidak didesain untuk kondisi yang tertentu.

*Poor* = Coating diterapkan, namun tidak layak untuk kondisi lingkungan yang ada.

*Absent* = tidak digunakan coating

Selain itu, pertimbangan lain dapat digunakan untuk mengkaji kondisi coating, yaitu hasil pengukuran arus listrik pada *cathodic protection*:

Current Requirements	Coating Condition
0.0003 mA/ sq ft	Good
0.003 mA/ sq ft	Fair
0.1 mA/ sq ft	Poor
1.0 mA/ sq ft	Absent

#### Application

→ Dikaji mengenai proses aplikasi coating dan kualitasnya yang meliputi pre-cleaning, ketebalan coating serta factor lingkungan (temperature, kelembaban, debu dll) serta proses pembuatannya.

*Good* = Spesifikasi detail, terdapat system quality control, terdapat perhatian yang mendalam terhadap proses penerapannya.

*Fair* = Inspeksi berlangsung secara informal dan dilakukan oleh seorang yang berkualifikasi.

*Poor* = Inspeksi yang dilakukan hanya sedikit, dan bersifat sekilas

*Absent* = Tidak terdapat program inspeksi untuk korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer.



### Correction of Defects

→ Mengkaji program defect correction (koreksi adanya cacat/kekurangan) meliputi kecermatan/ketelitian dan ketepatan waktu.

*Good* = terdapat pelaporan adanya coating defect (cacat coating) dan proses reparasi/perbaikan terhadap cacat coating terjadwal.

*Fair* = Cacat coating dilaporkan secara informal, dan proses reparasi cacat coating dilakukan pada waktu-waktu yang kosong (tidak terjadwal).

*Poor* = Cacat coating tidak dilaporkan secara konsisten dan tidak ada proses reparasi.

*Absent* = Perhatian yang diberikan terhadap cacat coating sangat sedikit, atau bahkan tidak dilakukan sama sekali.

#### 4.4.1.3. Design Index (skor maks = 100 pts)

Indek desain terdiri dari :

Komponen	Scores	Bobot
A. Safety Factor	0 – 35 pts	35 %
- Pipe Safety Factor		
- System Safety Factor		
C. Fatigue	0 – 15 pts	15 %
D. Surge Potential	0 – 10 pts	10 %
E. System Hydrostatic Test	0 – 25 pts	25 %
F. Soil Movements	0 – 15 pts	15 %
<b>Total =</b>	<b>0 – 100 pts</b>	<b>100 %</b>

a. **Pipe Safety Factor (skor maks = 30 pts)**

- **Pipe Safety Factor**

Pipe safety factor ditentukan berdasarkan rasion ketebalan actual pipa dibagi dengan ketebalan disain pipa.

t	Points
< 1.0	- 5 Warning
1.0 – 1.1	2
1.11 – 1.20	5
1.21 – 1.40	9
1.41 – 1.60	12
1.61 – 1.80	16
> 1.81	20

$$t = t_{\text{actual}} / t_{\text{desain}}$$

$$t_{\text{desain}} = \{(P \times D) / (2 \times \text{SMYS})\} + 10\%$$

P = tekanan operasi maksimal

D = Diameter pipa

Untuk mendapatkan skor, gunakan rumus:  $(t - 1) \times 20 = \text{Points}$

$$\text{TOTAL SCORE} = [(t - 1) \times 20] \times 35/40 = \dots\dots\dots$$

- **System Safety Factor (skor maks = 20 pts)**

*System safety factor* adalah angka factor safety yang didapatkan dari suatu hasil pembagian dari tekanan operasional disain terhadap angka Tekanan Operasional maksimum yang dibolehkan (Design – to – MAOP Ratio).

Design – to – MAOP Ratio	Points
2.0	20
1.75 – 1.99	16
1.50 – 1.74	12
1.25 – 1.49	8
1.10 – 1.24	5
1.0 – 1.10	0
< 1.0	-10

Dapat juga dengan mempergunakan rumus:

$$[(\text{Desain to MAOP rasion}) - 1] \times 20 = \text{Points}$$

$$\text{TOTAL SCORE} = \{(\text{Desain to MAOP rasion} - 1) \times 20\} \times 35/40 = \dots\dots$$

**b. Fatigue (skor maks = 15 pts)**

Fatigue adalah kelemahan dari suatu material dikarenakan beban tekanan yang terjadi berulang-ulang. Beban tekanan yang tinggi dan berulang-ulang dapat menyebabkan kerusakan yang lebih parah dari pada yang diakibatkan factor lainnya seperti: factor kondisi permukaan pipa, geometri, proses pembuatan material, proses pengelasan, daya tahan terhadap keretakan dll.

Dalam menentukan skor terhadap factor fatigue 2 Komponen yang sangat menentukan yaitu: % MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure) dan banyaknya lifetime cycles

Tabel 4.2. Hubungan antara MAOP dan Lifetime Cycles  
 Sumber : Pipeline risk management manual, W. Kent Muhlbauer

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

**d. Surge Potential (skor maks = 10 pts)**

Surge pressure adalah tekana gas / fluida terhadap system perpipaan, akibat aliran gas / fluida dalam pipa. Terjadinya perubahan aliran secara tiba-tiba mengakibatkan energi kinetik terkonversi menjadi energi tekanan potensial. Perubahan aliran gas / fluida dapat terjadi akibat kegiatan operasional system perpipaan seperti kegiatan buka / tutup valve, turn on-off system, dll.

Dalam menentukan skor ditetapkan berdasarkan terjadinya tekanan yang meningkat 10 % dari MAOP dan dikategorikan dalam 3 kategori sbb:

High probality	0 pts
Low probality	5 pts
Impossible	10 pts

### ***High Probability***

Kondisi dikategorikan sebagai *high probability* adalah apabila dalam pengoperasian system (devices, equipment, fluid velocity) dapat menimbulkan pressure surge.

### ***Low Probability***

Kondisi dikategorikan *low probability* adalah apabila fluid velocity dapat mengakibatkan pressure surge, namun pengoperasian system (surge tanks, relief valves, slow valve closures) dapat meredam kemungkinan terjadinya pressure surge.

### ***Impossible***

Kondisi dimana system tidak mempunyai potensi terjadinya pressure surge.

#### **e. *System Hydrostatic Test* (skor maks = 25 pts)**

*Hydrostatic test* adalah metoda untuk menilai dampak risiko berbasiskan waktu sejak test terakhir dan level test (berhubungan dengan normal tekanan maksimum pada saat operasi).

Perhitungan skor H, dimana  $H = (\text{Test Pressure}/\text{MAOP})$

$H < 1.10$ (1.10 = test pressure 10 % above MAOP)	0 pts
$1.11 < H < 1.25$	5 pts
$1.26 < 1.40$	10 pts
$H > 1.41$	15 pts

Dapat pula dengan mempergunakan rumus :

$(H - 1) \times 30 = \text{Points}$

Min = 0 pts

f. **Soil Movements (skor maks = 10 pts)**

Soil movement dapat saja terjadi secara tiba-tiba dan menimbulkan bencana, atau perubahan formasi lapisan tanah dalam jangka waktu yang lama dapat mengakibatkan tekanan dalam waktu yang bertahun-tahun terhadap pipa. Penilaian terhadap parameter *soil movement* berdasarkan potensi soil movement, yaitu :

**High**

High didefinisikan sebagai kondisi tanah yang selalu berubah/bergerak, longsor dll.

**Medium**

Medium didefinisikan sebagai kondisi tanah jarang bergerak/longsor dan dampak terhadap pipa tidak terlalu berbahaya.

**Low**

Low didefinisikan jarang sekali bergerak.

**None**

None didefinisikan tidak pernah terjadi pergerakan tanah pada jalur pipa

High	0 pts
Medium	2 pts
Low	6 pts
None	10 pts
Unknown	0 pts

### Tindakan Koreksi

Apabila dilakukan tindakan koreksi terhadap kondisi tanah seperti : pembuatan system drainase dll. Kegiatan untuk meningkatkan kondisi tanah ini diberikan bonus skor sebagai berikut :

Monitoring setiap tahun/sekali	+ 1 pts
Monitoring setiap saat	+ 2 pts
Stress relieving	+ 3 pts
Keterangan : Maksimum skor	10 pts

#### 4.4.1.4. Incorrect Operation Index (skor maks = 100 pts)

Indek kesalahan operasi terdiri dari :

Komponen	Scores	Bobot
<b>A. Design</b>		
1. Hazard Identification	0 – 4 pts	
2. MAOP Potential	0 – 12 pts	
3. Safety System	0 – 10 pts	
4. Material Selection	0 – 2 pts	
5. Checks	0 – 2 pts	
<b>Total</b>	<b>0 – 30 pts</b>	<b>30 %</b>
<b>B. Construction</b>		
1. Inspection	0 – 10 pts	
2. Materials	0 – 2 pts	
3. Joining	0 – 2 pts	
4. Backfill	0 – 2 pts	
5. Handling	0 – 2 pts	
6. Coating	0 – 2 pts	
<b>Total</b>	<b>0 – 20 pts</b>	<b>20 %</b>

<b>C. Operation</b>		
1. Procedures	0 – 7 pts	
2. SCADA / Communication	0 – 3 pts	
3. Drug – testing	0 – 2 pts	
4. Safety Programs	0 – 2 pts	
5. Surveys	0 – 5 pts	
6. Training	0 – 10 pts	
7. Mech. Errors Preventers	0 – 6 pts	
<b>Total</b>	<b>0 – 35 pts</b>	<b>35 %</b>
<b>D. Maintenance</b>		
1. Documentation	0 – 2 pts	
2. Schedule	0 – 3 pts	
3. Procedures	0 – 10 pts	
<b>Total</b>	<b>0 – 15 pts</b>	<b>15 %</b>
<b>Total A+B+C+D</b>	<b>0 – 100 pts</b>	<b>100 %</b>

**a. Design (skor maks = 30 pts)**

1. Hazard identification (skor maks = 12 pts)

2. MAOP Potential (skor maks = 12 pts)

Rutin = 0 pt

Jarang terjadi = 5 pts

Sangat jarang = 10 pts

Tidak mungkin = 12 pts

3. Safety System (skor maks = 10 pts)

Tidak ada safety devices = 0 pt

Ada, hanya 1 level = 3 pts

Ada > 1 level = 6 pts



Hanya observasi, atau remot saja	= 1 pts
Observasi dan control	= 3 pts
Tidak ada, tapi active menyaksikan	= -2 pts
Tidak ada, dan tidak terlibat	= -3 pts
Tidak diperlukan safety system	= 10 pts

4. Material selection (skor maks = 2 pts)

5. Checks (skor maks = 2 pts)

**b. Construction (skor maks = 20 pts)**

1. Inspection = 10 pts

2. Materials = 2 pts

3. Joining = 2 pts

4. Backfill = 2 pts

5. Handling = 2 pts

6. Coating = 2 pts

**c. Operation (skor maks = 35 pts)**

1. Procedure (skor maks = 7 pts)

Skor maksimal diberikan apabila seluruh prosedur dilaksanakan a.l :

- Pemeliharaan valve
- Safety device dikalibrasi dan dilakukan pemeliharaan
- Prosedur shutdown dan star up dilakukan
- Pengoperasian pompa
- Perubahan pergerakan produk

- Pemeliharaan ROW
- Kalibrasi flow meter
- Pemeliharaan instrument

2. SCADA/Communications (skor maks = 3 pts)

Skor maksimum diberikan apabila tersedia system SCADA dan prosedur protocol dilaksanakan seperti prosedur standar dalam hal komunikasi antara teknisi dilapangan dengan pusat pengendalian misalnya :

- Keadaan valve sedang terbuka atau tertutup
- Pompa dan kompresor sedang terbuka atau tertutup
- Vendor flow sedang hidup atau berhenti
- Instrument sedang tidak pakai
- Kegiatan pemeliharaan lainnya yang mungkin berdampak terhadap kegiatan operasi

3. Drug Testing (skor maks = 2 pts)

4. Safety Program (skor maks = 2 pts)

5. Survey (skor maks = 5 pts)

6. Training (skor maks = 10 pts)

Dokumen tersedia	= 2 pts
Testing	= 2 pts
Topics covered	= 2,5 pts
Emergency drills	= 0,5 pts
Job procedure	= 2 pts
Jadwal training ulang	= 1 pt

7. Mechanical Error Preventer (skor maks = 6 pts)

Three-way valves	= 4 pts
Lock-out devices	= 2 pts
Key-lock sequence program	= 2 pts
Computer permissives	= 2 pts
Highlighting instruments	= 1 pts

d. Maintenance (skor maks = 15 pts)

1. Dokumentasi	= 2 pts
2. Jadwal	= 3 pts
3. Procedure	= 10 pts

4.4.2. Leak Impact Factor (LIF)

Berikut ini beberapa formula yang dapat dijadikan pedoman dalam melakukan perhitungan resiko dampak kebocoran :

$$\text{Leak Impact Factor} = \text{Product Hazard} \times \text{Leak Volume} \times \text{Dispersion} \times \text{Receptor}$$

4.4.2.1. Product Hazard (PH)

a. Acute hazards:

Flammability (Nf) .....	0 – 4 pts
Reactivity (Nr) .....	0 – 4 pts
Toxicity (Nh) .....	0 – 4 pts
<b>Total</b>	<b>0 – 12 pts</b>

b. Chronic Hazard, Reportable Quantity (RQ) = 0 – 10 pts

PH = (acute + chronic hazards), skor = 0-22 pts

Penilaian Bahaya (Nf, Nr, Nh), penghitungan skor kecepatan pelepasan produk menurut RQ dan pedoman klasifikasi bahaya mengacu pada tabel 2.3, 2.4 dan 4.3.

