

41363/12/10



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

Rsk
069.744
Put
1-1
2010

FINAL PROJECT - MO 019336

RISK ASSESSMENT OF ONSHORE PIPELINE IN AREA SURABAYA OWNED BY PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA

FARABIAH PARMA PUTRI
REG. 4306 100 085

Supervisors :

Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D

Ir. Hasan Ikhwan, M.Sc

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING
Faculty of Marine Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2010

PERPUSTAKAAN ITS	
Tgl Terima	13-8-2010
Terima Dari	H
No Agenda Prp	-



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - MO 019336

***RISK ASSESSMENT PADA ONSHORE PIPELINE
AREA SURABAYA MILIK PT. PERUSAHAAN GAS
NEGARA***

FARABIAH PARMA PUTRI
NRP. 4306 100 085

Dosen Pembimbing :
Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D
Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2010

**RISK ASSESSMENT PADA ONSHORE PIPELINE AREA
SURABAYA MILIK PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA**

TUGAS AKHIR

**Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

pada

**Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Oleh:

Farabiah Parma Putri

NRP. 4306 100 085

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:



1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D (Pembimbing I)

2. Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc (Pembimbing II)



SURABAYA, AGUSTUS 2010

**RISK ASSESSMENT PADA ONSHORE PIPELINE AREA SURABAYA MILIK
PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA**

Nama Mahasiswa : Farabiah Parma Putri
NRP : 4306 100 085
Jurusan : Teknik Kelautan FTK-ITS
Dosen Pembimbing : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D
Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc

Abstrak

Pipeline dikenal sebagai metode pengiriman minyak dan gas bumi yang paling aman. Bagaimanapun juga, *pipeline*, seperti halnya semua peralatan industri dapat mengalami kegagalan. Kegagalan dan keamanan jalur perpipaan minyak dan gas bumi sangatlah vital terhadap lingkungan, orang-orang, dan benda-benda di sekitarnya. Oleh karena itu, diperlukan suatu solusi terintegrasi yang ditekankan pada perundang-undangan keamanan *pipeline*. *Pipeline risk assessment* adalah salah satu dari metode yang paling baik untuk mengidentifikasi suatu kejadian potensial yang tidak hanya menyebabkan gangguan pada operasional perpipaan, tetapi juga kejadian yang berhubungan dengan *safety* dan masalah lingkungan. Tugas Akhir ini membahas tentang penilaian resiko pada jaringan pipa distribusi gas di daerah Tandes-Margomulyo milik PT. Perusahaan Gas Negara sepanjang 9.9 km. Penilaian resiko dilakukan pada setiap segmen pipa dan dinilai berdasarkan pada atributnya. Penilaian resiko yang digunakan adalah *indexing model risk assessment*, yaitu dengan mencari skor *index* pada masing-masing parameter (peluang kegagalan dan konsekuensi kegagalan). Dari hasil perhitungan, maka diperoleh peluang terjadinya kegagalan pada setiap segmen pipa yaitu berupa indeks-indeks dengan item-item dari *third-party damage* dengan skor rata-rata 57.16, korosi dengan skor rata-rata 68, desain dengan skor rata-rata 75, dan kesalahan operasional dengan skor rata-rata 90. *Leak impact factor* digunakan untuk mengatur *index score* untuk menggambarkan konsekuensi kegagalan. *Leak impact factor* diperoleh dari hasil perkalian seluruh faktor area yang terdiri dari *product hazard*, *leak/spill volume*, *dispersion*, dan *receptors*. Hasil perkiraan skor kriteria untuk *product hazard* adalah 7, bocor atau *spill volume* adalah 0.4, dispersi pada skor 0.8, variasi skor reseptor bernilai antara 10.8 sampai dengan 15.9, sehingga diperoleh *leak impact factor* dengan skor rata-rata 31.696. *Relative risk score* rata-rata didapatkan sebesar 9.45, sehingga tingkat resiko pada jaringan pipa Tandes-Margomulyo termasuk pada tingkat rendah (*low risk*). Mitigasi resiko dilakukan apabila resiko tidak *acceptable* dengan cara mengurangi frekuensi konsekuensi ataupun mengkombinasikan keduanya.

Kata kunci : *pipeline*, penilaian resiko, *Indexing Model Risk Assessment*, mitigasi resiko

**RISK ASSESSMENT OF ONSHORE PIPELINE IN AREA SURABAYA
OWNED BY PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA**

Student name : Farabiah Parma Putri
NRP : 4306 100 085
Majoring : Ocean Engineering FTK-ITS
Lecturers : Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D
Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc

Abstract

Pipeline are considered as the safest method of delivering oil & gas. However, pipelines, like all engineering plant can, and do fail. Pipeline failures are vital to the environment, people and properties. Therefore, the intergrated solution to minimize the following risk need to be treated as priority, especially in the safety application and inspection rules of pipeline. Pipeline risk assessment is one of the best identification method for potential occurrence of pipeline operation failure, environment, health and safety issue included. This Final Project studies about the risk assessment on gas distribution pipelines at Tandes-Margomulyo Area owned by PT. Perusahaan Gas Negara along 9.9 km. The following assessment has been done at each pipe segmentation and reviewed based on its supporting attribute. The risk assesment used in this Final Project is indexing model risk assesment, through scoring index to each parameter (probability and consequence of failure). From the calculation, then probability of failure obtained in each segment of pipe that is in the form of indexes with items from third-party damage with an average score of 57.16, corrosion with an average score of 68, design with an average score of 75, and incorrect operations with an average score of 90. The leak impact factor is used to adjust the index scores to reflect the consequences of a failure. It can be obtained by multiply the whole area factors (include to product hazard, leak/spill volume, dispersion and receptors). From this, we can get the estimation score, for product hazard is about 7, leak/spill volume is 0.4, dispersion is 0.8, receptors variation score between 10.8 up to 15.9, thus can be obtained the leak impact factor with an average score of 31.696. Relative risk score obtained an average score of 9.45, so the level of risk at pipeline Tandes-Margomulyo including at low level. Risk mitigation need to be done for unacceptable level by reducing the consequence frequency or combining both.

keyword : pipeline, risk assessment, Indexing Model Risk Assessment, risk mitigation

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullohi Wabarakatuh.

Alhamdulillahirabbil'alamin. Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala limpahan rahmat, hidayah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik dan lancar. Sholawat serta salam juga penulis haturkan kepada junjungan umat manusia, Rasulullah Muhammad SAW.

Tugas Akhir ini berjudul "**Risk Assessment Pada Onshore Pipeline Area Surabaya milik PT. Perusahaan Gas Negara**". Tugas Akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas Akhir ini membahas mengenai penilaian resiko jaringan pipa distribusi gas di daerah Tandes-Margomulyo milik PT. Perusahaan Gas Negara dengan menggunakan *indexing model risk assessment*.

Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan dan penulisan penelitian ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis sangat mengharapkan kritik dan saran dari pihak lain. Penulis berharap semoga penelitian ini bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang Perancangan dan Produksi Bangunan Laut, bagi pembaca pada umumnya dan penulis pada khususnya.

Wassalamu'alaikum Warahmatullohi Wabarakatuh.

Surabaya, 4 Agustus 2010

Farabiah Parma Putri

UCAPAN TERIMA KASIH

Alhamdulillah rabbi'l'alamin, segala puji syukur selalu dipanjatkan kehadirat Allah SWT, yang jiwaku berada dalam genggamannya. Shalawat dan salam semoga selalu tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. Berkat ridlo dan pertolongan Allah SWT serta bantuan dan dukungan dari berbagai pihak, maka Saya bisa menyelesaikan Tugas Akhir ini. Oleh karena itu, pada kesempatan ini Saya ingin mengucapkan terima kasih atas bimbingan, bantuan dan dukungan moril-materiil maupun doa, kepada:

1. Kedua orang tuaku, Bapak Sukiran dan Ibu Julaikha yang selalu menyayangiku, memberikan dukungan dan doa kepada Saya hingga Tugas Akhir ini selesai, serta telah membiayai seluruh pendidikanku selama ini. *I will always love you forever, Mom and Dad;*
2. Kakak yang sangat aku sayang, Yulia Sasangka Dewi a.k.a “Jhuma” yang hampir setiap hari telah memberikan dukungan dan doa kepadaku untuk segera menyelesaikan studi ini, serta membiayai kuliah Saya di ITS selama kurang lebih 4 tahun ini. Terimakasih juga atas bantuan translatenya yang sangat membantu dalam Tugas Akhir ini;
3. Kepada Saudara-saudara dari pihak Ibu Saya, terutama Ning Gopo yang telah memberikan bantuan tambahan biaya daftar ulang waktu pendaftaran ulang untuk kuliah di ITS. Terimakasih atas bantuan yang tak ternilai itu karena jika tidak ada Ning, saya mungkin tidak akan pernah bisa masuk “Kampus Impian” saya selama ini;
4. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D, selaku dosen pembimbing I dan Ir. Hasan Ikhwan, M.Sc selaku dosen pembimbing II;
5. Ir. Arief Suroso, M.Sc selaku dosen wali Saya selama kurang lebih 4 tahun ini;
6. Ir. Murdjito, M.Sc, Eng dan Dr. Drs. M. Mustain, M.Sc selaku Ketua dan Sekretaris Jurusan Teknik Kelautan;

7. Seluruh dosen Jurusan Teknik Kelautan yang telah mencurahkan waktunya untuk berbagi ilmu selama kurang lebih 4 tahun ini;
 8. Seluruh Karyawan Jurusan Teknik Kelautan yang telah membantu menjalani kehidupan perkuliahan, terutama Karyawan Tata Usaha yang banyak membantu permasalahan administrasi perkuliahan;
 9. Karyawan PT. Perusahaan Gas Negara (Persero) Tbk Distribusi Wilayah II JABATI, khususnya Bapak Muhammad Munari dan Bapak Achmad Hidayat yang telah memberikan banyak ilmu dan data untuk pengerjaan Tugas Akhir ini; Bapak Sigit pada bagian HRD yang telah banyak membantu dalam pengambilan data Tugas Akhir ini;
 10. Keluarga besar D'Admiral (teman-teman Angkatan 2006), semoga kekeluargaan dan persaudaraan ini terjalin tidak hanya selama perkuliahan saja tetapi hingga selamanya nanti;
 11. Seluruh warga (Mas, Mbak dan Adik-adik) Jurusan Teknik Kelautan ITS;
- Serta semua pihak yang telah membantu penyelesaian Tugas Akhir ini, namun tidak bisa saya sebutkan satu-persatu.