Tabel 4.3. Pedoman klasifikasi bahaya menurut jenis bahaya kesehatan, kebakaran dan reaktifitas menurut NFPA

Identifikasi Bahaya (Nh) Kesehatan/Toksisitas Kode Warna : BIRU		Identifikasi Bahaya (Nf) Kebakaran Kode Warna : MERAH		Identifikasi Bahaya (Nr) Reaktifitas Kode Warna : KUNING	
Derajat	Dampak Kesehatan	Derajat	Kerentanan bahan untuk terbakar	Derajat	Potensi bahan untuk melepaskan energi
4	Bahan yang dengan pemaparan sangat singkat dapat menyebabkan kematian atau cedera menetap (major residual injury)	4	Bahan yang cepat menguap pada suhu dan tekana udara normal bahan yang telah ada di udara dan siap terbakar	4	Bahan yang mudah meledak pada suhu dan tekanan udara normal
3	Bahan yang dengan pemaparan singkat dapat menyebabkan cedera serius, sementara, maupun menetap (serious temporary of residual)	3	Bahan padat dan cair yang dapat terbakar pada suhu udara normal	3	Bahan yang dapat meledak setelah melalui proses pemanasan atau bereaksi dengan air
2	Bahan yang pada pemaparan intensif/kontinyu (tetapi bukan kronik) dapat menyebabkan penurunan kemampuan tubuh (inkapasitasi) atau kemungkinan cedera	2	Bahan yang dapat terbakar jika terpapar dengan suhu udara yang tinggi	2	Bahan yang dapat membentuk campuran mudah meledak dengan air dan menimbulkan reaksi kimia pada suhu dan tekanan udara yang menigkat
1	Bahan yang pada pemaparan dapat menyebabkan iritasi tetapi hanya menimbulkan cedera ringan (minor residual injury)	1	Bahan yang hanya dapat terbakar jika dipanaskan dulu sebelumnya	1	Bahan stabil yang berubah menjadi tidak stabil pada peningkatan suhu dan tekana udara
0	Bahan yang pada pemaparan tidak menimbulkan bahaya	0	Bahan yang tidak mudah terbakar	0	Bahan yang selalu stabil walaupun terbakar dan tidak bereaksi dengan air

#### 4.4.2.2. Leak Volume (LV) / Spill Score

Penghitungan spill score adalah berdasarkan tabel 4.4 di bawah ini :

Tabel 4.4. *Effective spill size adjustment factor* didasarkan pada %SMYS pipa gas tekanan tinggi \*

Toughness	% of SMYS				
	< 40 %	50%	60%	70%	> 80%
Lowest (PVC)	1	1,5	1,5	1,5	2
Low (Cast iron)	1	1	1,5	1,5	2
Medium (PE, API5LX60, or higher steel)	1	1	1	1	1,5
Base case (A53 Grade B steel)	1	1	1	1	1

\* menggunakan nilai lebih kecil ketika mengevaluasi liquid pipeline

SYMS (Specified Minimum Yield Strength) adalah jumlah tekanan suatu materi yang dapat bertahan sebelum kerusakan permanen (hasil) terjadi.

#### 4.4.2.3. Dispersion (D)

Besarnya nilai dispersi dapat dianalisa dari kebocoran pada pipa tersebut dan populasi yang berdekatan dengan kebocoran tersebut, sehingga perkiraan nilai dispersi adalah (*spill score : population score*).

#### 4.4.2.4. Receptor (R)

Penghitungan population density adalah berdasarkan tabel 4.5 di bawah ini:

Tabel 4.5. Kategorisasi kepadatan penduduk

Kategori	Kriteria Jumlah bangunan dalam wilayah sepanjang 1,6 km, lebar 0,4 km	Nilai Risiko
Kelas 1	0 s/d 10	1
Kelas 2	> 10 s/d 46	2
Kelas 3	> 46	3
Kelas 4	> 46 dan bertingkat	4

#### 4.4.3. *Relative Risk Score*

*Relative risk score* adalah nilai relative dari efektifitas manajemen risiko terhadap suatu sistem perpipaan

$$\text{Relative Risk Score} = (\text{Index Sum}) / (\text{Leak Impact Factor})$$

#### 4.5. Teknik Analisa Data

Analisa data dilakukan terhadap tabel yang nilainya dihasilkan dengan cara perhitungan matematis sistem skoring (*risk rating model*) sesuai dengan metode pemodelan W. Kent Muhlbauer.

## BAB V

### HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

#### 5.1. Gambaran Umum Sistem Perpipaan Gas

Bagian ini menjelaskan gambaran umum sistem perpipaan gas PT. ABC yang terdiri dari lokasi keberadaan jalur pipa gas yang akan dikaji tingkat risikonya, kondisi iklim di wilayah dimana pipa dibentangkan, spesifikasi produk yang mengalir dalam pipa gas dan spesifikasi pipa gas tersebut.

##### 5.1.1. Lokasi Jalur Pipa Gas PT. ABC

Jalur pipa gas PT. ABC mempunyai panjang  $\pm 661$  meter, berlokasi di Cilegon-Banten dan terletak pada 2 posisi, yaitu di bawah permukaan tanah dengan kedalaman  $\pm 1,7$  meter dari atas permukaan tanah dan ada juga jalur pipa yang berada di atas permukaan tanah. Jalur pipa yang berada di atas permukaan tanah adalah pada stasiun meter PT. X Cilegon-Banten dan sebagian jalur pipa yang berada di PT. XYZ.

Jalur pipa gas PT. ABC sepanjang  $\pm 661$  meter melewati beberapa area perusahaan lain dan mempunyai diameter yang berbeda-beda, yaitu :

- Stasiun meter PT. X Cilegon sepanjang  $\pm 159$  meter dengan diameter 16 inch
- PT. UVW sepanjang  $\pm 400$  meter dengan diameter 4 inch
- PT. XYZ sepanjang  $\pm 102$  meter dengan diameter 4 inch

Dari ketiga daerah ini, 2 jalur berada di dalam area KIEC, yaitu : stasiun meter PT. X Cilegon dan PT. UVW, sedangkan pada jalur PT. XYZ terdapat di daerah jalan raya Anyer-Cilegon.

### 5.1.2. Kondisi Iklim di Wilayah Jalur Pipa Gas PT. ABC

Suhu udara di wilayah kota Cilegon berkisar antara 22°C (terendah) - 32°C (tertinggi), sedangkan kelembaban udara berkisar antara 74% (terendah) – 82% (tertinggi) dan curah hujan rata-rata dalam setahun 143,5 mm.

### 5.1.3 Spesifikasi Produk

Produk yang mengalir dalam pipa service line ini adalah gas alam (Natural gas) yang memiliki komposisi sebagai berikut :

Tabel 5.1. Komposisi Gas (% mole)

Field : PT. ABC

No.	Jenis Gas	Konsentrasi %
1	Methane (CH <sub>4</sub> )	95-99
2	Nitrogen (N <sub>2</sub> )	0-2
3	Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0-3
4	Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0-3
5	Butane	0-3
6	Pentane	0-3

Sumber : MSDS PT. ABC



#### 5.1.4. Spesifikasi Pipa

##### 5.1.4.1. Lokasi Bentangan Stasiun Meter PT. X Cilegon – PT. LMN

Panjang	: ± 159 m
Bahan Pipa	: API 5L Gr B
Diameter Luar (D)	: 16 inch (406,40 mm)
Tebal Dinding (t)	: 0,376 inch (9,53 mm)
Design Temperatur ( $T_{ds}$ )	: 120°F (49°C)
Operating Temperatur ( $T_{op}$ )	: 80°F (27°F)
Specified Minimum Yield Strength	: 35000 Psi (2461 kgs/cm <sup>2</sup> )
Design Pressure (DP)	: 588 Psig
Operating Pressure ( $P_{op}$ )	: 225 Psig (15,82 kgs/cm <sup>2</sup> )
Hydrotest Pressure (TP)	: 700 Psig
MAOP (1,4 TP)	: 500 Psig
Tahun Dibuat/Mulai digunakan	: 2004/2005

##### 5.1.4.2. Lokasi Bentangan PT. LMN – PT. UVW

Panjang	: ± 400 m
Bahan Pipa	: API 5L Gr B
Diameter Luar (D)	: 4 inch (±114,30 mm)
Tebal Dinding (t)	: 0,237 inch (6,02 mm)
Design Temperatur ( $T_{ds}$ )	: 120°F (49°C)
Operating Temperatur ( $T_{op}$ )	: 80°F (27°F)
Specified Minimum Yield Strength	: 35000 Psi (2461 kgs/cm <sup>2</sup> )
Design Pressure (DP)	: 588 Psig

Operating Pressure ( $P_{op}$ )	: 225 Psig (15,82 kgs/cm <sup>2</sup> )
Hydrotest Pressure (TP)	: 700 Psig
MAOP (1,4 TP)	: 500 Psig
Tahun Dibuat/Mulai digunakan	: 2004/2005

#### 5.1.4.3. Lokasi Bentangan PT. LMN – PT. XYZ

Panjang	: ± 102 m
Bahan Pipa	: API 5L Gr B
Diameter Luar (D)	: 4 inch (±114,30 mm)
Tebal Dinding (t)	: 0,237 inch (6,02 mm)
Design Temperatur ( $T_{ds}$ )	: 120°F (49°C)
Operating Temperatur ( $T_{op}$ )	: 80°F (27°F)
Specified Minimum Yield Strength	: 35000 Psi (2461 kgs/cm <sup>2</sup> )
Design Pressure (DP)	: 588 Psig
Operating Pressure ( $P_{op}$ )	: 225 Psig (15,82 kgs/cm <sup>2</sup> )
Hydrotest Pressure (TP)	: 700 Psig
MAOP (1,4 TP)	: 500 Psig
Tahun Dibuat/Mulai digunakan	: 2004/2005

#### 5.2. Gambaran Hazards dan Risiko Pipa

Berdasarkan data identifikasi bahaya yang ada pada jalur pipa service line gas ini, maka diperoleh gambaran potensi bahaya dan risiko keselamatan sebagai berikut :

Tabel 5.2. Gambaran potensi bahaya dan risiko pipa gas PT. ABC

No	Bahaya & Sumber Bahaya	Potensi Dampak
1.	Fisik, Bahaya ini bersumber dari <i>ROW</i> yang melintasi jalan	Jenis bahaya yang bersumber dari kondisi-kondisi tersebut dapat menimbulkan potensi dampak terhadap sistem perpipaan, yaitu sebagai
2.	<i>Internal Corrosion</i> , Bersumber dari interaksi dengan fluida yang memiliki sifat korosif terhadap logam.	berikut. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pipa pecah / bocor</li> <li>• Kebakaran</li> </ul>
3.	<i>External Corrosion</i> , Bersumber dari kondisi atmosfer, curah hujan di area <i>ROW</i> pipa, dan lain-lain.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tumpahan</li> <li>• Pencemaran</li> <li>• Gangguan operasi</li> </ul>

Berdasarkan tabel di atas mengenai identifikasi bahaya beberapa jenis bahaya meliputi bahaya fisik terhadap pipa yang berasal dari ROW, korosi internal dan eksternal. Bahaya tersebut dapat menimbulkan dampak terhadap pipa misalnya kemungkinan timbulnya kebocoran pipa, kebakaran, tumpahan dari fluida yang ada di dalam pipa dan gangguan terhadap pengoperasian pipa.

Meskipun hasil identifikasi bahaya ini memberikan informasi kemungkinan bahaya dan dampak apa saja yang berkaitan dengan sistem perpipaan yang ada, namun untuk menentukan tindakan pengendalian pada sistem perpipaan, hal ini tidaklah cukup. Pengendalian bahaya dan kerugian yang akan diterapkan

harus didasari pada besaran atau tingkat bahayanya, maka pada tahap selanjutnya akan dilakukan analisa dan evaluasi risiko pada jalur pipa gas service line ini, sehingga diperoleh gambaran tingkat risiko yang akan dijadikan dasar dalam menentukan rekomendasi untuk pengendalian risiko pada sistem pengoperasian pipa yang tepat, efektif dan efisien.

### **5.3. Gambaran Tingkat Risiko Pipa**

Gambaran tingkat risiko pipa gas PT. ABC Cilegon-Banten pada kajian ini dapat dijelaskan dalam beberapa bagian, yaitu :

- Gambaran tingkat risiko setiap indek dari setiap *section*
- Gambaran tingkat risiko secara keseluruhan dari setiap *section*
- Gambaran tingkat risiko secara keseluruhan jalur pipa gas yang dimiliki oleh PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC – PT. XYZ Cilegon – Banten

#### **5.3.1. Tingkat Risiko Pipa Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon**

##### **5.3.1.1. Tingkat Risiko *Third Party Damage Index***

Indeks *third party damage index* merupakan faktor risiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan eksternal pipa. Faktor tersebut diantaranya adalah kedafaman pipa, tingkat aktifitas di atas jalur pipa, fasilitas di atas jalur pipa, adanya *one call system* yang terapkan oleh pihak pengelola pipa, sosialisasi kepada masyarakat sekitar pipa, patroli terhadap jalur pipa, dan kondisi ROW.