DAFTAR ISI



HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	v
ABSTRAK.....	vii
<i>ABSTRACT</i>	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL.....	xxi
DAFTAR NOTASI.....	xxiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	6
1.3 Tujuan.....	6
1.4 Manfaat.....	6
1.5 Batasan Masalah.....	6
1.6 Sistematika Penulisan.....	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	9
2.1 Tinjauan Pustaka.....	9
2.2 Dasar Teori.....	9
2.2.1 <i>Risk Assessment</i>	9
2.2.2 <i>Indexing Model</i>	12
2.2.3 <i>Index Sum</i>	14
2.2.3.1 <i>Third-Party Damage Index</i>	15
2.2.3.2 Indeks Korosi (<i>Corrosion Index</i>).....	25
2.2.3.3 <i>Design Index</i>	35
2.2.3.4 <i>Incorrect Operations Index</i>	41
2.2.4 <i>Leak Impact Factor</i>	47
2.2.4.1 <i>Product Hazard</i>	48
2.2.4.2 <i>Leak/Spill Volume</i>	50

2.2.4.3 Dispersion.....	50
2.2.4.4 Receptors.....	52
2.2.5 Acceptable Risk.....	55
2.2.6 Distribution System.....	57
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	61
3.1 Penjelasan Diagram Alir	61
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN.....	71
4.1 Umum	71
4.2 Aturan Perancangan Saluran Pipa	71
4.3 Kelas Lokasi	71
4.4 Data Desain	71
4.5 Tipe Pipa.....	72
4.6 Segmentasi.....	73
4.7 Identifikasi Bahaya	74
4.8 Jumlah Indeks Hasil Perkiraan.....	74
4.8.1 Indeks kegagalan faktor pihak ke tiga (<i>Third-party damage index</i>).....	74
4.8.2 Indeks Korosi	75
4.8.3 Indeks Desain.....	76
4.8.4 Indeks Kesalahan Operasional	77
4.9 Jumlah Indeks Keseluruhan (<i>index sum</i>)	78
4.10 <i>Leak Impact Factor</i> (Faktor Pengaruh dari kebocoran)	79
4.11 Skor Resiko Relatif (<i>Relative Risk Score</i>)	81
4.12 <i>Acceptable Risk</i> (Resiko yang diterima)	83
4.13 Mitigasi Resiko	83
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	85
5.1 Kesimpulan.....	85
5.2 Saran	86
DAFTAR PUSTAKA.....	87
LAMPIRAN A	
LAMPIRAN B	
LAMPIRAN C	
LAMPIRAN D	

LAMPIRAN E

LAMPIRAN F

LAMPIRAN G

BIODATA PENULIS

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Bagan skor resiko relatif.....	3
Gambar 1.2 Peta jaringan pipa distribusi gas Area Surabaya PT. Perusahaan Gas Negara	5
Gambar 2.1 Pembagian <i>pipeline</i>	14
Gambar 2.2 Grafik hubungan antara <i>risk scores</i> dan <i>failure probability</i>	15
Gambar 2.3 <i>Minimum depth of cover</i>	17
Gambar 2.4 <i>River Crossing Survey</i>	18
Gambar 2.5 Aktivitas seismograph dekat jalur pipa (<i>pipeline</i>)	20
Gambar 2.6 Perlindungan <i>pipeline</i> terhadap fasilitas di atasnya	21
Gambar 2.7 <i>ROW condition</i>	24
Gambar 2.8 Tipe instalasi <i>casing</i>	29
Gambar 2.9 Hubungan antara bahaya kronis dan akut pada produk <i>pipeline</i>	49
Gambar 2.10 <i>Typical gas distribution system</i>	58
Gambar 3.1 Gambar satelit dari jalur pipa Tandes-Margomulyo.....	64
Gambar 3.2 Diagram alir penelitian.....	70
Gambar 4.1 <i>Index Comparison</i>	79
Gambar 4.2 Distribusi <i>Leak Impact Factor</i>	81

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Spesifikasi <i>pipeline</i>	4
Tabel 1.2 Data tanah dari laporan survey pipa penyalur.....	4
Tabel 2.1 Item yang direkomendasikan untuk <i>third-party damage index</i> dengan poin dan presentase.....	16
Tabel 2.2 Item yang direkomendasikan untuk indeks korosi dengan poin dan presentase	26
Tabel 2.3 Item yang direkomendasikan untuk <i>design index</i> dengan poin dan presentase.	36
Tabel 2.4 Daftar poin berdasarkan pada ketebalan dinding ekstra.....	38
Tabel 2.5 Item yang direkomendasikan untuk <i>incorrect operations index</i> dengan poin dan presentase.....	42
Tabel 2.6 <i>Leak volume scores based on normalized flow rate value</i>	50
Tabel 2.7 <i>Influenced area scores based on normalized area value</i>	51
Tabel 2.8 <i>Population density scoring system</i>	53
Tabel 2.9 <i>Environmental sensitivity and/or High Value Area Scoring system</i>	53
Tabel 3.1 Data desain pipa	61
Tabel 3.2 Data Material Pipa	62
Tabel 3.3 Data tanah dari laporan survey pipa penyalur	63
Tabel 3.4 Pembagian segmen pada jalur <i>pipeline</i> Tandes-Margomulyo	63
Tabel 3.5 Item yang direkomendasikan untuk <i>third-party damage index</i> dengan poin dan presentase.....	65
Tabel 3.6 Item yang direkomendasikan untuk <i>corrosion index</i> dengan poin dan presentase	65
Tabel 3.7 Item yang direkomendasikan untuk <i>design index</i> dengan poin dan presentase	66
Tabel 3.8 Item yang direkomendasikan untuk <i>incorrect operations index</i> dengan poin dan presentase	67
Tabel 4.1 Faktor desain menurut kelas lokasi	72
Tabel 4.2 Deskripsi segmen pada jalur pipa Tandes-Margomulyo.....	73
Tabel 4.3 Rekapitulasi dari <i>third-party damage index</i> dari segmen 1 sampai 6 ...	75

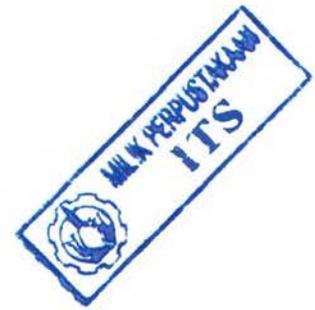
Tabel 4.4 Rekapitulasi dari <i>corrosion index</i> dari segmen 1 sampai 6	76
Tabel 4.5 Rekapitulasi dari <i>design index</i> dari segmen 1 sampai 6	77
Tabel 4.6 Rekapitulasi dari <i>incorrect operations index</i> dari segmen 1 sampai 6 ..	77
Tabel 4.7 <i>Index total</i> dari segmen 1 sampai 6	78
Tabel 4.8 Perhitungan dari LIF.....	80
Tabel 4.9 <i>Relative Risk Score</i> dari segmen 1 sampai 6	81
Tabel 4.10 <i>Assigning number to qualitative assessment</i>	82
Tabel 4.11 <i>Expression of quality</i>	83

DAFTAR NOTASI

- t = ketebalan dinding pipa/*wall thickness* (in)
 d = diameter pipa (in)
 PH = *Product Hazard* (pts)
 LV = *Leak/Spill Volume* (pts)
 D = *Dispersion* (pts)
 R = *Receptors* (pts)
 q = *flow rate* (kg/s)
 Y = faktor ekspansi (biasanya berkisar antara 0.65 – 0.95)
 A = area percabangan pada pipa (ft²)
 C = koefisien aliran (0.9 – 1.2)
 g = percepatan gravitasi (32.2 ft/sec *per second*)
 ΔP = perubahan tekanan pada percabangan pipa (psi)
 ρ = berat jenis fluida (lb/ft³)
 r = radius dari titik kebocoran pipa (ft)
 p = tekanan *pipeline* maksimum (psi)
 S = standar deviasi
 \bar{x} = *mean value*

BAB I

PENDAHULUAN



1.1 Latar Belakang

Produksi gas alam di Indonesia mencapai 73.000 million m³ pada tahun 2004, berada di peringkat 8 dunia dan terbesar di Asia Pasifik. Ekspor gas bertambah 60 kali lipat dari 661 million m³ pada tahun 1977, ketika LNG pertama kali melakukan ekspor, menjadi 39.600 million m³ di tahun 2004. Namun sumber gas negara untuk keperluan domestik penggunaannya sangat lambat, karena adanya kebijakan subsidi harga minyak dari pemerintah, sehingga menyebabkan harga gas tidak kompetitif. Saat ini, kerangka peraturan dan undang-undang yang mengatur eksplorasi dan produksi untuk konsumsi gas domestik masih kurang jelas, sehingga menyebabkan investor kurang begitu tertarik. Pada tahun 2005, produksi minyak terus berkurang dan konsumsi semakin bertambah, menjadikan Indonesia sebagai satu-satunya negara anggota OPEC yang mengimpor minyak (<http://www.pgn.co.id>).

Indonesia adalah termasuk negara penghasil gas bumi terbesar di dunia. Diperkirakan saat ini cadangan gas bumi Indonesia adalah 176 trilyun kaki kubik (TCF). Dengan rata-rata produksi sebesar 8 milyar kaki kubik per hari (BSCFD) atau 3 TCF per tahun, maka cadangan gas bumi di Indonesia dapat dimanfaatkan dalam kurun waktu lebih dari 30 tahun. Sumber-sumber gas bumi tersebar di beberapa wilayah kepulauan di Indonesia, seperti di Aceh, Kepulauan Riau, Natuna, Kalimantan Timur, Jawa, Sulawesi, dan Irian Jaya (Kurnely, 2004).

Untuk pemanfaatan gas bumi ini diperlukan transportasi yang dapat menyalurkan fluida minyak tersebut, antara lain dapat menggunakan *pipeline*. Saat ini *pipeline* yang telah beroperasi di Indonesia adalah sepanjang 48.000 km di darat (*onshore*) dan 38.000 km di laut (*offshore*). Sedangkan untuk menghubungkan sumber gas bumi baru ke konsumen potensial di perkiraan masih membutuhkan pipa seberat 1,6 juta metrik ton (Kurnely, 2004).