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.3. *Third Party Index* stasiun meter PT. X Cilegon

		Weight	Score	Weight	Actual Score	Change (%)
A	Minimum Depth of Cover	20 pts	20 pts	5 %	5 %	0 %
B	Activity Level	15 pts	20 pts	5 %	3,75 %	1,25 %
C	Aboveground Facilities	10 pts	10 pts	2,50 %	2,50 %	0 %
D	Line Locating	13 pts	15 pts	3,75 %	3,25 %	0,50 %
E	Public Education	8 pts	15 pts	3,75 %	2 %	1,75 %
F	Right of Way Condition	3 pts	5 pts	1,25 %	0,75 %	0,50 %
G	Patrol Frequency	15 pts	15 pts	3,75 %	3,75 %	0 %
Total Third Party Index		84 pts	100 pts	25 %	21 %	4 %

Berdasarkan model penilaian / skoring yang dikeluarkan oleh W. Kent Muhlbauer, nilai maksimum untuk *third party damage index* adalah 100 points. Jadi semakin besar point-nya maka semakin rendah tingkat risikonya. Dapat dilihat bahwa faktor risiko yang cukup berarti mempengaruhi nilai risiko ini adalah faktor *Activity Level* dan *Public education*.

Jalur pipa gas PT. ABC yang berada pada jalur stasiun meter PT. X sepanjang  $\pm 159$  meter dengan perincian sepanjang  $\pm 10$  meter berada di bawah tanah pada kedalaman  $\pm 2$  meter merupakan crossing road dan sisanya  $\pm 139$  meter berada di atas permukaan tanah dipasang pada ketinggian  $\pm 1$  meter dengan menggunakan support H-beam. Jalur pipa gas PT. ABC yang berada pada jalur stasiun meter PT. X berada pada kawasan yang tertutup dari umum dan hanya yang berkepentingan saja yang dapat memasuki area ini dan berada di kawasan industri.

Upaya yang perlu ditingkatkan untuk meningkatkan keselamatan pipa dikarenakan pihak ketiga diantaranya adalah meningkatkan kegiatan pendidikan atau sosialisasi kepada masyarakat disekitar jalur pipa, sehingga informasi dan cara penggulungan bahaya dapat *disharing* dan meningkatkan pemantauan terhadap kondisi di sekitar ROW. Program pendidikan dan pelatihan dengan komunitas yang berada dalam kawasan tersebut harus dilakukan secara reguler.

### 5.3.1.2. Tingkat Risiko *Corrosion Index*

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.4. Corrosion index stasiun meter PT. X Cilegon

		Present	Future	Present	Future	Future
<b>A</b>	<b>Atmospheric Corrosion</b>	<b>8 pts</b>	<b>10 pts</b>	<b>2,5%</b>	<b>2%</b>	<b>0,5 %</b>
	1. Atmospheric Exposure	5 pts	5 pts	1,25 %	1,25 %	0%
	2. Atmospheric Type	1 pts	2 pts	0,5 %	0,25%	0,25%
	3. Atmospheric Coating	2 pts	3 pts	0,75 %	0,50 %	0,25%
<b>B</b>	<b>Internal Corrosion</b>	<b>16 pts</b>	<b>20 pts</b>	<b>5%</b>	<b>4%</b>	<b>1%</b>
	1. Product corrosivity	7 pts	10 pts	2,5%	1,75%	0,75%
	2. Internal Protection	9 pts	10 pts	2,5%	2,25%	0,25%
<b>C</b>	<b>Subsurface Corrosion</b>	<b>55 pts</b>	<b>70 pts</b>	<b>17,5%</b>	<b>13,75%</b>	<b>3,75%</b>
	1. Subsurface Environment	12 pts	20 pts	5%	3%	2%
	- Soil Corrosivity	8 pts	15 pts	3,75%	2%	1,75%
	- Mechanical Corrosion	4 pts	5 pts	1,25%	1%	0,25%

	2. Cathodic Protecion	23 pts	25 pts	6,25%	5,75%	0,50%
	- Effectiveness	14 pts	15 pts	3,75%	3,5%	0,25%
	- Interference Potential	9 pts	10 pts	2,5%	2,25%	0,25%
	3. Coating	20 pts	25 pts	6,25%	5%	1,25%
	- Internal Inspection Tool	5 pts	10 pts	2,5%	1,25%	1,25%
	- Condition	15 pts	15 pts	3,75%	3,75%	0%
	<b>Total Corroton Index</b>	<b>79 pts</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19,75 %</b>	<b>5,25 %</b>

Beberapa faktor yang berkontribusi terhadap skor indeks korosi berasal dari faktor korosi yang disebabkan oleh kondisi lingkungan/atmosfir (*atmospheric corrosion*), faktor korosi yang berasal dari dalam pipa itu sendiri (*internal corrosion*) dan faktor korosi yang diakibatkan karena pipa tersebut ditanam dalam tanah (*subsurface corrosion*). Apabila dilihat dari ketiga jenis sumber korosi tersebut maka faktor yang paling berkontribusi terhadap potensi kegagalan pipa adalah faktor korosi *subsurface corrosion* (*chance of failure* 3,75%). Faktor dominan yang berpengaruh pada korosi ini adalah korosifitas tanah dan internal inspection tool, sehingga harus dilakukan usaha untuk meningkatkan kualitas dan kuantitas coating maupun inspeksinya

### 5.3.1.3. Tingkat Risiko Design Index

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.5. Design index stasiun meter PT. X Cilegon

		Score	Max. Score	Weight	Chance of Failure	Chance of Failure
A	Safety Factor	19	35 pts	8,75 %	4,75 %	4 %
B	Fatigue	11	15 pts	3,75 %	2,75 %	1%
C	Surge Potential	10	10 pts	2,50 %	2,50%	0%
D	System Hydrostatic Test	15	25 pts	6,25 %	3,75 %	2,5 %
E	Soil Movements	7	10 pts	2,50 %	1,75 %	0,75 %
Total Design Index		62	100 pts	25 %	15,5 %	9,5 %

Berdasarkan skor di atas dapat terlihat bahwa faktor risiko disain ini masih perlu ditingkatkan lagi. Beberapa faktor dominan yang mempengaruhi nilai risiko disain ini adalah *safety factor* (*chance of failure 4%*), *system hydrostatic test* (*chance of failure 2,5%*), *fatigue* (*chance of failure 1 %*).

- *Sistem safety factor* diperoleh dari perbedaan antara tekanan pada tahap disain terhadap tekanan operasi saat ini, atau disebut dengan *design-to-MAOP ratio*.
- *System hydrostatic test* dengan skor sebesar 15 (skor maksimal = 25). Tes hidrostatik merupakan suatu pengujian dan pemeriksaan pipa internal untuk mengetahui ketebalan pipa aktual setelah pipa beroperasi. Faktor ini merupakan faktor *prevention*, yaitu faktor yang dapat dilakukan pencegahan dengan melakukan test hidrostatik.
- *Fatigue*, pada studi ini skor rata-rata keseluruhan faktor risiko ini adalah sebesar 11 (skor maksimal = 15). Salah satu faktor dari potensi terjadinya *fatigue* pada sistem pengoperasian pipa adalah waktu dan intensitas pengoperasian pipa.



#### 5.3.1.4. Tingkat Risiko *Incorrect Operation Index*

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.6. Incorrect operation index stasiun meter PT. X Cilegon

		Score	Max. Score	Value	Range of Situation	Range of Index
<b>A</b>	<b>Design</b>	<b>24</b>	<b>30 pts</b>	<b>7,5%</b>	<b>6 %</b>	<b>1,5 %</b>
	1. Hazard Identification	4	4 pts	1%	1 %	0 %
	2. Potential for reaching MAOP	10	12 pts	3%	2,5 %	0,5 %
	3. Safety Systems	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	4. Material Selection	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
	5. Checks	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
<b>B</b>	<b>Construction</b>	<b>14</b>	<b>20 pts</b>	<b>5%</b>	<b>3,5 %</b>	<b>1,5 %</b>
	1. Inspection	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	2. Materials	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	3. Joining	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	4. Backfill	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	5. Handling	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	6. Coating	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
<b>C</b>	<b>Operation</b>	<b>27</b>	<b>35 pts</b>	<b>8,75 %</b>	<b>6,75 %</b>	<b>2 %</b>
	1. Procedures	7	7 pts	1,75%	1,75 %	0%
	2. SCADA / Communication	2	3 pts	0,75%	0,5 %	0,25 %
	3. Drug Testing	2	2 pts	0,50%	0,50 %	0 %
	4. Safety Programs	1	2 pts	0,50%	0,25 %	0,25 %
	5. Surveys	4	5 pts	1,25 %	1 %	0 %
	6. Training	8	10 pts	2,50%	2 %	0,5 %

	7. Mechanical error prevention	2	6 pts	1,5%	0,50 %	1%
<b>D</b>	<b>Maintenance</b>	<b>13</b>	<b>15 pts</b>	<b>3,75%</b>	<b>3,25 %</b>	<b>0,5 %</b>
	<b>Total Incorrect Operation Index</b>	<b>78</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19,5 %</b>	<b>5,5 %</b>

Dari hasil perhitungan diperoleh hasil rata-rata skor *Incorrect operation index* adalah sebesar 78. Apabila dibandingkan dengan skor maksimum yaitu 100 maka skor *incorrect operation index* ini dapat dikatakan sudah baik atau dengan kata lain tingkat risiko pada *index* ini relatif rendah. Namun demikian ada yang masih perlu diperhatikan, yaitu:

- Tahap konstruksi sebesar 14 point (chance of failure 1,5%), dengan skor maksimal sebesar 20.
- Tahap operasional sebesar 27 point (chance of failure 2%), dengan skor maksimal sebesar 35.

Dalam tahap konstruksi kegiatan inspeksi harus dilakukan secara intensif, karena bagian inilah merupakan yang berpengaruh paling besar dalam menjamin keselamatan pipa, sedangkan pada tahap operasi yang perlu diperhatikan adalah safety program dan pencegahan adanya kegagalan operasi mekanik.

#### 5.3.1.5. Total Tingkat Risiko Section 1 Stasiun Meter PT. X Cillegon

Dari hasil perhitungan di atas, maka nilai tingkat risiko (total probability index) untuk section 1 dapat diringkas sebagai berikut :

Tabel 5.7. Summary of Risk Analysis Section 1 Station Meter PT. X Cilegon

	THIRD PARTY INDEX	CORROSION INDEX	DESIGN INDEX	INCORRECT OPERATION	TOTAL PROBABILITY INDEX
THIRD PARTY INDEX	84	100	25 %	21 %	4 %
CORROSION INDEX	79	100	25 %	19,75 %	5,25 %
DESIGN INDEX	62	100	25 %	15,5 %	9,5 %
INCORRECT OPERATION	78	100	25 %	19,5 %	4,5 %
TOTAL PROBABILITY INDEX	303	400	100 %	75,75%	24,25%

Tabel 5.7. menunjukkan bahwa tingkat kehandalan sistem keselamatan pipa di section 1 yang terdiri dari variabel *Third party index*, variabel *Corrosion Index*, variabel *Design Index* serta variabel *Incorrect Operation*, adalah sebesar 303 yang berarti mempunyai kemampuan untuk mengendalikan risiko (*Change of Survival*) sebesar 75,75%. Selain itu, kemungkinan sistem keselamatan pipa mengalami kegagalan (*Change of Failure*) sebesar 24,25%.

Berdasarkan tabel di atas juga dapat dilihat bahwa gambaran setiap variabel yang memberikan kontribusi terhadap nilai relative risk score secara keseluruhan. Pada tabel tersebut di atas terlihat nilai *third party damage index* yang menggambarkan potensi kerusakan pipa yang disebabkan oleh pihak ketiga memiliki kemungkinan terjadinya kesalahan sebesar 4%. Kemudian potensi kontribusi *corrosion index* untuk menyebabkan terjadinya korosifitas pada pipa adalah sebesar 5,25%. Sedangkan faktor *design index* yang berpotensi menyebabkan terjadinya

gangguan pada sistem keselamatan pipa adalah sebesar 9,5%. Sementara itu, faktor *incorrect operation index* yang mempunyai potensi untuk menyebabkan terjadinya gangguan operasi pada sistem pipa adalah sebesar 4,5%.

### **Pengendalian *Corrosion Index***

Pada dasarnya pihak pengelola pipa sudah melakukan beberapa upaya pencegahan korosi pipa, namun masih terdapat beberapa hal yang perlu ditingkatkan untuk mengurangi risiko korosi yang ada, yaitu :

- Mempertahankan dan meningkatkan kualitas dan kuantitas inspeksi *coating* serta mempertahankan dan meningkatkan jadwal inspeksi dengan teratur dan terjadwal secara formal
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem dokumentasi cacat *coating* secepat mungkin (*immediately documented*) dan terjadwal secara teratur. Tindakan perbaikan dilaksanakan sesuai dengan jenis *coating* yang digunakan dan dilaksanakan sesuai jadwal
- Melakukan kembali *close interval survey* untuk menurunkan tingkat risiko
- Melakukan secara rutin *intelligent pig inspection* untuk menurunkan risiko
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem perlindungan katodik (*Cathodic Protection System*) yang sudah ada.

### **Pengendalian *Design Index***

Pada faktor risiko yang bersumber dari disain terdapat faktor-faktor yang tidak dapat diintervensi karena bersifat atribut diantaranya *pipe safety factor*, *system safety factor* dan *fatigue*. Namun upaya pengendalian terhadap faktor risiko ini dapat dilakukan dengan mengoptimalkan faktor-faktor disain lainnya yaitu sebagai berikut;

- Meningkatkan *system hydrostatic test*, sehingga dapat diketahui kondisi internal pipa terkini secara berkala misalnya pemeriksaan ketebalan pipa aktual terkini secara berkala.
- Meningkatkan kegiatan monitoring yang sudah dilakukan untuk menjaga tekanan operasi agar tidak melampaui tekanan operasi maksimal yang sesuai dengan disain pipa.
- Memasang *soil movement indicator* atau melakukan *periodic survey* untuk memantau pergerakan tanah secara berkala

#### 5.3.1.6. Tingkat Leak Impact Factor Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon

Berdasarkan model penilaian risiko dari W. Kent Muhlbauer, semakin tinggi skor konsekuensi, maka semakin besar dampak yang dapat terjadi jika terjadi kebocoran pipa. Hasil penilaian skor faktor *Leak Impact* ini bergantung pada beberapa faktor, yaitu:

- Karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa (*flammability*, reaktivitas, toksisitas, kronik)
- Faktor dispersi & Kebocoran
- Lingkungan sekitar, misalnya kepadatan penduduk.