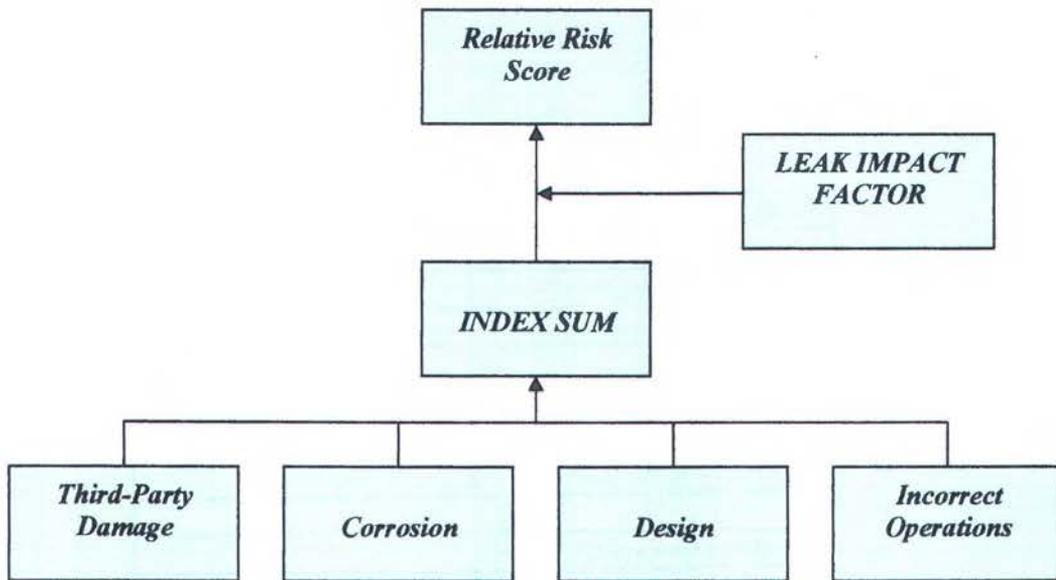
Pipeline dikenal sebagai metode pengiriman minyak dan gas bumi yang paling aman. Bagaimanapun juga, *pipeline*, seperti halnya semua peralatan industri dapat terjadi kegagalan. Kegagalan dan keamanan jalur perpipaan minyak dan gas bumi

sangatlah vital terhadap lingkungan, orang-orang, dan benda-benda di sekitarnya. Oleh karena itu diperlukan suatu solusi terintegrasi yang ditekankan pada perundang-undangan keamanan *pipeline* yaitu menekankan peraturan pada pengadaan peralatan keamanan, membangun manajemen keamanan, *database*, dan penilaian resiko berbasis teknologi digital. Hanya aspek inilah yang saling terkait dalam *pipeline* yang dapat kita kontrol secara efektif, sehingga memungkinkan dapat mengurangi resiko maksimum dan menjaga *pipeline* tetap bekerja dengan aman dan efisien. (Fuqing *et al*, 2006).

Tandes-Margomulyo (9.9 km diameter 6" dan 4") adalah satu dari sekian kelompok jaringan pipa distribusi gas pada Area Surabaya yang dibangun PT. Perusahaan Gas Negara (PGN), sistem transmisinya dengan menggunakan sistem *onshore pipeline*. Jalur pipa gas di daerah ini tergolong jalur pipa gas bertekanan tinggi yang sudah tua dan dibangun di daerah bekas rawa, sehingga kemungkinan tingkat resiko di daerah ini sangat besar sekali dan dapat mempengaruhi beban kritis pada *pipeline* ini. Resiko yang muncul pada jalur ini karena memiliki masalah dengan desain ataupun konstruksi, sistem perpipaan mengalirkan cairan berbahaya, sistem perpipaan melalui daerah dengan potensi bahaya yang beragam dan berbeda, dan pada sistem perpipaan terjadi kesalahan mekanis, sehingga menyebabkan pipa gagal (faktor lingkungan/korosi).

Dengan munculnya resiko-resiko tersebut, maka diperlukan suatu pengelolaan resiko (*risk assessment*) untuk meningkatkan *safety* (keamanan) dan *reliability* (keandalan) sistem perpipaan, untuk menurunkan biaya operasional, pemeriksaan dan perawatan, untuk memberikan rasa aman terhadap masyarakat yang ada di sekitar *pipeline*. Dengan adanya *risk assessment* dapat menjalin komunikasi yang baik antara operator pipa, regulator, *insurer* dan beberapa pihak lainnya.

Pada Tugas Akhir ini *risk assessment* yang digunakan adalah metode *indexing model risk assessment* yaitu suatu *risk assessment* yang menggunakan nilai numerik dari kondisi dan aktivitas sistem perpipaan yang menggambarkan resiko. Setiap segmen pipa dinilai berdasarkan pada atributnya. Setiap segmen pipa diranking berdasarkan *relative risk score* untuk memprioritaskan mana yang akan direparasi, inspeksi dan beberapa upaya penurunan tingkat resiko.



Gambar 1.1 Bagan skor resiko relatif (Muhlbauer, 2004)

Berdasarkan urutan langkah diatas (Gambar 1.1), *Pipeline risk assessment* diawali dengan menghitung peluang munculnya kejadian yang mengandung resiko dalam satuan frekuensi persatuan waktu (*Probability of Failure*) pada setiap segmen yaitu berupa *index-index* dengan item-item dari *third-party damage index*, *corrosion index*, *desain index*, dan *incorrect operations index*. Langkah berikutnya yaitu menghitung konsekuensi yang ditimbulkan (*Consequences of Failure*) oleh kejadian yang mengandung resiko yang diukur dalam satuan efek yang ditimbulkannya per satuan waktu, dalam hal ini adalah *Leak Impact Factor* (LIF). Setelah itu dapat dihitung *relative risk score* yang merupakan hasil dari pembagian antara jumlah indeks dengan *leak impact factor* dan pada akhirnya didapatkan *risk profile* yang berisikan *leak impact factor*, *relative risk score*, dan *index sum* tiap-tiap segmen *pipeline*, apakah jalur *pipeline* memiliki tingkat keamanan yang tinggi atau bahkan sebaliknya, karena semakin tinggi indeks skor (pembobotan), maka tingkat keamanannya juga semakin tinggi (Muhlbauer, 2004).

Berikut adalah data pipa jalur Tandes-Margomulyo pada Area Surabaya milik PT. PGN

:

Tabel 1.1 Spesifikasi Pipeline

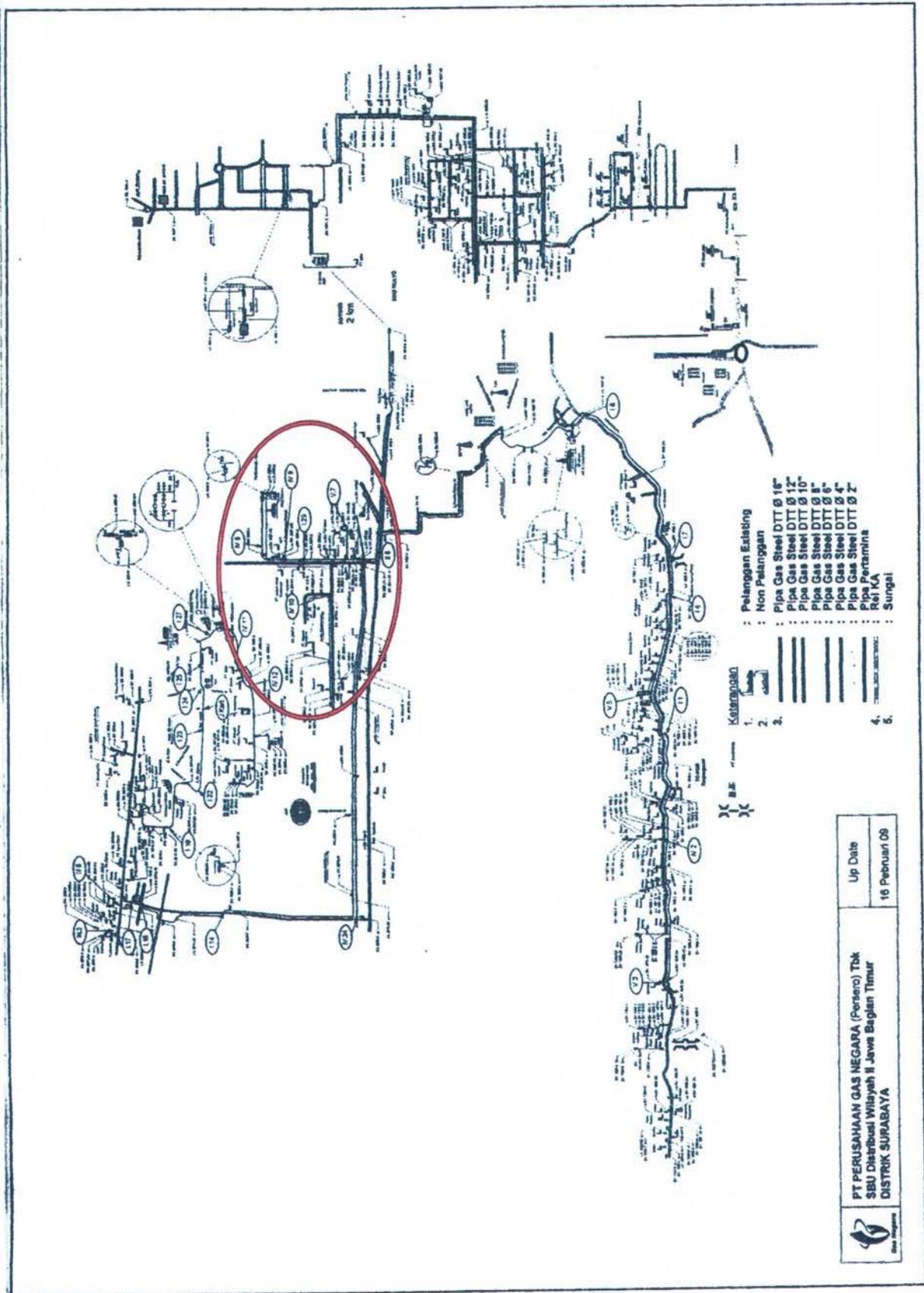
Design Data	Unit
Tekanan design	50 bar
Temperatur design	50°C
Tekanan hidrostatik	76 bar
Material pipa	API 5L - Grade X46
Kapasitas maksimum	130 MMS CFD
Ball Valve pada plant	Rating 600
Ball Valve pada line	Rating 300
Kondisi Operasi :	
Tekanan Operasi	27 bar
Temperatur Operasi	80°F
Temperatur lingkungan	34°C
Kelembaban	65%
Kecepatan Angin	2.3 m/s
Lokasi Penggalian	
	0°
Tandes	
Tebal material	2.72 in (6.91 cm)
Tebal coating	1.87 in (4.74 cm)
Margomulyo	
Tebal material	2.34 in (5.94 cm)
Tebal coating	1.85 in (4.69 cm)

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

Tabel 1.2 Data tanah dari laporan survey pipa penyalur

	Diameter Pipa (inch)	Tahanan Tanah (ohm-cm)	Potensial Tanah (mV)	Keasaman Tanah (pH)	Keterangan
Tandes	6	115.666	-1048	4.8	
Margomulyo	4	103.602	-1046	3.5	

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)



Gambar 1.2 Peta jaringan pipa distribusi gas Area Surabaya PT. Perusahaan Gas Negara
(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

1.2 Perumusan Masalah

Jika diketahui data *onshore pipeline* Area Surabaya milik PT. PGN sesuai Tabel 1.1, Tabel 1.2 dan Gambar 1.2 :

1. Berapa peluang terjadinya kegagalan (*Probability of Failure*) pada *pipeline* tersebut.
2. Bagaimana konsekuensi yang ditimbulkan (*Consequences of Failure*) pada *pipeline* tersebut.
3. Berapa *relative risk score* pada *pipeline* tersebut.