Perhitungan Leak Impact Factor (LIF) menggunakan model W. Kent Muhlbauer 2004, dimana nilai  $LIF = PH \times LV \times D \times R$

Tabel 5.8. Leak impact factor section 1 stasiun meter PT. X Cilegon

		Skor Faktor	Wt. Skor
<b>A</b>	<b>Product – Hazard</b>	<b>9</b>	<b>22 pts</b>
	1. Acute Hazard	7	12 pts

	Flammability, Nf	4	4 pts
	Reactivity, Nr (pressure>200 psig)	2	4 pts
	Toxicity, Nh	1	4 pts
	2. Chronic Hazard, RQ	2	10 pts
<b>B</b>	<b>Dispersion Factor =</b>		
	(Spill size ÷ Population score)	1	
	Leak volume / spill size	1	
	Receptor / population score	1	
	<b>Total Leak Impact Factor</b>	9	

a. **Product Hazard:** bahaya yang ditimbulkan dari karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa yaitu *flammability*, reaktivitas, toksisitas akut dan kronik :

- *Flammability*, Nf, berdasarkan klasifikasi NFPA masuk kedalam kategori “flammable: atau Nf = 4.
- *Reactivity*, Nr, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa bahan kimia yang bersifat stabil, masuk kedalam kategori Nr = 0.

Nilai reactivity (Nr) = 2, karena pipa bertekanan yang ada tidak ditanam dan mempunyai energi potensial yang bisa menyebabkan puing dan pecahan pipa menjadi proyektil yang dapat melukai jika ada kondisi katastrofik

- Toksisitas akut, Nh, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa tidak terdapat bahaya kesehatan atau Nh = 1.
- Bahaya kronik, RQ, berdasarkan CERCLA Rating untuk methane adalah 5000 dan oleh W. Kent Muhlbauer, Appendix A, nilai RQ disamakan 2 point.

- b. *Faktor dispersi* : faktor ini adalah jika terjadi kebocoran, bahaya dari produk yang terdispersi tergantung pada nilai leak volume dan receptor ( leak volume : receptor)
- c. *Leak volume / spill size* : nilai ini didapatkan dengan memperhatikan kekuatan pipa (toughness) dan prosentase dari SMYS (% of SMYS). Karena bahan pipa yang digunakan adalah jenis grade B, maka sesuai tabel 4.4, nilai leak volume / spill size di *adjust* menjadi 1.
- d. *Receptor / Population density*: nilai ini didapatkan dengan mempertimbangkan banyaknya komunitas penduduk di daerah tersebut. Dan sesuai dengan standar DOT CFR 192 (tabel 4.5) masuk kategori class 1 = 1 point, karena lokasi pipa berada di lokasi jarang penduduk.

Sehingga dengan menggunakan rumus yang ada dan perhitungannya, maka diperoleh skor *Leak impact Factor* sebesar 9. Semakin tinggi nilai skor *Leak Impact Factor*, maka risikonya makin tinggi karena faktor ini adalah faktor pembagi.

Dari hasil tersebut diatas, menunjukkan bahwa tipe hazard yang dominan adalah *acute*, *hazard nature*-nya adalah *thermal* dan model hazard yang dominan adalah radiasi panas dan jet fire. Hal ini menunjukkan bahwa sebagian besar jalur pipa memiliki tingkat risiko yang tinggi.

#### 5.3.1.7. Relative Risk Score Pipa Section 1 Stasiun Meter PT. X Cilegon

Dari data total tingkat risiko pipa section 1 stasiun meter PT. X Cilegon dan data Leak Impact Factor, maka dapat dihitung nilai relative risk score, yaitu :

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = (\text{Total Probability Index})/(\text{Leak Impact Factor})$$

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = 303/9$$

$$= 33,67$$

Mengacu pada klasifikasi risiko (tabel 2.5) dan kriteria risiko (Gambar 2.10) yang telah disebutkan di atas, maka tingkat risiko pengoperasian pipa gas section 1 adalah **High Risk (Intolerable)**.

### 5.3.2. Tingkat Risiko Pipa Section 2 PT. UVW

#### 5.3.2.1. Tingkat Risiko *Third Party Damage Index Section 2 PT. UVW*

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.9. Third Party Damage Index Section 2 PT. UVW

		Skor Maksimal	Skor Mendapatkan	Persentase Skor	Persentase Skor Mendapatkan	Persentase Salah
A	Minimum Depth of Cover	20	20 pts	5 %	5 %	0 %
B	Activity Level	15	20 pts	5 %	3,75 %	1,25 %
C	Aboveground Facilities	8	10 pts	2,50 %	2 %	0,5 %
D	Line Locating	13	15 pts	3,75 %	3,25 %	0,75 %
E	Public Education	8	15 pts	3,75 %	2 %	1,75 %
F	Right of Way Condition	3	5 pts	1,25 %	0,75 %	0,5 %
G	Patrol Frequency	15	15 pts	3,75 %	3,75 %	0 %
Total Third Party Index		82	100 pts	25 %	20,5%	4,5%



Indeks *third party damage index* merupakan faktor risiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan eksternal pipa. Faktor tersebut diantaranya adalah kedalaman pipa, tingkat aktifitas di atas jalur pipa, fasilitas di atas jalur pipa, adanya *one call system* yang diterapkan oleh pihak pengelola pipa, sosialisasi kepada masyarakat sekitar pipa, patroli terhadap jalur pipa, dan kondisi ROW.

Upaya yang perlu ditingkatkan untuk meningkatkan keselamatan pipa dikarenakan pihak ketiga diantaranya adalah meningkatkan kegiatan pendidikan atau sosialisasi kepada masyarakat disekitar jalur pipa, sehingga informasi dan cara pengurangan bahaya dapat *disharing* dan meningkatkan pemantauan terhadap kondisi di sekitar ROW. Program pendidikan dan pelatihan dengan komunitas yang berada dalam kawasan tersebut harus dilakukan secara regular.

#### 5.3.2.2. Tingkat Risiko *Corrosion Index Section 2 PT. UVW*

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.10 *Corrosion Index Section 2 PT. UVW*

		Maximal	Minimal	Weight	Weight	Weight
<b>A</b>	<b>Atmospheric Corrosion</b>	<b>6 pts</b>	<b>10 pts</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1 %</b>
	1. Atmospheric Exposure	3 pts	5 pts	1,25 %	0,75 %	0,5%
	2. Atmospheric Type	1 pts	2 pts	0,5 %	0,25%	0,25%
	3. Atmospheric Coating	2 pts	3 pts	0,75 %	0,50 %	0,25%
<b>B</b>	<b>Internal Corrosion</b>	<b>16 pts</b>	<b>20 pts</b>	<b>5%</b>	<b>4%</b>	<b>1%</b>

	1. Product corrosivity	7 pts	10 pts	2,5%	1,75%	0,75%
	2. Internal Protection	9 pts	10 pts	2,5%	2,25%	0,25%
<b>C</b>	<b>Subsurface Corrosion</b>	<b>54 pts</b>	<b>70 pts</b>	<b>17,5%</b>	<b>13,5%</b>	<b>4%</b>
	1. Subsurface Environment	12 pts	20 pts	5%	3%	2%
	- Soil Corrosivity	8 pts	15 pts	3,75%	2%	1,75%
	- Mechanical Corrosion	4 pts	5 pts	1,25%	1%	0,25%
	2. Cathodic Protecion	22 pts	25 pts	6,25%	5,75%	0,50%
	- Effectiveness	14 pts	15 pts	3,75%	3,5%	0,25%
	- Interference Potential	8 pts	10 pts	2,5%	2 %	0,5%
	3. Coating	20 pts	25 pts	6,25%	5%	1,25%
	- Internal Inspection Tool	5 pts	10 pts	2,5%	1,25%	1,25%
	- Condition	15 pts	15 pts	3,75%	3,75%	0%
	<b>Total Corrotrion Index</b>	<b>76 pts</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19%</b>	<b>6 %</b>

Berdasarkan hasil analisa di atas, faktor yang berkontribusi besar terhadap skor indeks korosi berasal dari: faktor korosi yang disebabkan oleh kondisi lingkungan (*atmospheric corrosion*) dan korosi yang diakibatkan karena pipa tersebut ditanam dalam tanah (*subsurface corrosion*). Faktor korosi ini dipengaruhi oleh beberapa variabel yaitu karena adanya kerentanan fasilitas, suhu dan kelembaban, korosifitas tanah dan inspeksi internal

### 5.3.2.3. Tingkat Risiko *Design Index Section 2* PT. UVW

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.11 Design Index Section 2 PT. UVW

		Score	Max. Score	Weight	Chance of Survival	Chance of Failure
A	Safety Factor	22	35 pts	8,75 %	5,5 %	3,25 %
B	Fatigue	11	15 pts	3,75 %	2,75 %	1%
C	Surge Potential	10	10 pts	2,50 %	2,50%	0%
D	System Hydrostatic Test	15	25 pts	6,25 %	3,75 %	2,5 %
E	Soil Movements	7	10 pts	2,50 %	1,75 %	0,75 %
Total Design Index		65	100 pts	25 %	16,75 %	8,25 %

Berdasarkan skor di atas dapat terlihat bahwa faktor risiko disain ini masih perlu ditingkatkan lagi. Beberapa faktor dominan yang mempengaruhi nilai risiko disain ini adalah *safety factor* (*chance of failure* 3,25%), *system hydrostatic test* (*chance of failure* 2,5%), *fatigue* (*chance of failure* 1 %).

- *Sistem safety factor* diperoleh dari perbedaan antara tekanan pada tahap disain terhadap tekanan operasi saat ini, atau disebut dengan *design-to-MAOP ratio*.
- *System hydrostatic test* dengan skor sebesar 15 (skor maksimal = 25). Tes hidrostatik merupakan suatu pengujian dan pemeriksaan pipa internal untuk mengetahui ketebalan pipa aktual setelah pipa beroperasi. Faktor ini merupakan faktor *prevention*, yaitu faktor yang dapat dilakukan pencegahan dengan melakukan test hidrostatik.
- *Fatigue*, pada studi ini skor rata-rata keseluruhan faktor risiko ini adalah sebesar 11 (skor maksimal = 15). Salah satu faktor dari potensi terjadinya *fatigue* pada sistem pengoperasian pipa adalah waktu dan intensitas pengoperasian pipa.

#### 5.3.2.4. Tingkat Risiko *Incorrect Operation Index Section 2 PT. UVW*

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.12. *Incorrect Operation Index Section 2 PT. UVW*

		Score Total	Max Score	Bobot	Chance of Subsidi	Chance of Failure
<b>A</b>	<b>Design</b>	<b>24</b>	<b>30 pts</b>	<b>7,5%</b>	<b>6 %</b>	<b>1,5 %</b>
	1. Hazard Identification	4	4 pts	1%	1 %	0 %
	2. Potential for reaching MAOP	10	12 pts	3%	2,5 %	0,5 %
	3. Safety Systems	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	4. Material Selection	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
	5. Checks	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
<b>B</b>	<b>Construction</b>	<b>14</b>	<b>20 pts</b>	<b>5%</b>	<b>3,5 %</b>	<b>1,5 %</b>
	1. Inspection	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	2. Materials	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	3. Joining	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	4. Backfill	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	5. Handling	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	6. Coating	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
<b>C</b>	<b>Operation</b>	<b>27</b>	<b>35 pts</b>	<b>8,75 %</b>	<b>6,75 %</b>	<b>2 %</b>
	1. Procedures	7	7 pts	1,75%	1,75 %	0%
	2. SCADA / Communication	2	3 pts	0,75%	0,5 %	0,25 %
	3. Drug Testing	2	2 pts	0,50%	0,50 %	0 %
	4. Safety Programs	1	2 pts	0,50%	0,25 %	0,25 %
	5. Surveys	4	5 pts	1,25 %	1 %	0,25 %

	6. Training	8	10 pts	2,50%	2 %	0,5 %
	7. Mechanical error prevention	2	6 pts	1,5%	0,50 %	1%
<b>D</b>	<b>Maintenance</b>	<b>13</b>	<b>15 pts</b>	<b>3,75%</b>	<b>3,25 %</b>	<b>0,5 %</b>
	<b>Total Incorrect Operation Index</b>	<b>78</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19,5 %</b>	<b>5,5 %</b>

Dari hasil perhitungan diperoleh hasil rata-rata skor *Incorrect operation index* adalah sebesar 78. Apabila dibandingkan dengan skor maksimum yaitu 100 maka skor *incorrect operation index* ini dapat dikatakan sudah baik atau dengan kata lain tingkat risiko pada *index* ini relatif rendah. Namun demikian ada yang masih perlu diperhatikan, yaitu:

- Tahap konstruksi sebesar 14 point (chance of failure 1,5%), dengan skor maksimal sebesar 20.
- Tahap operasional sebesar 27 point (chance of failure 2%), dengan skor maksimal sebesar 35.

Dalam tahap konstruksi kegiatan inspeksi harus dilakukan secara intensif, karena bagian inilah merupakan yang berpengaruh paling besar dalam menjamin keselamatan pipa, sedangkan pada tahap operasi yang perlu diperhatikan adalah safety program dan pencegahan adanya kegagalan operasi mekanik.

#### 5.3.2.5. Total Tingkat Risiko Section 2 PT. UVW

Dari hasil perhitungan di atas, maka nilai tingkat risiko (total probability index) untuk section 2 dapat diringkas sebagai berikut :

Tabel 5.13. Summary of Risk Analysis Section 2 PT. UVW

		SCORE INDEX	PERCENTAGE	CHANGE OF SURVIVAL	CHANGE OF FAILURE
<b>THIRD PARTY INDEX</b>	82	100	25 %	20,5 %	4,5 %
<b>CORROSION INDEX</b>	76	100	25 %	19 %	6 %
<b>DESIGN INDEX</b>	65	100	25 %	16,25 %	8,75 %
<b>INCORRECT OPERATION</b>	78	100	25 %	19,5 %	4,5 %
<b>TOTAL PROBABILITY INDEX</b>	<b>301</b>	<b>400</b>	<b>100 %</b>	<b>75,25 %</b>	<b>24,75 %</b>

Tabel 5.13. menunjukkan bahwa tingkat kehandalan sistem keselamatan pipa di section 2 yang terdiri dari variabel *Third party index*, variabel *Corrosion Index*, variabel *Design Index* serta variabel *Incorrect Operation*, adalah sebesar 301 yang berarti mempunyai kemampuan untuk mengendalikan risiko (*Change of Survival*) sebesar 75,25 %. Selain itu, kemungkinan sistem keselamatan pipa mengalami kegagalan (*Change of Failure*) sebesar 24,75 %.

Berdasarkan tabel di atas juga dapat dilihat bahwa gambaran setiap variabel yang memberikan kontribusi terhadap nilai relative risk score secara keseluruhan. Pada tabel tersebut di atas terlihat nilai *third party damage index* yang menggambarkan potensi kerusakan pipa yang disebabkan oleh pihak ketiga memiliki kemungkinan terjadinya kesalahan sebesar 4,5%. Kemudian potensi kontribusi *corrosion index* untuk menyebabkan terjadinya korosifitas pada pipa adalah sebesar 6%. Sedangkan faktor *design index* yang berpotensi menyebabkan terjadinya gangguan pada sistem keselamatan pipa adalah sebesar 8,75%. Sementara itu, faktor

*incorrect operation index* yang mempunyai potensi untuk menyebabkan terjadinya gangguan operasi pada sistem pipa adalah sebesar 4,5%.

#### **Pengendalian *Corrosion Index***

Pada dasarnya pihak pengelola pipa sudah melakukan beberapa upaya pencegahan korosi pipa, namun masih terdapat beberapa hal yang perlu ditingkatkan untuk mengurangi risiko korosi yang ada, yaitu :

- Mempertahankan dan meningkatkan kualitas dan kuantitas inspeksi *coating* serta mempertahankan dan meningkatkan jadwal inspeksi dengan teratur dan terjadwal secara formal
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem dokumentasi cacat *coating* secepat mungkin (*immediately documented*) dan terjadwal secara teratur. Tindakan perbaikan dilaksanakan sesuai dengan jenis *coating* yang digunakan dan dilaksanakan sesuai jadwal
- Melakukan kembali *close interval survey* untuk menurunkan tingkat risiko
- Melakukan secara rutin *intelligent pig inspection* untuk menurunkan risiko
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem perlindungan katodik (*Cathodic Protection System*) yang sudah ada.

#### **Pengendalian *Design Index***

Pada faktor risiko yang bersumber dari disain terdapat faktor-faktor yang tidak dapat diintervensi karena bersifat atribut diantaranya *pipe safety factor*, *system safety factor* dan *fatigue*. Namun upaya pengendalian terhadap faktor risiko ini dapat dilakukan dengan mengoptimalkan faktor-faktor disain lainnya yaitu sebagai berikut;

- Meningkatkan *system hydrostatic test*, sehingga dapat diketahui kondisi internal pipa terkini secara berkala misalnya pemeriksaan ketebalan pipa aktual terkini secara berkala.
- Meningkatkan kegiatan monitoring yang sudah dilakukan untuk menjaga tekanan operasi agar tidak melampaui tekanan operasi maksimal yang sesuai dengan disain pipa.
- Memasang *soil movement indicator* atau melakukan *periodic survey* untuk memantau pergerakan tanah secara berkala

#### 5.3.2.6. Tingkat Leak Impact Factor Section 2 PT. UVW

Berdasarkan model penilaian risiko dari W. Kent Muhlbauer, semakin tinggi skor konsekuensi, maka semakin besar dampak yang dapat terjadi jika terjadi kebocoran pipa. Hasil penilaian skor faktor *Leak Impact* ini bergantung pada beberapa faktor, yaitu:

- Karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa (*flammability*, reaktivitas, toksisitas, kronik)
- Faktor dispersi & Kebocoran
- Lingkungan sekitar, misalnya kepadatan penduduk.

Tabel 5.14. Leak Impact Factor Section 2 PT. UVW

		Skor Faktor	Menit Seorang
<b>A</b>	<b>Product – Hazard</b>	<b>7</b>	<b>22 pts</b>
	1. Acute Hazard	5	12 pts
	Flammability, Nf	4	4 pts
	Reactivity, Nr (pressure>200 psig)	0	4 pts



	Toxicity, Nh	1	4 pts
	2. Chronic Hazard, RQ	2	10 pts
<b>B</b>	<b>Dispersion Factor =</b>		
	(Spill size ÷ Population score)	1	
	Leak volume/spill size	1	
	Receptor / population score	1	
	<b>Total Leak Impact Factor</b>	<b>7</b>	

a. **Product Hazard:** bahaya yang ditimbulkan dari karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa yaitu *flammability*, reaktivitas, toksisitas akut dan kronik:

- *Flammability*, Nf, berdasarkan klasifikasi NFPA masuk kedalam kategori "flammable: atau Nf = 4.
- *Reactivity*, Nr, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa bahan kimia yang bersifat stabil, masuk kedalam kategori Nr = 0. Nilai reactivity (Nr) = 0, karena internal pressure pipa menurun akibat pipa ditanam dalam tanah sehingga puing dan pecahan pipa akibat kondisi katastrofik dibatasi.
- Toksisitas akut, Nh, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa tidak terdapat bahaya kesehatan atau Nh = 1.
- Bahaya kronik, RQ, berdasarkan CERCLA Rating untuk methane adalah 5000 dan oleh W. Kent Muhlbauer, Appendix A, nilai RQ disamakan 2 point.

b. **Faktor dispersi** : faktor ini adalah jika terjadi kebocoran, bahaya dari produk yang terdispersi tergantung pada nilai leak volume dan receptor ( leak volume : receptor)

- c. *Leak volume / spill size* : nilai ini didapatkan dengan memperhatikan kekuatan pipa (toughness) dan prosentase dari SMYS (% of SMYS). Karena bahan pipa yang digunakan adalah jenis grade B, maka sesuai tabel 4.4, nilai leak volume / spill size di *adjust* menjadi 1.
- d. *Receptor / Population density*: nilai ini didapatkan dengan mempertimbangkan banyaknya komunitas penduduk di daerah tersebut. Dan sesuai dengan standar DOT CFR 192 (tabel 4.5) masuk kategori class 1 = 1 point, karena lokasi pipa berada di lokasi jarang penduduk.

Sehingga dengan menggunakan rumus yang ada dan perhitungannya, maka diperoleh skor *Leak impact Factor* sebesar 7. Semakin tinggi nilai skor *Leak Impact Factor*, maka risikonya makin tinggi karena faktor ini adalah faktor pembagi.

Dari hasil tersebut diatas, menunjukkan bahwa tipe hazard yang dominan adalah *acute*, *hazard nature*-nya adalah *thermal* dan model hazard yang dominan adalah radiasi panas dan jet fire. Hal ini menunjukkan bahwa sebagian besar jalur pipa memiliki tingkat risiko yang tinggi.

#### 5.3.2.7. Relative Risk Score Pipa Section 2 PT. UVW

Dari data total tingkat risiko pipa section 2 stasiun meter PT. UVW dan data Leak Impact Factor, maka dapat dihitung nilai relative risk score, yaitu :

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = (\text{Total Probability Index})/(\text{Leak Impact Factor})$$

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = 301/7$$

$$= 43$$

Mengacu pada klasifikasi risiko (tabel 2.5) dan kriteria risiko (Gambar 2.10) yang telah disebutkan di atas, maka tingkat risiko pengoperasian pipa gas section 2 adalah **High Risk (Intolerable)**.

### 5.3.3. Tingkat Risiko Pipa Section 3 PT. XYZ

#### 5.3.3.1. Tingkat Risiko Third Party Damage Index Section 3 PT. XYZ

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.15. Third Party Index Jalur Pipa Section 3 PT. XYZ

No	Deskripsi	Skor Faktor	Skor Maksimal	Bobot	Pengaruh di Suvidual	Pengaruh ke Failure
A	Minimum Depth of Cover	20	20 pts	5 %	5 %	0 %
B	Activity Level	15	20 pts	5 %	3,75 %	1,25 %
C	Aboveground Facilities	7	10 pts	2,50 %	1,75 %	0,75 %
D	Line Locating	13	15 pts	3,75 %	3,25 %	0,5 %
E	Public Education	8	15 pts	3,75 %	2 %	1,75 %
F	Right of Way Condition	3	5 pts	1,25 %	0,75 %	0,5 %
G	Patrol Frequency	15	15 pts	3,75 %	3,75 %	0 %
Total Third Party Index		79	100 pts	25 %	19,75%	5,25%

Indeks *third party damage index* merupakan faktor risiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan eksternal pipa. Faktor tersebut diantaranya adalah kedalaman pipa, tingkat aktifitas di atas jalur pipa, fasilitas di atas jalur pipa, adanya

one call system yang diterapkan oleh pihak pengelola pipa, sosialisasi kepada masyarakat sekitar pipa, patroli terhadap jalur pipa, dan kondisi ROW.

Upaya yang perlu ditingkatkan untuk meningkatkan keselamatan pipa dikarenakan pihak ketiga diantaranya adalah meningkatkan kegiatan pendidikan atau sosialisasi kepada masyarakat disekitar jalur pipa, sehingga informasi dan cara pengurangan bahaya dapat *disharing* dan meningkatkan pemantauan terhadap kondisi di sekitar ROW. Program pendidikan dan pelatihan dengan komunitas yang berada dalam kawasan tersebut harus dilakukan secara regular.

#### 5.3.3.2. Tingkat Risiko *Corrosion Index* Section 3 PT. XYZ

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.16. Corrosion Index Jalur Pipa Section 3 PT. XYZ

		Max Point	Yas Score	Point Bound	Chance of Success	Chance of Failure
<b>A</b>	<b>Atmospheric Corrosion</b>	<b>8 pts</b>	<b>10 pts</b>	<b>2,5%</b>	<b>2%</b>	<b>0,5 %</b>
	1. Atmospheric Exposure	5 pts	5 pts	1,25 %	1,25 %	0%
	2. Atmospheric Type	1 pts	2 pts	0,5 %	0,25%	0,25%
	3. Atmospheric Coating	2 pts	3 pts	0,75 %	0,50 %	0,25%
<b>B</b>	<b>Internal Corrosion</b>	<b>16 pts</b>	<b>20 pts</b>	<b>5%</b>	<b>4%</b>	<b>1%</b>
	1. Product corrosivity	7 pts	10 pts	2,5%	1,75%	0,75%
	2. Internal Protection	9 pts	10 pts	2,5%	2,25%	0,25%
<b>C</b>	<b>Subsurface Corrosion</b>	<b>55 pts</b>	<b>70 pts</b>	<b>17,5%</b>	<b>13,75%</b>	<b>3,75%</b>

1. Subsurface Environment	12 pts	20 pts	5%	3%	2%
- Soil Corrosivity	8 pts	15 pts	3,75%	2%	1,75%
- Mechanical Corrosion	4 pts	5 pts	1,25%	1%	0,25%
2. Cathodic Protecion	23 pts	25 pts	6,25%	5,75%	0,50%
- Effectiveness	14 pts	15 pts	3,75%	3,5%	0,25%
- Interference Potential	9 pts	10 pts	2,5%	2,25%	0,25%
3. Coating	20 pts	25 pts	6,25%	5%	1,25%
- Internal Inspection Tool	5 pts	10 pts	2,5%	1,25%	1,25%
- Condition	15 pts	15 pts	3,75%	3,75%	0%
<b>Total Corrotrion Index</b>	<b>79 pts</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19,75%</b>	<b>5,25%</b>

Beberapa faktor yang berkontribusi terhadap skor indeks korosi berasal dari: faktor korosi yang disebabkan oleh kondisi lingkungan/atmosfir (*atmospheric corrosion*), faktor korosi yang berasal dari dalam pipa itu sendiri (*internal corrosion*) dan faktor korosi yang diakibatkan karena pipa tersebut ditanam dalam tanah (*subsurface corrosion*). Apabila dilihat dari ketiga jenis sumber korosi tersebut maka faktor yang paling berkontribusi terhadap potensi kegagalan pipa adalah faktor korosi *subsurface corrosion* (*chance of failure* 3,75%). Faktor dominan yang berpengaruh pada korosi ini adalah korosifitas tanah dan internal inspection tool, sehingga harus dilakukan usaha untuk meningkatkan kualitas dan kuantitas coating maupun inspeksinya dan melakukan pemantauan terhadap Soil Corrosivity dimana terdapat jalur pipa yang tertanam, untuk mencegah terjadinya korosi pipa yang disebabkan oleh kadar keasaman (pH) tanah.