1.3 Tujuan

Dari perumusan masalah di atas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai dalam Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Menghitung peluang terjadinya kegagalan (*Probability of Failure*) pada *pipeline* tersebut.
2. Menghitung konsekuensi yang ditimbulkan (*Consequences of Failure*) pada *pipeline* tersebut.
3. Menghitung berapa *relative risk score* pada *pipeline* tersebut.

1.4 Manfaat

Dari hasil penilaian resiko diharapkan mengetahui tingkat resiko pada *onshore pipeline* Area Surabaya di jalur Tandes-Margomulyo.

1.5 Batasan Masalah

Adapun batasan permasalahan pada penulisan Tugas Akhir ini adalah :

- 1) Pipa yang dianalisa kondisinya diasumsikan terkubur (*buried*).
- 2) Asumsi yang dibuat pada saat perencanaan resiko sistem perpipaan adalah perencanaan berdasarkan pada data yang sudah tersedia.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam Tugas Akhir ini dimulai dengan bab satu yang berisi pendahuluan yang menjelaskan tentang latar belakang penelitian yang akan dilakukan, perumusan masalah, tujuan yang hendak dicapai dalam Tugas Akhir ini, manfaat yang diperoleh, batasan masalah dan sistematika laporan.

Dasar teori dan tinjauan pustaka yang menjadi sumber referensi dalam Tugas Akhir ini dibahas dalam bab dua. Secara rinci bab dua ini berisikan tinjauan pustaka yang menjadi acuan dari penelitian Tugas Akhir, dasar-dasar teori, rumus-rumus dan *code* yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir.

Bab tiga pada penulisan Tugas Akhir ini menjelaskan tentang metodologi yang akan digunakan penulis untuk menyelesaikan permasalahan yang ada. Meliputi: pengumpulan data-data awal, analisa data, pembahasan dan terakhir adalah mengambil kesimpulan dari hasil pengerjaan Tugas Akhir ini.

Analisa penelitian dalam Tugas Akhir ini akan dibahas dan diterangkan pada bab empat. Bab ini membahas pengolahan data hasil dari perhitungan hingga menghasilkan kesimpulan yang menjadi tujuan dari Tugas Akhir. Dimana kesimpulan beserta saran yang diperlukan untuk penelitian lebih lanjut dari Tugas Akhir ini akan diterangkan pada bab lima.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Pipeline didefinisikan sebagai sambungan memanjang dari segmen-segmen pipa dengan pompa, katup dan peralatan kendali serta peralatan lain sebagai pendukung pengoperasian sistem. Fungsi dari jalur pipa tersebut adalah untuk memindahkan fluida, campuran fluida benda padat, campuran padat dengan fluida atau kapsul. Istilah *pipeline* diartikan sebagai bentangan pipa berukuran besar dengan jarak yang sangat panjang. Komoditas yang sering ditransportasikan adalah air, gas alam, minyak mentah, dan produksi hasil pengolahan minyak bumi (Liu, 2003).

Penggunaan *pipeline* untuk menyalurkan gas alam dinilai sangat efektif jika dibandingkan dengan menggunakan transportasi lainnya. Beberapa keuntungan yang didapatkan antara lain lebih ramah lingkungan, lebih murah, perawatannya juga lebih mudah dan masih banyak lagi keuntungan lainnya.

Namun ada kalanya muncul beberapa konsekuensi yang harus dipertimbangkan karena muatan yang disalurkan rentan terhadap kebocoran yang dapat menyebabkan kebakaran maupun ledakan, kegagalan pada saluran pipa berdampak terhadap kerusakan dan pencemaran lingkungan. Mengingat betapa ketatnya regulasi mengenai pengaruh terhadap lingkungan, muncul regulasi pemerintah yang mengatur tentang keselamatan kerja pipa penyalur minyak dan gas bumi, yaitu berupa keputusan Menteri Pertambangan dan Energi nomor 300.k/38/M.pel/1997.

Tandes-Margomulyo merupakan salah satu jalur pipa distribusi gas yang termasuk dalam region Surabaya milik Perusahaan Gas Negara dengan jarak 9.9 km, diameter pipa yang digunakan 6 inch dan 4 inch.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Risk Assessment

Resiko umumnya didefinisikan sebagai probabilitas dari kejadian yang menyebabkan kerugian dan mempunyai potensi kerugian yang serius. Dengan definisi ini, berarti jika resiko bertambah probabilitasnya juga bertambah.

Definisi resiko secara matematis dapat dirumuskan pada persamaan 2.1 sebagai berikut :

$$Risk = (event\ likelihood) \times (event\ consequence) \dots\dots\dots (2.1)$$

Resiko bukan kuantitas yang statis disepanjang pipa, kondisinya selalu berubah-ubah. Dengan adanya perubahan, maka resiko juga ikut berubah.

Relative risk score menggunakan skor atau indeks untuk menentukan tingkatan resiko. *Relative risk rating* dapat dihitung dengan menggunakan rumus persamaan 2.2 sebagai berikut :

$$Relative\ risk\ rating = Indeks\ sum / leak\ impact\ factor \dots\dots\dots (2.2)$$

Muhlbauer (2004) menyatakan bahwa *risk assessment* adalah metode yang sistematis untuk menentukan apakah suatu kegiatan mempunyai resiko dapat diterima atau tidak. Langkah awal dari *risk assessment* adalah identifikasi dari bahaya atau *hazard* dan efek dari *hazard* tersebut dan siapa/apa yang akan terkena dampaknya. Langkah berikutnya adalah menentukan besarnya *frequency* atau *probability* dari kejadian. Langkah ketiga adalah menentukan besarnya *consequency* dari kejadian, karena *risk* adalah kombinasi dari *consequency* dan *probability* (Mefredi, 2006).

Dari *risk* awal yang teridentifikasi tentunya akan dibandingkan *acceptance criteria* yang diinginkan, jika resiko sudah di bawah toleransi kriteria, maka kegiatan dapat dilakukan, namun jika masih di atas *acceptance criteria* maka perlu dilakukan pencegahan atau pengurangan resiko, sehingga resiko akhir dari kegiatan dapat diterima. Banyak metode untuk melakukan *risk assessment* bisa kualitatif, semi kuantitatif, ataupun yang kompleks dengan metode kuantitatif (Mefredi, 2006).

Pipeline risk assessment adalah salah satu dari metode yang paling baik untuk mengidentifikasi suatu kejadian potensial yang tidak hanya menyebabkan gangguan pada operasional perpipaan tetapi juga kejadian yang berhubungan dengan *safety* dan masalah lingkungan. Tujuan dari *pipeline risk assessment* adalah untuk mengevaluasi dampak dari *pipeline* kepada masyarakat dan untuk mengidentifikasi cara manage *risk* yang lebih efektif.

Ada beberapa hal yang perlu diketahui sebelum mempelajari lebih jauh mengenai *risk assessment* :

1. *Hazard/Threats*, yaitu kondisi-kondisi yang ada yang mungkin menjadi potensi kejadian yang tidak diinginkan
2. *Control*, yaitu tindakan/langkah yang diberikan untuk mencegah *hazard* dari penyebab kejadian-kejadian yang tidak diinginkan.
3. *Event*, yaitu kejadian yang dihubungkan akibat ada beberapa tipe dari kemungkinan hasil dari kejadian awal yang mungkin pada *range* dalam tingkat kerusakan dari biasa sampai serius tergantung pada kondisi-kondisi yang dahulu dan penambahan kejadian-kejadian.
4. *Risk*, yaitu terdiri dari dua elemen, frekuensi, dan konsekuensi. *Risk* dapat diartikan sebagai produk dari frekuensi dengan kejadian yang diantisipasi untuk terjadi dan konsekuensi dari hasil kejadian.

Ada beberapa pendekatan yang dapat digunakan untuk memperhitungkan *risk pipeline*. Secara umum terdapat 3 pendekatan yang banyak digunakan untuk memperhitungkan *pipeline risk assessment* dari yang paling sederhana sampai yang paling kompleks, yaitu :

1. *Risk Matrix*, Pengambilan keputusan dengan *matrix rank pipeline* berdasarkan pada kemungkinan dan konsekuensi dari kejadian potensial sebuah kejadian dengan skala yang sederhana, seperti tinggi, medium, atau rendah, atau skala *numerical* dari 1 sampai 5 sebagai contoh. Masing-masing ancaman ditempatkan pada *cell* dari *matrix* berdasarkan pada kemungkinan dan konsekuensinya. Kejadian dengan kemungkinan dan konsekuensi yang tinggi muncul pada daftar hasil dengan prioritas lebih tinggi.
2. *Indexing Models*, Teknik *pipeline risk assessment* yang paling populer saat ini adalah *index model* atau teknik *scoring* yang hampir sama, dalam pendekatan ini nilai *numerical* (skor) diasumsikan pada kondisi dan aktivitas penting pada sistem *pipeline* yang berhubungan terhadap gambaran resiko.
3. *Probabilistic Risk Assessment (PRA)*, *Model assessment* paling teliti dan kompleks adalah permodelan dengan pendekatan umum *probability risk assessment (PRA)*. Teknik ini umumnya digunakan pada industri nuklir, kimia dan penerbangan, pada industri petrokimia, dll. PRA adalah teknik matematis dan

statistik yang teliti dan sangat bergantung pada historis data kegagalan dan *event tree* atau *fault tree*.