### 5.3.3.3. Tingkat Risiko *Design Index* Section 3 PT. XYZ

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Tabel 5.17. *Design Index* Jalur Pipa Section 3 PT. XYZ

		Weight	Weight Score	Score	Chance of Success	Chance of Failure
A	Safety Factor	22	35 pts	8,75 %	5,5 %	3,25 %
B	Fatigue	11	15 pts	3,75 %	2,75 %	1%
C	Surge Potential	10	10 pts	2,50 %	2,50%	0%
D	System Hydrostatic Test	15	25 pts	6,25 %	3,75 %	2, 5 %
E	Soil Movements	7	10 pts	2,50 %	1,75 %	0,75 %
Total Design Index		65	100 pts	25 %	16,75 %	8,25 %

Berdasarkan skor di atas dapat terlihat bahwa faktor risiko disain ini masih perlu ditingkatkan lagi. Beberapa faktor dominan yang mempengaruhi nilai risiko disain ini adalah *safety factor* (*chance of failure 3,25%*), *system hydrostatic test* (*chance of failure 2,5%*), *fatigue* (*chance of failure 1 %*).

- *Sistem safety factor* diperoleh dari perbedaan antara tekanan pada tahap disain terhadap tekanan operasi saat ini, atau disebut dengan *design-to-MAOP ratio*.
- *System hydrostatic test* dengan skor sebesar 15 (skor maksimal = 25). Tes hidrostatik merupakan suatu pengujian dan pemeriksaan pipa internal untuk mengetahui ketebalan pipa aktual setelah pipa beroperasi. Faktor ini merupakan

faktor *prevention*, yaitu faktor yang dapat dilakukan pencegahan dengan melakukan test hidrostatis.

- *Fatigue*, pada studi ini skor rata-rata keseluruhan faktor risiko ini adalah sebesar 11 (skor maksimal = 15). Salah satu faktor dari potensi terjadinya *fatigue* pada sistem pengoperasian pipa adalah waktu dan intensitas pengoperasian pipa.

#### 5.3.3.4. Tingkat Risiko *Incorrect Operation Index* Section 3 PT. XYZ

Dari hasil pengolahan data dengan memasukkan data-data yang didapat ke dalam sistem skoring, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut :

Table. 5.18. *Incorrect Operation Index* Section 3 PT. XYZ

No	Detail	Skor Hasil	Maks Skor	Risiko	Change of Sistem	Change of failure
<b>A</b>	<b>Design</b>	24	30 pts	7,5%	6 %	1,5 %
	1. Hazard Identification	4	4 pts	1%	1 %	0 %
	2. Potential for reaching MAOP	10	12 pts	3%	2,5 %	0,5 %
	3. Safety Systems	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	4. Material Selection	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
	5. Checks	2	2 pts	0,5%	0,5 %	0 %
<b>B</b>	<b>Construction</b>	14	20 pts	5%	3,5 %	1,5 %
	1. Inspection	6	10 pts	2,5%	1,5 %	1 %
	2. Materials	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	3. Joining	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %
	4. Backfill	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	5. Handling	1	2 pts	0.5%	0,25 %	0,25 %
	6. Coating	2	2 pts	0.5%	0,5 %	0 %

<b>C</b>	<b>Operation</b>	<b>27</b>	<b>35 pts</b>	<b>8,75 %</b>	<b>6,75 %</b>	<b>2 %</b>
	1. Procedures	7	7 pts	1,75%	1,75 %	0%
	2. SCADA / Communication	2	3 pts	0,75%	0,5 %	0,25 %
	3. Drug Testing	2	2 pts	0,50%	0,50 %	0 %
	4. Safety Programs	1	2 pts	0,50%	0,25 %	0,25 %
	5. Surveys	4	5 pts	1,25 %	1 %	0,25 %
	6. Training	8	10 pts	2,50%	2 %	0,5 %
	7. Mechanical error prevention	2	6 pts	1,5%	0,50 %	1%
<b>D</b>	<b>Maintenance</b>	<b>13</b>	<b>15 pts</b>	<b>3,75%</b>	<b>3,25 %</b>	<b>0,5 %</b>
<b>Total Incorrect Operation Index</b>		<b>78</b>	<b>100 pts</b>	<b>25%</b>	<b>19,5 %</b>	<b>5,5 %</b>

Dari hasil perhitungan diperoleh hasil rata-rata skor *Incorrect operation index* adalah sebesar 78. Apabila dibandingkan dengan skor maksimum yaitu 100 maka skor *incorrect operation index* ini dapat dikatakan sudah baik atau dengan kata lain tingkat risiko pada *index* ini relatif rendah. Namun demikian ada yang masih perlu diperhatikan, yaitu:

- Tahap konstruksi sebesar 14 point (chance of failure 1,5%), dengan skor maksimal sebesar 20.
- Tahap operasional sebesar 27 point (chance of failure 2%), dengan skor maksimal sebesar 35.

Dalam tahap konstruksi kegiatan inspeksi harus dilakukan secara intensif, karena bagian inilah merupakan yang berpengaruh paling besar dalam menjamin keselamatan pipa, sedangkan pada tahap operasi yang perlu diperhatikan adalah safety program dan pencegahan adanya kegagalan operasi mekanik.



### 5.3.3.5. Total Tingkat Risiko Section 3 PT. XYZ

Dari hasil perhitungan di atas, maka nilai tingkat risiko (total probability index) untuk section 2 dapat diringkas sebagai berikut :

Tabel 5.19. Summary of Risk Analysis Jalur Pipa Section 3 PT. XYZ

	SCORE	SCORE WEIGHT	PROBABILITY	PERCENTAGE OF SURVIVAL	PERCENTAGE OF FAILURE
<b>THIRD PARTY INDEX</b>	81	100	25 %	20,25 %	4,75 %
<b>CORROSION INDEX</b>	79	100	25 %	19,75 %	5,25 %
<b>DESIGN INDEX</b>	65	100	25 %	16,25 %	8,75 %
<b>INCORRECT OPERATION</b>	78	100	25 %	19,5 %	5,5 %
<b>TOTAL PROBABILITY INDEX</b>	<b>303</b>	<b>400</b>	<b>100 %</b>	<b>75,75 %</b>	<b>24,25 %</b>

Tabel 5.19. menunjukkan bahwa tingkat kehandalan sistem keselamatan pipa di section 3 yang terdiri dari variabel *Third party index*, variabel *Corrosion Index*, variabel *Design Index* serta variabel *Incorrect Operation*, adalah sebesar 303 yang berarti mempunyai kemampuan untuk mengendalikan risiko (*Change of Survival*) sebesar 75,75 %. Selain itu, kemungkinan sistem keselamatan pipa mengalami kegagalan (*Change of Failure*) sebesar 24,25 %.

Berdasarkan tabel di atas juga dapat dilihat bahwa gambaran setiap variabel yang memberikan kontribusi terhadap nilai relative risk score secara keseluruhan. Pada tabel tersebut di atas terlihat nilai *third party damage index* yang menggambarkan potensi kerusakan pipa yang disebabkan oleh pihak ketiga memiliki

kemungkinan terjadinya kesalahan sebesar 4,75%. Kemudian potensi kontribusi *corrosion index* untuk menyebabkan terjadinya korosifitas pada pipa adalah sebesar 5,25%. Sedangkan faktor *design index* yang berpotensi menyebabkan terjadinya gangguan pada sistem keselamatan pipa adalah sebesar 8,75%. Sementara itu, faktor *incorrect operation index* yang mempunyai potensi untuk menyebabkan terjadinya gangguan operasi pada sistem pipa adalah sebesar 5,5%.

### **Pengendalian *Corrosion Index***

Pada dasarnya pihak pengelola pipa sudah melakukan beberapa upaya pencegahan korosi pipa, namun masih terdapat beberapa hal yang perlu ditingkatkan untuk mengurangi risiko korosi yang ada, yaitu :

- Mempertahankan dan meningkatkan kualitas dan kuantitas inspeksi *coating* serta mempertahankan dan meningkatkan jadwal inspeksi dengan teratur dan terjadwal secara formal
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem dokumentasi cacat *coating* secepat mungkin (*immediately documented*) dan terjadwal secara teratur. Tindakan perbaikan dilaksanakan sesuai dengan jenis *coating* yang digunakan dan dilaksanakan sesuai jadwal
- Melakukan kembali *close interval survey* untuk menurunkan tingkat risiko
- Melakukan secara rutin *intelligent pig inspection* untuk menurunkan risiko
- Mempertahankan dan meningkatkan sistem perlindungan katodik (*Cathodic Protection System*) yang sudah ada.

### **Pengendalian *Design Index***

Pada faktor risiko yang bersumber dari disain terdapat faktor-faktor yang tidak dapat diintervensi karena bersifat atribut diantaranya *pipe safety factor*, *system*

*safety factor* dan *fatigue*. Namun upaya pengendalian terhadap faktor risiko ini dapat dilakukan dengan mengoptimalkan faktor-faktor disain lainnya yaitu sebagai berikut;

- Meningkatkan *system hydrostatic test*, sehingga dapat diketahui kondisi internal pipa terkini secara berkala misalnya pemeriksaan ketebalan pipa aktual terkini secara berkala.
- Meningkatkan kegiatan monitoring yang sudah dilakukan untuk menjaga tekanan operasi agar tidak melampaui tekanan operasi maksimal yang sesuai dengan disain pipa.
- Memasang *soil movement indicator* atau melakukan *periodic survey* untuk memantau pergerakan tanah secara berkala

#### **5.3.3.6. Tingkat Leak Impact Factor Section 3 PT. XYZ**

Berdasarkan model penilaian risiko dari W. Kent Muhlbauer, semakin tinggi skor konsekuensi, maka semakin besar dampak yang dapat terjadi jika terjadi kebocoran pipa. Hasil penilaian skor faktor *Leak Impact* ini bergantung pada beberapa faktor, yaitu:

- Karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa (*flammability*, reaktivitas, toksisitas, kronik)
- Faktor dispersi & Kebocoran
- Lingkungan sekitar, misalnya kepadatan penduduk.

Perhitungan Leak Impact Factor (LIF) menggunakan model W. Kent Muhlbauer 2004, dimana nilai  $LIF = PH \times LV \times D \times R$

Tabel 5.20 Leak Impact Factor Section 3 PT. XYZ

		Risiko Faktor	Wajar Skor
<b>A</b>	<b>Product – Hazard</b>	<b>9</b>	<b>22 pts</b>
	1. Acute Hazard	7	12 pts
	Flammability, Nf	4	4 pts
	Reactivity, Nr (pressure > 200 psig)	2	4 pts
	Toxicity, Nh	1	4 pts
	2. Chronic Hazard, RQ	2	10 pts
<b>B</b>	<b>Dispersion Factor =</b>		
	(Spill size ÷ Population score)	1	
	Leak Volume / spill size	1	
	Receptor / Population score	1	
	<b>Total Leak Impact Factor</b>	<b>9</b>	

a. **Product Hazard:** bahaya yang ditimbulkan dari karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa yaitu *flammability*, reaktivitas, toksisitas akut dan kronik:

- *Flammability*, Nf, berdasarkan klasifikasi NFPA masuk kedalam kategori “flammable: atau Nf = 4.
- *Reactivity*, Nr, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa bahan kimia yang bersifat stabil, masuk kedalam kategori Nr = 0.  
 Nilai reactivity (Nr) = 2, karena pipa bertekanan yang ada tidak ditanam dan mempunyai energi potensial yang bisa menyebabkan puing dan pecahan pipa menjadi proyektil yang dapat melukai jika ada kondisi katastrofik
- Toksisitas akut, Nh, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa tidak terdapat bahaya kesehatan atau Nh = 1.

- Bahaya kronik, RQ, berdasarkan CERCLA Rating untuk methane adalah 5000 dan oleh W. Kent Muhlbauer, Appendix A, nilai RQ disamakan 2 point.
- b. **Faktor dispersi** : faktor ini adalah jika terjadi kebocoran, bahaya dari produk yang terdispersi tergantung pada nilai leak volume dan receptor ( leak volume : receptor)
- c. **Leak volume / spill size** : nilai ini didapatkan dengan memperhatikan kekuatan pipa (toughness) dan prosentase dari SMYS (% of SMYS). Karena bahan pipa yang digunakan adalah jenis grade B, maka sesuai tabel 4.4, nilai leak volume / spill size di *adjust* menjadi 1.
- d. **Receptor / Population density**: nilai ini didapatkan dengan mempertimbangkan banyaknya komunitas penduduk di daerah tersebut. Dan sesuai dengan standar DOT CFR 192 (tabel 4.5) masuk kategori class 1 = 1 point, karena lokasi pipa berada di lokasi jarang penduduk.

Sehingga dengan menggunakan rumus yang ada dan perhitungannya, maka diperoleh skor *Leak impact Factor* sebesar 9. Semakin tinggi nilai skor *Leak Impact Factor*, maka risikonya makin tinggi karena faktor ini adalah faktor pembagi.

Dari hasil tersebut diatas, menunjukkan bahwa tipe hazard yang dominan adalah *acute*, *hazard nature-nya* adalah *thermal* dan model hazard yang dominan adalah radiasi panas dan jet fire. Hal ini menunjukkan bahwa sebagian besar jalur pipa memiliki tingkat risiko yang tinggi.

### 5.3.3.7. Relative Risk Score Pipa Section 3 PT. XYZ

Dari data total tingkat risiko pipa section 3 stasiun meter PT. XYZ dan data *Leak Impact Factor*, maka dapat dihitung nilai relative risk score, yaitu :

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = (\text{Total Probability Index})/(\text{Leak Impact Factor})$$

$$\text{Relative Risk Score (RRS)} = 303/9$$

$$= 33,67$$

Mengacu pada klasifikasi risiko (tabel 2.5) dan kriteria risiko (Gambar 2.10) yang telah disebutkan di atas, maka tingkat risiko pengoperasian pipa gas section 3 adalah **High Risk (Intolerable)**.