Tahapan dalam melakukan *risk assessment* adalah :

1. Menentukan model *risk assessment*.

Model *pipeline risk assessment* adalah sekumpulan algoritma atau aturan-aturan yang menyediakan informasi dan data yang berhubungan dengan perhitungan level resiko sepanjang *pipeline*. Model *Risk Assessment* dapat diseleksi dari beberapa atau dari gambaran yang dibutuhkan

2. Mengumpulkan dan mempersiapkan data
3. Merencanakan dan mengimplementasikan setiap strategi
4. Memperkirakan resiko

2.2.2 *Indexing Model*

Indexing model saat ini mungkin adalah teknik *risk assessment* yang paling populer. Dalam pendekatan ini, *numerical value* (skor) digunakan untuk kondisi dan aktivitas yang penting dalam sistem perpipaan yang berperan dalam gambaran resiko. Hal ini termasuk item pengurangan dan peningkatan resiko, atau variabel. Pembobotan digunakan untuk masing-masing variabel resiko. Bobot relatif menunjukkan pentingnya item dalam *risk assessment* dan berdasarkan data statistik yang tersedia dan pada penilaian *engineering* dimana data tidak tersedia. Masing-masing bagian perpipaan dinilai berdasarkan pada semua atributnya. Berbagai macam bagian pipa selanjutnya di ranking memprioritaskan perbaikan, pemeriksaan, dan tujuan pengurangan resiko lainnya.

Sekarang teknik *risk assessment* yang banyak digunakan para operator *pipeline* dengan menggunakan 1 atau 2 model sederhana (dimana hanya faktor seperti sejarah kebocoran dan kepadatan populasi yang dipertimbangkan), sehingga model dengan ratusan faktor yang dipertimbangkan secara virtual pada masing-masing item yang menyebabkan resiko.

Meskipun masing-masing metode *risk assessment* yang dibicarakan memiliki kekuatan dan kelemahan masing-masing, pendekatan *index model* terutama digunakan berdasarkan alasan sebagai berikut :

1. Menyediakan jawaban segera.
2. Analisa dengan biaya yang rendah (pendekatan intuitif menggunakan informasi

yang tersedia)

3. Komprehensif (mengizinkan untuk pengetahuan yang tidak lengkap dan mudah untuk dimodifikasi sebagai informasi baru yang tersedia)
4. Berperan sebagai alat pendukung keputusan untuk memodelkan alokasi sumber daya.
5. Mengidentifikasi dan meletakkan nilai pada keuntungan pengurangan resiko.

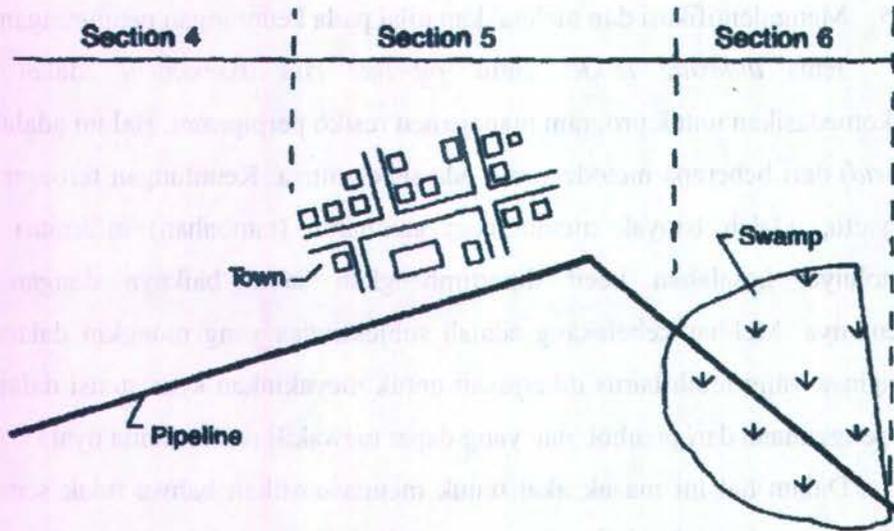
Jenis *indexing model* untuk *pipeline risk assessment* adalah fitur yang direkomendasikan untuk program manajemen resiko perpipaan. Hal ini adalah gabungan (*hybrid*) dari beberapa metode yang ada sebelumnya. Keuntungan terbesar dari teknik ini yaitu, adalah banyak memberikan gambaran (tambahan) informasi yang luas. Contohnya, kesalahan kecil dipertimbangkan sama baiknya dengan kegagalan sebenarnya. Melihat kebelakang adalah subjektivitas yang mungkin dalam penilaian. Keinginan yang lebih harus dikerjakan untuk meyakinkan konsistensi dalam penilaian dan penggunaan dari pembobotan yang dapat mewakili resiko dunia nyata.

Dalam hal ini masuk akal untuk mengasumsikan bahwa tidak semua variabel pembobotan akan dibuktikan benar untuk setiap model resiko. Penelitian yang sebenarnya dan kegagalan data akan menunjukkan tanpa keraguan bahwa beberapa diatur terlalu tinggi dan beberapa rendah. Ini adalah hasil dari kesalahan penilaian kepentingan relatif dari beberapa variabel oleh pemodel. Bagaimanapun, jika kuantifikasi dari faktor resiko tidak sempurna, hasil tersebut setidaknya akan memberi gambaran yang dapat diandalkan dari tempat dimana resiko relatif lebih rendah (lebih sedikit faktor “buruk” terjadi) dan dimana terdapat resiko yang relatif lebih tinggi (faktor buruk lebih banyak terjadi).

Pembagian jalur pipa (*segmentation or sectioning the pipeline*)

Tidak seperti kebanyakan fasilitas yang beresiko lainnya, jalur pipa memiliki potensi bahaya yang tidak konstan di sepanjang pipa, sehingga *risk picture* juga tidak konstan, jadi lebih efisien jika pembagiannya lebih pendek. Setiap bagian memiliki nilai resiko sendiri. Dengan membagi menjadi lebih pendek akan mengeluarkan biaya lebih mahal pada saat pengumpulan data, penanganan maupun perawatannya, sedangkan jika pembagiannya lebih panjang mungkin akan mengurangi biaya pengumpulan data, tetapi akan mengurangi akurasi perhitungan, karena rata-rata atau karakteristik *case* paling buruk berpengaruh jika terjadi

perubahan kondisi pada setiap segmennya. Terdapat 2 pilihan yang digunakan pada segmentasi, yaitu *fixed length segmentation* dan *dynamic segmentation*. Sebagaimana pada Gambar 2.1, Muhlbauer (2004) mengilustrasikan sebuah jalur *pipeline* dibagi berdasarkan *population density* dan *soil condition*.



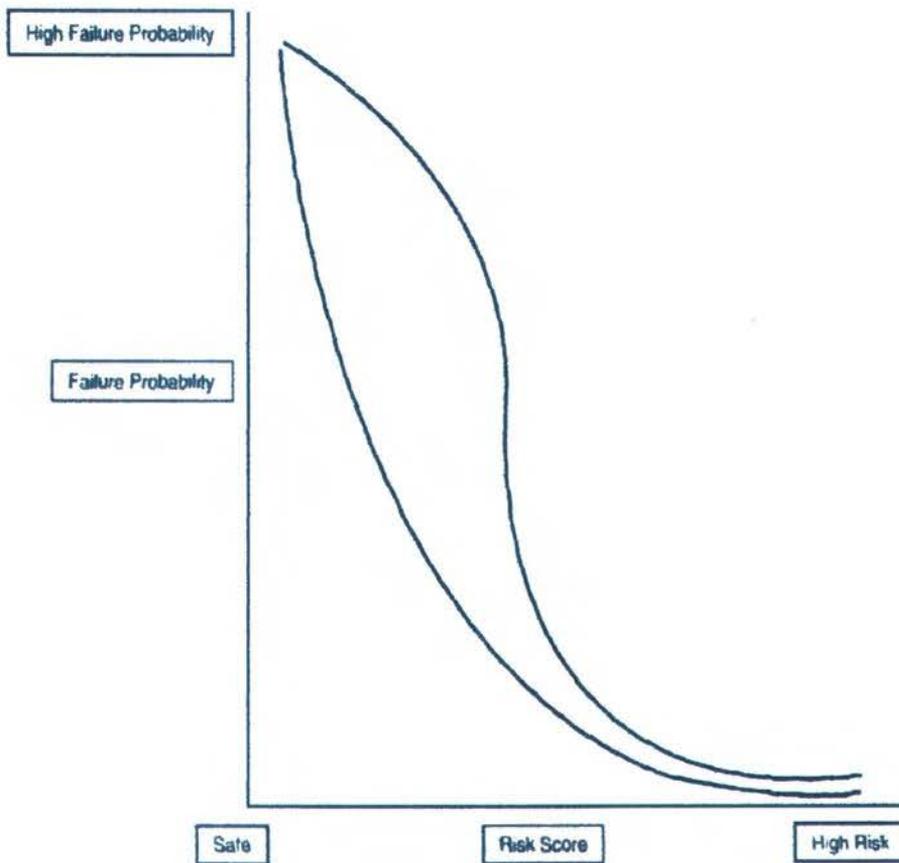
Gambar 2.1 Pembagian *pipeline* (Muhlbauer, 2004)

2.2.3 Index Sum

Index sum ditentukan dengan menjumlahkan *third-party damage index*, *corrosion index*, *design index* dan *incorrect operations index*. Ini berarti bahwa semakin tinggi skor, sistem perpipaan akan semakin aman (lihat Gambar 2.2). Beberapa asumsi yang dibuat pada saat perencanaan resiko sistem perpipaan adalah:

1. Perencanaan berdasarkan pada data yang sudah tersedia.
2. Karena sistem perpipaan telah beroperasi, maka fasilitas-fasilitasnya juga telah dioperasikan dan data operasionalnya tersedia. *Assessment* ini untuk menentukan

- *Third-party damage index*
- *Corrosion index*
- *Design index*
- *Incorrect operations index*



Gambar 2.2 Grafik hubungan *risk scores* dan *failure probability* (Muhlbauer, 2004)

2.2.3.1 *Third-Party Damage Index*.

Operator *pipeline* biasanya mengambil beberapa langkah untuk mengurangi kemungkinan kerusakan fasilitas yang disebabkan oleh hal lain yang tidak berhubungan dengan *pipeline*. Penjabaran langkah mitigasi tergantung bagaimana sistem mengalami kerusakan dan seberapa sering kemungkinan terjadi kerusakan. Kegagalan model ini juga sering disebut *outside force* atau *external force*, tetapi gempa masuk pada deskripsi tersebut. Bobot item yang direkomendasikan untuk *third-party damage index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.1 Item yang direkomendasikan untuk *third-party damage index* dengan poin dan persentase.

<i>No.</i>	<i>Items</i>	<i>Points</i>	<i>Percentage</i>
A	<i>Minimum Depth of Cover</i>	0 - 20	20%
B	<i>Activity Level</i>	0 - 20	20%
C	<i>Aboveground Facilities</i>	0 - 10	10%
D	<i>Line Locating</i>	0 - 15	15%
E	<i>Right-of-Way Condition</i>	0 - 5	5%
F	<i>Public Education Program</i>	0 - 15	15%
G	<i>Patrol Frequency</i>	0 - 15	15%
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Perhitungan terhadap potensi *third-party damage*

a. Kedalaman urug minimum (*Minimum Depth of Cover*).

Minimum depth cover adalah jumlah tanah, atau sebanding dengan lapisan yang menutup *pipeline* yang melindungi pipa dari aktivitas *third-party* (lihat Gambar 2.3). Suatu perencanaan atau rumus sederhana dapat dikembangkan untuk menetapkan nilai batas berdasarkan kedalaman permukaan.

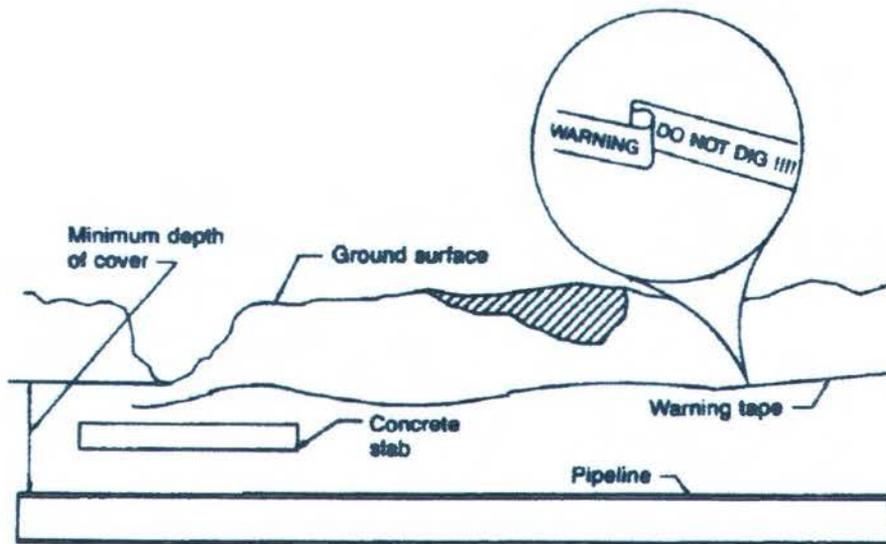
I. *Highway crossing*.

1. *Amount of cover (inches)* : 3 = nilai maksimum sampai 20. Poin diukur berdasarkan pada lokasi paling dangkal sampai bagian yang dievaluasi. Berdasarkan pengalaman dan indikasi yang logis, jika pelindung kurang dari 1 kaki sebenarnya berbahaya.

2. Perlindungan pipa dari gangguan mekanik :

- Beton pelapis dengan tebal 2 inch.
- Beton pelapis dengan tebal 4 inch.
- Selubung pipa (*pipe casing*).
- Batangan beton yang diperkuat (*concrete slab/reinforced slab*).
- Pita peringatan (*Warning Tape*).
- Lubang peringatan (*Warning Mesh*).

Nilai maksimum untuk item ini adalah 20.



Gambar 2.3 Minimum depth of cover (Muhlbauer, 2004)

II. Water crossing.

Keadaan jalur pipa di bawah permukaan air pada kondisi persilangan air (lihat Gambar 2.3).

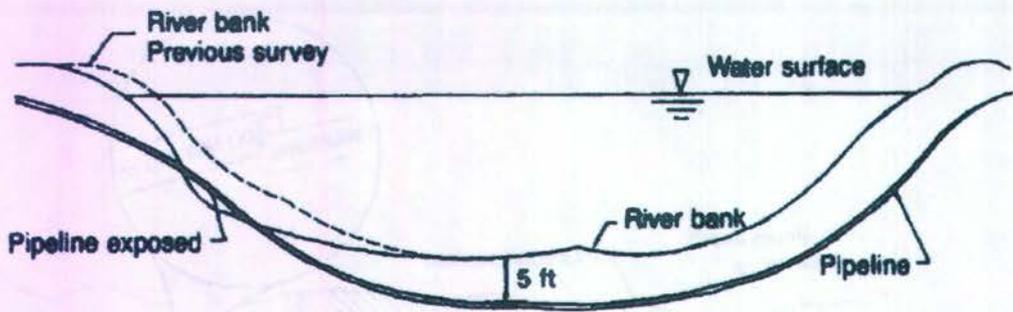
1. Dibawah kedalaman permukaan air.

0 – 5 ft	0 pts
5 ft – <i>Maximum anchor depth</i>	3 pts
> <i>Maximum anchor depth</i>	7 pts
2. Di bawah dasar saluran air

0 – 2 ft	0 pts
2 – 3 ft	3 pts
3 – 5 ft	5 pts
5 ft – <i>Maximum dredge depth</i> .	7 pts
> <i>Maximum dredge depth</i> .	10 pts
3. Lapisan beton (*Concrete Coating*)

tidak ada sama sekali	0 pts
Minimum 1 in.	5 pts

Nilai maksimum untuk item ini adalah 20.



Gambar 2.4 River Crossing Survey (Muhlbauer, 2004)

b. Tingkat aktivitas (*Activity Level*)

Dasar *risk assessment* adalah *the area of opportunity*. Untuk analisa yang berpotensi terhadap *third-party damage*, *the area of opportunity* mempunyai pengaruh yang kuat terhadap aktivitas di sekitar *pipeline*.

Hal lain yang perlu dipertimbangkan adalah di daerah dekat *rail system* dan di dekat area yang sibuk, khususnya daerah yang dilalui kereta api, truk atau kendaraan yang berkecepatan tinggi. Pada beberapa area, gangguan binatang adalah hal yang biasa. Binatang besar dapat mengganggu instrumen dan lapisan pipa. *Activity level item* secara normal adalah variabel resiko yang berubah setiap waktu, namun secara relatif tidak terjadi perubahan pada operator *pipeline*. Relokasi biasanya hanya berarti operator *pipeline* merubah variabel ini dan relokasi yang tidak normal suatu pilihan mitigasi resiko yang rutin.

Aktivitas seismograph juga perlu diperhitungkan dalam tingkat aktivitas pada jalur *pipeline* (lihat Gambar 2.5). Aktivitas seismograph dapat membahayakan *pipeline* dan potensi beberapa aktivitas yang termasuk dalam kegiatan *risk assessment*. Bahaya pertama terjadi jika pipa dibor pada tempat yang mudah terjadi ledakan. Misalnya, kegiatan pengeboran dapat ditempatkan pada *pipeline* yang mengalami resiko secara langsung. Kedalaman lapisan (*depth of cover*) memberikan sedikit perlindungan karena pipa di bor untuk kedalaman manapun. Bahaya kedua adalah timbul *shock waves* dimana *pipeline* itu berada. Ketika terjadi ledakan, massa tanah terakselerasi. Jika tidak terdapat cukup cadangan pendukung untuk *pipeline*, pipa itu sendiri akan menyerap energi dari massa tanah yang terakselerasi. Ini dapat menimbulkan penambahan tegangan pada pipa.

1. *High activity level.* (0 pts)

Kriteria :

- Kepadatan penduduk kelas 3 (*as defined by DOT CFR49 Part 192*).
- Kepadatan penduduk yang tinggi.
- Seringnya dilakukan aktivitas pembangunan (*construction activities*).
- Volume yang tinggi dari satu panggilan atau laporan peninjauan
- Lalu lintas rel dan jalan yang dapat mengancam.
- Banyak pendaman lainnya di dekat jalur pipa.
- Kerusakan yang sering terjadi karena gangguan binatang liar.
- Area berlabuh di daerah *offshore*.
- Seringnya dilakukan pengerukan di dekat jalur *offshore*.

2. *Medium activity level.* (8 pts)

Kriteria :

- Kepadatan penduduk kelas 2 (*as defined by DOT*).
- Kepadatan penduduk sedang.
- Aktivitas pembangunan yang tidak rutin bisa menjadi suatu ancaman.
- Volume yang rendah dari satu panggilan atau laporan peninjauan (<5 per bulan).
- Terdapat beberapa pendaman disekitarnya.
- Sese kali terjadi gangguan binatang.

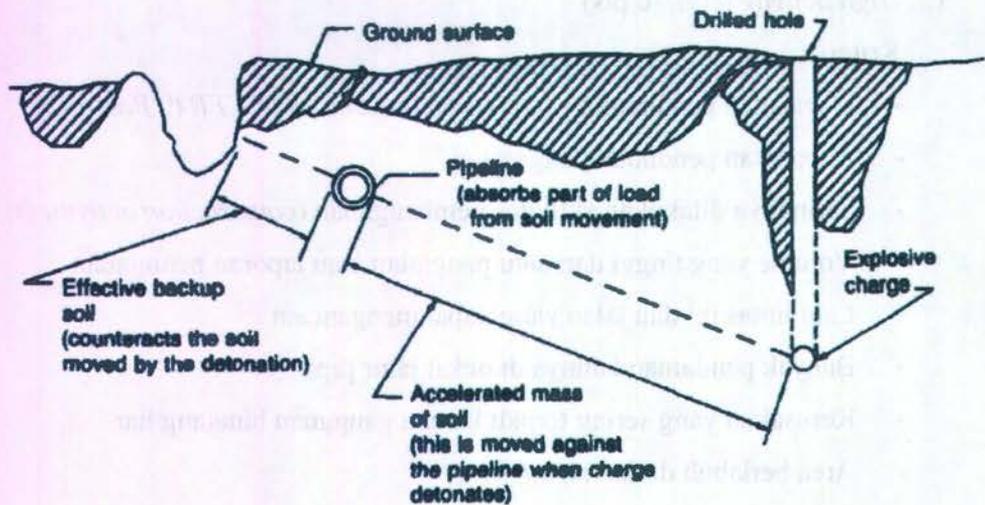
3. *Low activity level.* (15 pts)

Kriteria :

- Kepadatan penduduk kelas 1 (*as defined by DOT*).
- Rural, kepadatan penduduk rendah.
- Tidak terdapat laporan kegiatan (<10 per tahun).
- Secara rutin tidak terdapat aktivitas yang membahayakan (aktivitas pertanian dimana peralatan tidak merembes sampai 1 ft pada kedalaman *pipeline*).