### 5.3.4. Tingkat Risiko Keseluruhan Pipa Gas Jalur PT.ABC – PT XYZ

Cilegon Banten

Total Probability Index (Index sum) dari ketiga section adalah seperti dalam tabel dibawah ini :

Tabel 5.21. Summary of Risk Analysis Jalur Pipa Gas PT. ABC - PT. XYZ

	THIRD PARTY INDEX	CORROSION INDEX	DESIGN INDEX	INCORRECT OPERATION	INDEX SUM	WEIGHT	PERCENTAGE OF SURVEY	PERCENTAGE OF RISK
<b>THIRD PARTY INDEX</b>	84	82	81	82,33	100	25 %	20,58 %	4,42 %
<b>CORROSION INDEX</b>	79	76	79	78	100	25 %	19,5 %	5,5 %
<b>DESIGN INDEX</b>	62	65	65	64	100	25 %	16 %	9 %
<b>INCORRECT OPERATION</b>	78	78	78	78	100	25 %	19,5 %	4,5 %

TOTAL PROBABILITY INDEX	303	301	303	302,33	400	100 %	75,58 %	24,42 %
-------------------------	-----	-----	-----	--------	-----	-------	---------	---------

Total Leak Impact Factor dari ketiga section adalah seperti dalam tabel dibawah ini :

Tabel 4.22 Leak Impact Factor Jalur Pipa Gas PT. ABC - PT. XYZ

LEAK IMPACT FACTOR	SKOR KESELURUHAN	SKOR SECTION 1	SKOR SECTION 2	SKOR SECTION 3	SKOR RATA-RATA
	9	7	9		8,33

Dari skor Total Probability Index (Index Sum) keseluruhan section dan skor Leak Impact Factor keseluruhan section yang ada, maka didapat tingkat risiko (Relative Risk Score) yang ada pada pipa gas yang dioperasikan pada jalur PT. ABC- PT. XYZ Cilegon Banten, yaitu :

$$\begin{aligned}
 \text{Relative Risk Score (RRS)} &= (\text{Index Sum}) / (\text{Leak Impact Factor}) \\
 &= 302,33 / 8,33 \\
 &= 36,3
 \end{aligned}$$

Mengacu pada klasifikasi risiko (tabel 2.5) dan kriteria risiko (Gambar 2.10) yang telah disebutkan di atas, maka tingkat risiko pengoperasian pipa gas pada jalur PT. ABC – PT. XYZ adalah *High Risk (Intolerable)*.

## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1. Kesimpulan

1. Secara keseluruhan jalur pipa service line Gas PT. ABC yang dioperasikan pada jalur PT. ABC -- PT. XYZ Cilegon – Banten mempunyai rata-rata Nilai Risiko Relatif/*Relative Risk Score* (NRR/RRS) sebesar 36,3. Nilai ini berada pada daerah *high risk (intolerable)* atau dapat juga dikatakan bahwa dari segi keselamatan jalur pipa gas PT. ABC mempunyai risiko yang tidak dapat ditolerir atau risiko tinggi, sehingga diperlukan tindakan pengelolaan risiko dengan pencegahan dan mitigasi risiko sebagai prioritas utama.
2. Dengan melihat satu persatu dari setiap section, maka hasil yang didapatkan adalah sebagai berikut:
  - Section 1, section ini menunjukkan angka relatif risk sebesar 33,67 poin, yang berarti bahwa pada section ini risiko tidak dapat diterima (*Intolerable Risk*).
  - Section 2, section ini menunjukkan angka relatif risk sebesar 43 poin, yang berarti bahwa pada section ini risiko tidak dapat diterima (*Intolerable Risk*).
  - Section 3, section ini menunjukkan angka relatif risk sebesar 33,67 poin, yang berarti bahwa pada section ini risiko tidak dapat diterima (*Intolerable Risk*).



Hasil itu menunjukkan bahwa ketiga section sama-sama membutuhkan tindakan pengelolaan risiko dengan pencegahan dan mitigasi risiko sebagai prioritas utama.

Distribusi tingkat kehandalan pada empat variable kontribusi nilai risiko, adalah:

- Pada section 1, faktor yang paling besar dalam memberikan kontribusi terhadap tingkat kehandalan pipa adalah variabel *third party damage index* sebesar 21% dan *corrossion index* sebesar 19,75% dan *incorrect operation* sebesar 19,5%, sedangkan *design index* sebesar 15,5% mempunyai nilai yang lebih kecil dari ketiganya. Distribusi tingkat nilai index pada keempat variabel, adalah sebagai berikut:

- a. *Third Party Damage Index* sebesar 84
- b. *Corrosion Index* sebesar 79
- c. *Design Index* sebesar 62 dan
- d. *Incorrect Operation* sebesar 78

- Pada section 2, faktor yang paling besar dalam memberikan kontribusi terhadap tingkat kehandalan pipa adalah variabel *third party damage index* sebesar 20,5% dan *corrossion index* sebesar 19% dan *Incorrect Operation* sebesar 19,5%, sedangkan *design index* sebesar 16,25% mempunyai nilai yang lebih kecil dari ketiganya. Distribusi tingkat nilai index pada keempat variabel, adalah sebagai berikut:

- a. *Third Party Damage Index* sebesar 82
- b. *Corrosion Index* sebesar 76
- c. *Design Index* sebesar 65 dan
- d. *Incorrect Operation* sebesar 78

- Pada section 3, faktor yang paling besar dalam memberikan kontribusi paling besar terhadap tingkat kehandalan adalah variabel *third party damage index* sebesar 20,25%, *incorrect operation index* sebesar 20% dan *corrosion index* sebesar 19,75%. Sedangkan *design index* sebesar 16,75% mempunyai nilai yang lebih kecil dari ketiganya. Distribusi tingkat nilai index pada keempat variabel tersebut adalah sebagai berikut:

- a. *Third Party Damage Index* sebesar 81
- b. *Corrosion Index* sebesar 79
- c. *Design Index* sebesar 65 dan
- d. *Incorrect Operation* sebesar 78

3. Distribusi nilai / potensi kegagalan pipa pada keempat variabel per-section adalah sebagai berikut :

- a. Pada section 1 :

- *Third Party Damage Index* sebesar 4%
- *Corrosion Index* sebesar 5,25%
- *Design Index* sebesar 9,5%, dan
- *Incorrect Operation* sebesar 4,5%

- b. Pada Section 2 :

- *Third Party Damage Index* sebesar 4,5%
- *Corrosion Index* sebesar 6%
- *Design Index* sebesar 8,75%, dan
- *Incorrect Operation* sebesar 4,5%

- c. Pada section 3 :

- *Third Party Damage Index* sebesar 4,75%

- *Corossion Index* sebesar 5,25%
- *Design Index* sebesar 8,75%
- *Incorrect Operation Index* sebesar 5,5%

## 6.2. Saran

Dalam rangka meningkatkan kehandalan dan keselamatan pipa maka diperlukan beberapa upaya pengendalian risiko pada pipa gas service line PT. ABC berdasarkan tingkat resiko yang ada pada setiap index yang mempengaruhinya, yaitu:

### 1. *Third party damage Index*

Pada index ini sudah sangat baik diantara index lainnya, dengan demikian yang dapat dilakukan adalah dengan mempertahankan dan meningkatkan semua yang terkait dalam variabel ini. Yaitu salah satunya dengan sistem komunikasi terutama prosedur dalam keadaan darurat dan pemeliharaan terhadap jalur perpipaan.

### 2. *Corrosion Index*

- Melakukan close internal survey dan inspeksi coating menurunkan tingkat risiko keselamatan pada pipa.
- Melakukan pemantauan terhadap *Soil Corrosivity* dimana terdapat jalur pipa yang tertanam, untuk mencegah terjadinya korosi pipa yang disebabkan oleh kadar keasaman (Ph) tanah.

### 3. *Design Index*

- Melakukan test hidrostatis secara berkala untuk memantau kekuatan dan integritas struktur pipa, atau melaksanakan assesment dengan menggunakan x-ray system secara periodik setiap 2 tahun.

- Perlu memperhatikan ketebalan pipa, karena berpengaruh pada penilaian pipe safety factor dan desain tekanan serta MAOP, karena berpengaruh pada nilai system safety factor

#### 4. *Incorrect Operation Index*

- Peningkatan pelatihan *risk assessment* bagi para pekerja yang berhubungan dengan sistem pengoperasian pipa yang terintegrasi dengan program pengembangan karyawan dan safety program.
- Meningkatkan lagi test hidrostatis secara berkala untuk memantau kekuatan integritas dari struktur pipa dan monitoring terhadap tekanan pada pipa sehingga dapat mencegah kegagalan akibat kerusakan mekanik

#### 5. *Leak Impact*

##### a. *Leak detection*

- Pemeriksaan atau patroli sepanjang jalur pipa atau *pipeline survey* yang dilakukan oleh pemeriksa pipa atau *pipe checker* yang dilengkapi dengan peralatan seperti *gas detector*, sensor IR (*infra red*), *topography*, kamera, dan lainnya.
- Mendeteksi tekanan rendah yang bersifat abnormal atau perubahan tekanan yang abnormal
- Melakukan analisa perbandingan *flow rate* fluida yang masuk kedalam jalur pipa dengan *flow rate* yang keluar dari pipa.

##### h. *Emergency Respon*

- Memasang *Containment*

Tindakan ini untuk mencegah pemajanan dan meluasnya pergerakan produk ke dalam air tanah, serta membatasi potensi kebocoran.

- *Blokade*

Tindakan ini bertujuan membatasi sumber percikan api (*ignition sources*) antara lain dengan mencegah kendaraan memasuki zona berbahaya (*danger zone*).

- *Berlatih Evakuasi*

Tim tanggap darurat mengetahui cara melakukan evakuasi masyarakat di sekitar jalur pipa. Sistem evakuasi dilakukan dengan membuat/menyediakan peta jalur perpipaan, pengetahuan tentang karakteristik produk, perangkat komunikasi, peralatan dan pakaian tanggap darurat (*breathing apparatus, fire retardant clothing, hazardous material clothing, dan lainnya*). Tim tanggap darurat harus terlatih dan terampil dalam menghadapi kondisi darurat dengan sering melakukan *emergency evacuation drill* dan melibatkan penghuni kawasan tersebut.

- Pemeliharaan secara berkala alat-alat komunikasi seperti *handy talky*, alur proses pelaporan kondisi darurat, visualiasi dan sosialisasi *emergency contact number* baik dengan internal PT. ABC maupun dengan pihak yang lain.

c. *Loss limiting actions*

Tindakan pengurangan dampak kebocoran antara lain:

- Penyusunan prosedur pertolongan medik yang cepat dan akurat
- *Updating emergency response plans* secara berkala
- *Training* intensif mengenai karakteristik produk

## DAFTAR PUSTAKA

- ASME B31.8 (2003), ASME Code for Pressuring Piping *Gas Transmission and Distribution Piping System*, The American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- Bamber, L. 1998. *Principle of the Management of Risk*. Dalam : Ridley, Johns & Channing, Johns. 5th Edition. 2005. Risk Management, BH.
- Bamber, L. 1998. *Risk Management : Techniques and Practices*. Dalam : Ridley, Johns & Channing, Johns. 5th Edition. 2005. Risk Management, BH.
- CFR, 1996. *Code of Federal Regulation No. 192. Transportation of Natural and other Gas by Pipeline : Minimum Federal Safety Standards*. US CFR, USA.
- Cross, Jean. 1998. *Study Notes SESC9211 Risk Management*. Department of Safety Science, UNSW, Sydney, Australia.
- Cross, Jean. 1998. *Study Notes Hazard and Risk Assessment*. Department of Safety Science, UNSW, Sydney, Australia.
- Health and Safety Executive. 2006. *Five Step to Risk Assessment*. Caerphilly.
- Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 300/K/38/M.PE/1997 tentang *Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi*. Departemen Pertambangan dan Energi Republik Indonesia.
- Kolluru, Rao V. 1996. *Risk Management and Management A Unified Approach*. Dalam : Rapcavage, Kolluru, Bartell, Pitblado & Stricoff (eds). Risk Assessment and Management Handbook for Environment, Health and Safety Professionals. McGraw-Hill Inc. New York.

Kountur, Ronny. 2006. *Manajemen Risiko*, Abdi Tandur, Jakarta.

Muhlbauer, W. Kent, 2004. *Pipeline Risk Management Manual : Ideas, Techniques, and Resources*. Gulf Publishing Company, Burlington, USA.

Muhlbauer, W. Kent, 1992. *Pipeline Risk Management Manual : A Systematic Approach to Loss Prevention and Risk Assessment*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.

Nigam, N.C., Maheshwari, A.K. & Rao, N.P. *Hazard Identification & Risk Assessment*, IFFCO-AONLA

Pusat Kajian dan Terapan Keselamatan dan Kesehatan Kerja, 2007. *Final Report : Analisis Risiko Pipa Transmisi Minyak Tanjung – Balikpapan PT PT. X EP Unit Bisnis Tanjung*. Fakultas Kesehatan Masyarakat, Universitas Indonesia.

Standards Australia/Standards New Zealand, 2004. *Risk Management Guidelines Companion to AS/NZS 4360:2004*. Standards Australia International Ltd, Sydney, Australia.