4. *None* (20 pts)

Nilai maksimum untuk item ini adalah 20



Gambar 2.5 Aktivitas seismograph dekat jalur pipa (*pipeline*) (Muhlbauer, 2004)

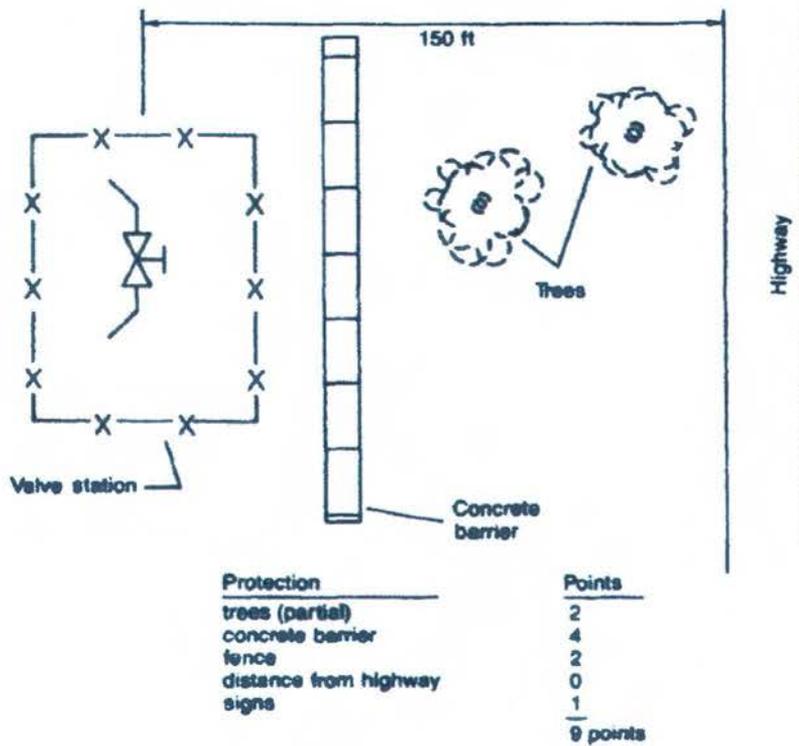
c. Fasilitas di atas permukaan tanah (*Aboveground Facilities*)

Komponen *pipeline* diatas tanah mempunyai tipe yang berbeda pada *third-party damage*, komponen di atas permukaan tanah tidak mungkin berubah lokasinya karena biasanya terletak pada daerah sentral ekonomi. Kombinasi dari aspek yang bisa berubah dan tidak bisa berubah disebut variabel resiko, tetapi yang diakui bahwa pengurangan (mitigasi) ancaman lebih beresiko daripada ancaman yang belum ada. Seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.6, untuk bagian (*sections*) yang memiliki fasilitas di atas permukaan tanah, poin harus diberikan pada kondisi yang dapat mengurangi resiko kerusakan oleh pihak ketiga (*third-party damage*)

1. Tidak terdapat fasilitas di atas tanah. 10 pts
2. Terdapat fasilitas di atas tanah.
 - Fasilitas berada pada jarak lebih dari 200 ft dari jalur pipa 5 pts
 - Jalur pipa dibatasi oleh pagar setinggi minimal 6 ft. 2 pts
 - Jalur pipa dilindungi oleh rel pelindung (pipa baja 4 inch atau yang lebih baik). 3 pts
 - Terdapat pohon (diameter 12 inch), tembok atau struktur lain di antara jalur kendaraan dengan jalur pipa. 4 pts
 - Terdapat parit (minimal sedalam dan selebar 4 ft) di antara jalur kendaraan,, jalur pipa dan fasilitas pipa. 3 pts

- Papan petunjuk (tanda-tanda peringatan mengenai keberadaan fasilitas pipa di sekitar jalur pipa, tidak boleh melintas, bahaya dll.). 1 pt

Nilai maksimum untuk item ini adalah 10.



Gambar 2.6 Perlindungan *pipeline* terhadap fasilitas di atasnya (Muhlbauer, 2004)

d. Line Locating

Line locating program adalah proses untuk mengidentifikasi lokasi yang tepat untuk memendam *pipeline* dari ancaman kerusakan dari pihak ketiga.

Keefektifan *one call system* tergantung beberapa faktor :

1. Keefektifan. 6 pts
2. Bukti catatan efisiensi dan keandalan. 2 pts
3. Pengiklanan media massa dan dikenal baik oleh masyarakat umum. 2 pts
4. Memenuhi standar ULCCA. 2 pts
5. Tanggapan yang tepat untuk panggilan (*call*) 5 pts
6. Peta dan catatan. 4 pts

Nilai maksimum untuk item ini adalah 15.

e. Public Education Program

Program pendidikan umum berperan signifikan pada pengurangan *third-party damage* (kerusakan dari pihak ketiga) di *pipeline*. Sebagian besar *third-party damage* tidak disengaja dan tidak tampak. Ketidaktahuan ini tidak hanya pada lokasi *pipeline* yang terpendam, tetapi juga pada *pipeline* di atas permukaan tanah, dan *pipeline* pada umumnya.

Beberapa karakteristik dan seberapa efektif program pendidikan umum ditunjukkan pada *list* di bawah ini :

1. Penyebaran informasi melalui pos mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa kepada penduduk sekitar (*mailouts*). 2 pts
2. Pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan petugas publik (kantor pemerintahan setempat) menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa 2 pts
3. Pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan kontraktor dan ekskavator lokal menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa 2 pts
4. Program penerangan reguler kepada penduduk setempat menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa 2 pts
5. Hubungan dari pintu ke pintu dengan penduduk yang berdekatan. 4 pts
6. Informasi mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa dikirim melalui pos kepada kontraktor atau ekskavator lokal 2 pts
7. Publikasi minimal 1 tahun sekali di media lokal menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa 1 pt

Nilai maksimum untuk item ini adalah 15.

Pertemuan rutin antara pemilik properti dan penduduk setempat yang tinggal di sekitar *pipeline* bagian penting pada pendidikan umum.

f. Right-of-Way Condition (ROW)

Item ini adalah penilaian yang mudah dikenali dan diperiksa pada *pipeline*. ROW mampu mengurangi kerentanan terhadap ancaman *third-party* dalam membantu deteksi kebocoran, dengan mudah bisa dilihat dari adanya *vapor* atau tumbuh-tumbuhan mati di sekitar daerah yang dilalui *pipeline* atau patroli udara (lihat Gambar 2.7).

Berikut ini penilaian pada ROW :

1. Sangat baik. (5 pts)

ROW bersih dan bebas dari rintangan sehingga tanda jalur dapat dilihat dengan jelas dari titik mana saja pada ROW atau dari udara; tanda-tanda dan peringatan-peringatan dipasang di jalan raya, jalur rel kereta api, penyeberangan air atau sungai, dan parit pembatas.

2. Baik. (3 pts)

ROW bersih dari rintangan yang menghalangi pandangan dari titik mana saja dalam ROW maupun dari udara, tanda-tanda dan peringatan-peringatan dipasang di jalan raya, jalur rel kereta api, penyeberangan air atau sungai, dan parit pembatas.

3. Rata - rata. (2 pts)

Terdapat rintangan yang menghalangi pandangan dari beberapa titik dalam ROW atau dari udara, perlu dipasang lebih banyak tanda dan peringatan dipasang di jalan raya, jalur rel kereta api, penyeberangan air atau sungai, dan parit pembatas.

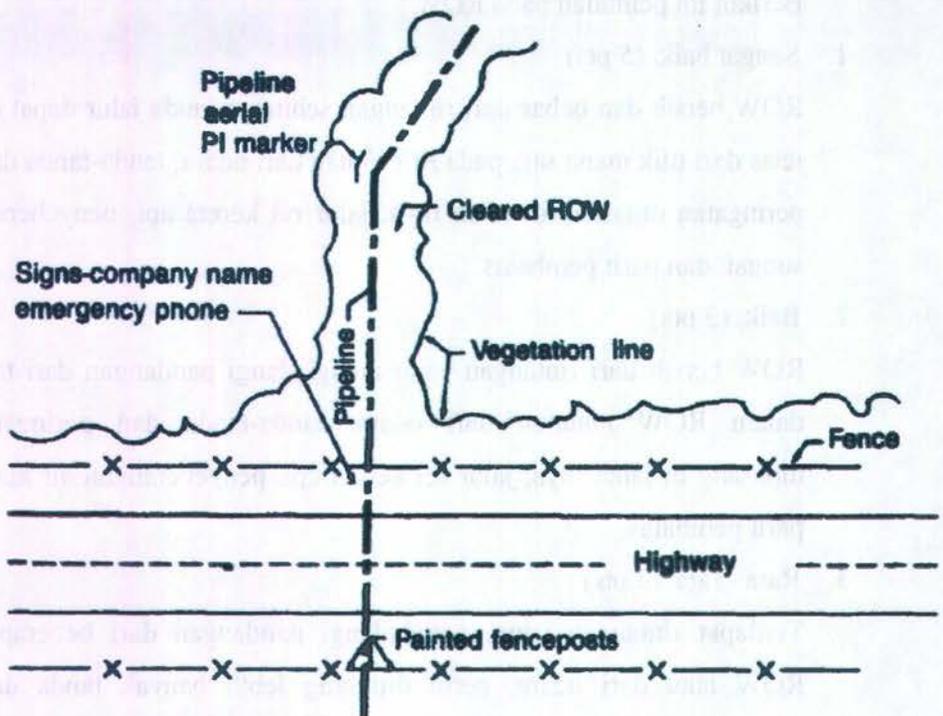
4. Di bawah rata - rata. (1 pt)

ROW dirintangi oleh tumbuhan , sehingga pada beberapa tempat sulit dikenali sebagai ROW, sangat kurang adanya tanda-tanda dan peringatan-peringatan.

5. Buruk. (0 pt)

Tidak bisa dikenali sebagai ROW, jalur tertutup tumbuhan, tidak terdapat tanda-tanda atau peringatan-peringatan.

Nilai maksimum untuk item ini adalah 5.



Gambar 2.7 ROW condition (Muhlbauer, 2004)

g. Frekuensi pemeriksaan (*Patrol Frequency*)

Pemeriksaan *pipeline* secara rutin sangat efektif untuk menjamin pengurangan gangguan *third-party damage*. Frekuensi dan keefektifan pemeriksaan harus dipertimbangkan pada penilaian *patrol value*. Pemeriksaan harus menunjukkan fakta aktivitas yang terjadi pada saluran atau gerakan tanah. Fakta biasanya menampilkan setelah beberapa hari aktivitas pengangkutan dan inspeksi *pipeline*.

Pembobotannya tergantung kepada frekuensi pemeriksaan, yaitu :

- | | |
|--|--------|
| 1. Setiap hari. | 15 pts |
| 2. Empat kali seminggu. | 12 pts |
| 3. Tiga kali seminggu. | 10 pts |
| 4. Dua kali seminggu. | 8 pts |
| 5. Seminggu sekali. | 6 pts |
| 6. Kurang dari empat kali perbulan, lebih dari satu kali perbulan. | 4 pts |
| 7. Kurang dari sekali perbulan. | 2 pts |
| 8. Tidak pernah. | 0 pts |

Nilai maksimum untuk item ini adalah 15.