Transportation Research Board, 2004. *Transmission Pipelines and Land Use: A Risk-Informed Approach -- Special Report 281*, Washington, D.C. Diakses October 2008. <http://www.nap.edu/catalog/11046.html>

United State Department of Transportation Pipeline Hazardous Material Safety Administration, dari [www.http://phmsa.dot.gov](http://phmsa.dot.gov)

Undang-undang Nomor : I Tahun 1970 Republik Indonesia, tentang Keselamatan Kerja

\_\_\_\_NTSB. 2008. diakses October 2008. <http://www.nts.gov/>





# MSDS OF NATURAL GAS

(TransCanada Pipelines Limited Natural Gas MSDS August 24, 2005)

## 1. Product Identification

**Product Name:** Natural Gas (Sweet)  
**Synonyms:** Marsh Gas, Methane (CH<sub>4</sub>), Fuel Gas  
**Intended Use:** Fuel Gas  
**Chemical Family:** Petroleum hydrocarbons

## 2. Hazardous Ingredients

	Ingredient	CAS No	Concentration: %	Exposure Limits	LD50 data	LC50 data
1	Methane	74-82-8	95-99	1000 ppm TLV-TWA (2005)	Not Applicable	Asphyxiant
2	Nitrogen	7727-37-9	0 - 2	1000 ppm TLV-TWA (2005)	Not Applicable	Asphyxiant
3	Ethane	74-84-0	0 - 3	Not applicable Asphyxiant	Not Applicable	Asphyxiant
4	Propane	74-98-6	0 - 3	1000 ppm TLV-TWA (2005)	Not Available	Asphyxiant
5	Butane	106-97-8	0 - 3	1000 ppm TLV-TWA (2005)	Not Available	202000 ppm/mouse/4 hrs
6	Pentane	109-66-0	0 - 3	600 ppm TLV-TWA (2005)	Not Available	117000 ppm/rat/4 hrs

### 3. Hazards Identification Emergency Overview

**Flammable Gas.** Can cause flash fire.

**Contents under pressure.** Keep away from heat, sparks, flames, static electricity or other sources of ignition. Health effects of Natural Gas below the Lower Explosive Limit (LEL) are minimal. At high concentrations Natural Gas will displace air thereby reducing oxygen available for breathing.

Symptoms of overexposure, which are reversible if exposure is stopped in time, can include shortness of breath, drowsiness, headaches, confusion, decreased coordination, visual disturbances and vomiting. Continued exposure can lead to hypoxia (inadequate oxygen), cyanosis (bluish discoloration of the skin), numbness of the extremities, central nervous system depression, cardiac sensitization, unconsciousness and death.

**Inhalation (Breathing):** Asphyxiant -- high concentrations in confined spaces may limit oxygen available for breathing.

**Skin:** Not known to be a skin irritant. Skin absorption is unlikely.

**Eye:** Not known to be an eye irritant.

**Ingestion (Swallowing):** This material is a gas under normal atmospheric conditions and ingestion is unlikely.

**Signs and Symptoms:** Light hydrocarbon gases are simple asphyxiants and can cause anesthetic effects at high concentrations. Symptoms of overexposure, which are reversible if exposure is stopped, can include shortness of breath, drowsiness, headaches, confusion, decreased coordination, visual disturbances and vomiting. Continued exposure can lead to hypoxia (inadequate oxygen), cyanosis (bluish discoloration of the skin), numbness of the extremities, central nervous system depression, cardiac sensitization, unconsciousness and death.

#### **Potential Health Effects**

**Cancer:** Not considered Carcinogenic by IARC, NTP, ACGIH or OSHA.

**Target Organs:** No data available for this material.

**Developmental:** No data available for this material.

**Other Comments:** High concentrations may reduce the amount of oxygen available for breathing, especially in confined spaces. Hypoxia (inadequate oxygen) during pregnancy may have adverse effects on the developing fetus. Exposure during pregnancy to high concentrations of carbon monoxide or carbon dioxide, which are produced during the combustion of hydrocarbon gases, can also cause harm to the developing fetus. Consult an industrial hygienist or similar professional, or your local agencies, for further information.

**Pre-Existing Medical Conditions:** Exposure to high concentrations of this material may increase the sensitivity of the heart to certain drugs. Persons with pre-existing heart disorders may be more susceptible to this effect (see Section 4 – Note to Physicians).

#### **4. First Aid Measures**

**Eye:** If irritation or redness develops, move victim away from exposure and into fresh air. Flush eyes with clean water. If symptoms persist, seek medical attention.

**Skin:** First aid is not normally required. However, it is good practice to wash any chemical from the skin. Direct contact with rapidly depressurizing gas or liquefied gas can result in frostbite burns to the skin or eyes.

**Inhalation (Breathing):** If respiratory symptoms develop, move victim away from source of exposure and into fresh air. If symptoms persist, seek medical attention. If victim is not breathing, clear airway and immediately begin artificial respiration. If breathing difficulties develop, qualified personnel should administer oxygen. Seek immediate medical attention.

**Ingestion (Swallowing):** This material is a gas under normal atmospheric conditions and ingestion is unlikely.

**Note to Physicians:** Epinephrine and other sympathomimetic drugs may initiate cardiac arrhythmias in persons exposed to high concentrations of hydrocarbon solvents (e.g., in enclosed spaces or with deliberate abuse). The use of other drugs with less arrhythmogenic potential should be considered. If sympathomimetic drugs are administered, observe for the development of cardiac arrhythmias.

#### **5. Fire Fighting Measures** **Flammability:** Flammable Gas

**Flash Point:** Not applicable - Flammable Gas  
**Explosive Limits:** LEL%: 5.3 / UEL%: 14.0  
**Autoignition Temperature:** 537°C (999°F)

**Unusual Fire & Explosion Hazards:** It is extremely important to eliminate the fire fuel sources of compressed flammable gasses prior to extinguishing a fire to avoid another flammable gas cloud from forming.

**Extinguishing Media:** Dry chemical or carbon dioxide is recommended. Carbon dioxide can displace oxygen; use caution when applying carbon dioxide in confined spaces. It is extremely important to eliminate the fire fuel sources of compressed flammable gasses prior to extinguishing a fire to avoid another flammable gas cloud from forming.

**Fire Fighting Instructions:** Natural gas is flammable and may be ignited by heat, sparks, flames, or other sources of ignition (e.g. static electricity, pilot lights, or mechanical/electrical equipment). Vapors may travel considerable distances to a source of ignition where they can ignite, flashback, or explode. May create vapor/air explosion hazard indoors, outdoors, or in sewers. If container is not properly cooled, it can explode in the heat of a fire. For fires beyond the initial stage, emergency responders in the immediate hazard area should wear bunker gear. For large fires nonessential personnel should be evacuated

#### **6. Accidental Release Measures Flammable Gas – Eliminate All Sources of Ignition.**

Stop spill/release if it can be done with minimal risk.

Keep all sources of ignition and hot metal surfaces away from spill/release. The use of explosion-proof equipment is recommended. Stay up wind and away from spill/release. Notify persons down wind of the spill/release, isolate immediate hazard area and keep unauthorized personnel out. For large spills nonessential personnel should be evacuated beyond 800 meters (1/2 mile). Wear appropriate protective equipment including respiratory protection as conditions warrant (see Section 8). Notify fire authorities and appropriate federal, provincial/state, and local agencies. Water spray may be useful in minimizing or dispersing vapors (see Section 5).

#### **North American Emergency Response Guide (NAERG): 115**

#### **7. Handling and Storage Handling**

Do not cut, puncture or weld on containers without appropriate procedures. Ground and bond all lines and equipment. Keep away from heat, sparks, open flames and other sources of ignition. Rapid escape of gas may generate static charge. Use of explosion

proof electrical equipment is required. Practice good personal hygiene. Wash hands after handling and before eating. Launder work clothes frequently.

**Storage:** Keep containers tightly closed and store in a cool, well ventilated area away from heat, incompatibles, sparks, open flames and other sources of ignition. Outside storage is preferred. All containers should be inspected for leakage on a regular basis. Ground all equipment containing materials.

#### **Contents under pressure.**

The use of explosion-proof equipment is recommended and may be required (see appropriate fire codes). Post area "No Smoking or Open Flame." Store only in approved containers. Keep away from any incompatible material (see Section 10). Protect container(s) against physical damage.

#### **8. Exposure Controls/Personal Protection Engineering controls**

Use mechanical or natural ventilation to maintain airborne concentrations below the established exposure limits and below explosive limits. Use makeup air to balance air removed from exhaust system. Where explosive mixtures may be present, electrical systems safe for such locations must be used (see appropriate electrical codes).

#### **Personal Protective Equipment (PPE):**

**Respiratory:** Where concentrations of components of natural gas may exceed occupational exposure limits ensure a flammable atmosphere does not exist, and wear a NIOSH approved positive pressure air supplied respirator.

**Skin:** Chemical resistant gloves are not needed for handling natural gas. They are not required based on the hazards of the material. However, it is considered good practice to wear gloves when handling chemicals. Flame retardant clothing should be worn in potentially flammable areas.

**Eye/Face:** Approved eye protection to safeguard against potential eye contact, irritation, or injury is recommended. Depending on conditions of use, a face shield may be necessary.

**Other Protective Equipment:** A source of clean water should be available in the work area for flushing eyes and skin. Impervious clothing should be worn as needed. Users should check with specific manufacturers to confirm the performance of their products.

## 9. Physical and Chemical Properties

**Appearance:** Colorless

**Physical State:** Gas

**Odour:** Slight hydrocarbon odour not detectable by all people

**Vapor Pressure (mm Hg):** >1000

**Vapor Density:** 0.5 (Estimate)

**Boiling Point/Range:** -259°F / -162°C (Estimate)

**Freezing/Melting Point:** -305 to -295°F/-187 to -182°C (Estimate)

**Solubility in Water:** Negligible

**Specific Gravity:** 0.74 (Estimate)

**Percent Volatile:** 100 vol. %

**Evaporation Rate (nButAc=1):** >1

**Note:** Unless otherwise stated, values are determined at 20°C

## 10. Stability and Reactivity

**Stability:** This material is stable

**Conditions To Avoid:** High heat

**Hazardous Decomposition Products:** May release COx

**Hazardous Polymerization:** Flammable gas. Avoid all possible sources of ignition (see Sections 5 and 7). Prevent vapor accumulation. Combustion can yield carbon, nitrogen and sulfur oxides. Stable under normal ambient temperature and pressure. Values are determined at 20°C (68°F) and 760 mm Hg (1 atm).

**Materials to Avoid (Incompatible Materials):** Avoid contact with strong oxidizing agents.

## 11. Toxicological Information

**Inhalation (Breathing):** Asphyxiant – high concentrations in confined spaces may limit oxygen available for breathing.

**Skin:** Not known to be a skin irritant. Skin absorption is unlikely.

**Eye:** Not known to be an eye irritant.

**Ingestion (Swallowing):** This material is a gas under normal atmospheric conditions and ingestion is unlikely.

**Signs and Symptoms:** Light hydrocarbon gases are simple asphyxiants and can cause anesthetic effects at high concentrations. Symptoms of overexposure, which are reversible if exposure is stopped, can include shortness of breath, drowsiness, headaches, confusion, decreased coordination, visual disturbances and vomiting. Continued exposure can lead to hypoxia (inadequate oxygen), cyanosis (bluish discoloration of the skin), numbness of the extremities, central nervous system depression, cardiac sensitization, unconsciousness and death.

#### **Potential Health Effects**

**Cancer:** Not considered carcinogenic by IARC, NTP, ACGIH or OSHA.

**Target Organs:** Central nervous system depression and cardiac sensitization.

**Developmental:** No data available for this material.

**Other Comments:** High concentrations may reduce the amount of oxygen available for breathing, especially in confined spaces. Hypoxia (inadequate oxygen) during pregnancy may have adverse effects on the developing fetus. Exposure during pregnancy to high concentrations of carbon monoxide or carbon dioxide, which are produced during the combustion of hydrocarbon gases, can also cause harm to the developing fetus. Consult an industrial hygienist or similar professional, or your local agencies, for further information.

**Pre-Existing Medical Conditions:** Exposure to high concentrations of Natural Gas may increase the sensitivity of the heart to certain drugs. Persons with pre-existing heart disorders may be more susceptible to this effect (see Section 4 - Note to Physicians).

#### **12. Ecological Information**

There is no information available on the ecotoxicological effects of petroleum gases. Because of their high volatility, they are unlikely to cause ground or water pollution. Petroleum gases released into the environment will rapidly disperse into the atmosphere and undergo photochemical degradation.

**North American Emergency Response Guide (NAERG):** 115

### **13. Disposal Considerations**

If permissible under applicable federal, provincial/state and municipal requirements, allow complete dissipation of natural gas. Vent gas to a safe location, preferably by burning in a flare. If gas cannot be flared, special care must be taken to ensure complete dissipation of the gas to a concentration below its flammable limits.

### **14. Transport Information**

**TDG Shipping Description:** COMPRESSED GAS FLAMMABLE, N.O.S. (Methane), 2.1, UN1954  
**North American Emergency Response Guide (NAERG):** 115

### **15. Regulatory Information**

This product has been classified in accordance with the hazard criteria of the Controlled Products Regulation (CPR) and this MSDS contains all of the information required by the CPR.

**WHMIS Classification:** Class A – Compressed Gas; Class B-1 Flammable Gas

**Canadian Domestic Substances List:** All ingredients are on the DSL

**NFPA Hazard Class:** HMIS Hazard Class

**Health:** 1 (Slight) Health: 1 (Slight)

**Flammability:** 4 (Extreme) Flammability: 4 (Extreme)

**Reactivity:** 0 (Least) Physical Hazard: 0 (Least)

**HMIS Hazard Class**

**Health:** 1 (Slight) Health: 1 (Slight)

**Flammability:** 4 (Extreme) Flammability: 4 (Extreme)

**Reactivity:** 0 (Least) Physical Hazard: 0 (Least)

**Personal Protection:** K (K = Air line hood or mask, gloves, full chemical suit, boots)