2.2.3.2 Indeks Korosi (*Corrosion Index*).

Potensi kegagalan pada *pipeline* yang disebabkan oleh korosi mungkin menjadi bahaya yang paling umum pada *pipeline* berbahan baja. Korosi terutama difokuskan pada kehilangan metal dari pipa. Material pipa dapat mengikis bagian dalam ketika mentransportasikan produk yang tidak sesuai. Semua kemungkinan ini dapat dipertimbangkan pada indeks ini.

Sama halnya dengan model kegagalan yang lain, indeks korosi dapat dilakukan dengan evaluasi terhadap penyebab terjadi korosi dengan mengikuti beberapa langkah logis berikut ini:

1. Mengidentifikasi jenis korosi yang mungkin terjadi.
2. Mengidentifikasi kerapuhan dari material pipa.
3. Mengevaluasi perhitungan pencegahan korosi yang digunakan pada semua lokasi.

Dua faktor yang harus dihitung untuk menentukan penyebab korosi yaitu material pipa dan lingkungan. Lingkungan termasuk kondisi yang berpengaruh terhadap dinding pipa, baik bagian luar ataupun dalam pipa. Karena hampir semua pipa pada umumnya melalui kondisi lingkungan yang berbeda, penilaian yang dilakukan harus memenuhi *sectioning* yang tepat atau dengan menetapkan setiap kondisi lingkungan pada bagian yang dianalisa dan menggunakan kemungkinan kondisi yang paling buruk.

Beberapa jenis *human error* dapat menambah resiko korosi. Seperti, pemilihan material yang tidak tepat dengan lingkungan, penempatan material satu sama lain yang tidak sesuai, dapat menyebabkan korosi yang lebih parah. Ini termasuk *joining material* seperti baut, paking dan pengelasan. Proses pengelasan harus dipilih berdasarkan potensi korosi.

Secara umum, terdapat empat bahan yang dibutuhkan untuk mengetahui perkembangan korosi metalik, yaitu : katoda, anoda, hubungan elektrik antara keduanya, dan elektrolit.

Bobot item yang direkomendasikan untuk *corrosion index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :



Tabel 2.2 Item yang direkomendasikan untuk indeks korosi dengan poin dan bobot nilai

No.	Items	Points Sub Total	Percentage
A	Atmospheric Corrosion	0 - 10	10%
	<i>A1. Atmospheric Exposure</i>	0 - 5	
	<i>A2. Atmospheric Type</i>	0 - 2	
	<i>A3. Atmospheric Coating</i>	0 - 3	
B	Internal Corrosion	0 - 20	20%
	<i>B1. Product Corrosivity</i>	0 - 10	
	<i>B2. Preventions</i>	0 - 10	
C	Subsurface Corrosion	0 - 70	70%
	<i>C1. Subsurface Environment</i>		
	<i>Soil Corrosivity</i>	0 - 15	
	<i>Mechanical Corrosion</i>	0 - 5	
	<i>C2. Cathodic Protection</i>		
	<i>Effectiveness</i>	0 - 15	
	<i>Interference Potential</i>	0 - 10	
	<i>C3. Coating</i>		
	<i>Fitness</i>	0 - 10	
	<i>Condition</i>	0 - 15	
	Overall Threat of Corrosion		100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Perhitungan terhadap penyebab korosi.

Pembobotan variabel menunjukkan hubungan yang penting pada setiap itemnya pada perhitungan total resiko pada korosi. Pada sistem perhitungan disini biasanya ditentukan pada suatu kondisi tertentu kemudian di jumlahkan untuk menentukan seluruh bahaya korosi. Sistem penjumlahan ini untuk kondisi yang lebih aman. Sebagai contoh, korosi dibawah permukaan jalur pipa baja, tiga aspek utama yang harus diperiksa adalah lingkungan, *coating* dan perlindungan dengan katodik. Perlindungan terbaik adalah dengan melakukan kombinasi antara lingkungan dengan katodik.

Pendekatan alternatif lebih berdasar pada beberapa cara yaitu dimulai dengan penilaian terhadap tingkat ancaman kemudian mempertimbangkan langkah mitigasi sebagai faktor penyelesaian. Pada pendekatan ini, langkah pertama yang dilakukan adalah dengan memulai menghitung faktor lingkungan, tipe atmosfer, produk *corrosivity*, atau kondisi permukaan, bergantung pada tiga jenis korosi yang sedang diperiksa. Selanjutnya, penggalan dilakukan perhitungan untuk keefektifan mitigasi.

A. Atmospheric Corrosion

Korosi atmosferik adalah korosi yang berhubungan dengan atmosfer yang terjadi karena adanya perubahan kimia pada material pipa akibat berinteraksi dengan atmosfer. Biasanya hal ini disebabkan karena adanya oksidasi pada besi.

Skema evaluasi yang mungkin pada korosi atmosferik diuraikan dan dijelaskan di bawah ini :

<i>Exposure</i>	(50% atmosferik = 5 pts)
Lingkungan	(25% atmosferik = 2 pts)
<i>Coating</i>	(30% atmosferik = 3 pts)
Kekuatan (<i>Fitness</i>)	(50% coating = 1.5 pts)
Kondisi	(50% coating = 1.5 pts)
Visual inspeksi	(50% kondisi)
<i>Non destructive testing</i> (NDT)	(30% kondisi)
<i>Destructive testing</i> (DT)	(20% kondisi)

A1. Atmospheric Exposure

Evaluatur harus menentukan resiko terbesar terhadap korosi atmosferik menurut letak *pipeline*.

Daftar semua atmosferik :

- | | |
|--|-------|
| a. Udara/ air | 0 pts |
| b. <i>Casing</i> | 1 pts |
| c. Insulasi | 2 pts |
| d. <i>Support</i> dan <i>hanger</i> | 2 pts |
| e. <i>Ground/air interface</i> | 3 pts |
| f. <i>Exposure</i> yang lainnya. | 4 pts |
| g. <i>None</i> | 5 pts |
| h. <i>Multiple occurrences detractor</i> | -1 pt |

Nilai maksimum untuk item ini adalah 5.

A2. Atmospheric type

Beberapa karakteristik atmosfer dapat mempertinggi atau mempercepat korosi dengan proses oksidasi. Suatu daftar harus direncanakan untuk menunjukkan akibat dari karakteristik, tapi juga interaksi dari satu atau lebih karakteristik.

Berikut ini adalah contoh daftar dengan beberapa kategori atmosfer yang berbeda, dirangking dari yang paling berbahaya sampai yang paling aman :

- i. Kimia dan *marine*. 0 pts
- j. Kimia dan kelembaban yang tinggi. 0.5 pts
- k. *Marine*, rawa, pantai. 0.8 pts
- l. Kelembaban dan temperatur tinggi. 1.2 pts
- m. Kimia dan kelembaban yang rendah. 1.6 pts
- n. Kelembaban dan temperatur rendah. 2 pts
- o. Tidak ada pencahayaan. 2 pts

Nilai maksimum untuk item ini adalah 2.

A3. *Atmospheric Coating*

Umumnya pencegahan korosi atmosferik adalah dengan isolasi terhadap logam dari gangguan lingkungan. Hal ini biasanya dilakukan dengan *coating*. *Coating* termasuk pengecatan, pembungkusan, aspal, dan *coating* khusus pada komponen di atas permukaan pengecatan adalah teknik yang paling umum dilakukan.

Evaluasi *coating* :

Keefektifan *coating* tergantung pada :

1. Kualitas *coating*.
2. Kualitas aplikasi *coating*.
3. Kualitas program inspeksi.
4. Kualitas program pengumpulan kerusakan.

Secara umum evaluasi kualitatif, setiap komponen dapat dinilai pada 4 skala poin :

- Baik 3 pts
- Cukup 2 pts
- Buruk 1 pts
- Absen 0 pts

a. *Coating Fitness* (50% evaluasi *coating*)

Baik

Cukup

Kurang baik

Absen

b. *Coating Condition* (50% evaluasi *coating*)

Baik

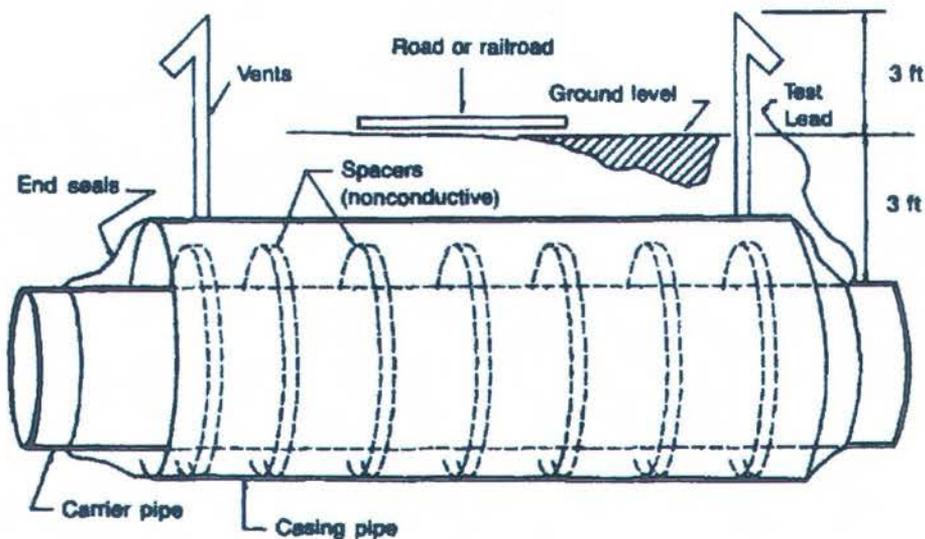
Cukup

Kurang baik

Absen

Beberapa langkah mitigasi dapat digunakan untuk mengurangi masalah korosi pada *casing*, seperti di ilustrasikan pada Gambar 2.8 dan digambarkan di bawah ini :

- **Test lead**, dengan membandingkan pipa hingga potensi tanah pada *pipeline* (voltase) dengan *casing* pipa, bukti-bukti hubungan keduanya dicari. *Test lead* memperkenankan ukuran voltase untuk dibuat.
- **Pengatur jarak non konduktif (*Nonconductive spacers*)**, di desain untuk menjaga kondisi fisik dan elektrik *pipeline* secara terpisah dari *casing pipe*, serta membantu untuk melindungi *pipe coating* pada waktu penempatan *casing*.
- **End seals**, di desain untuk menjaga setiap jarak bebas dari bahan yang dapat menyebabkan elektrolit (air, lumpur dll).
- **Mengisi tiap jarak (*Filling the annular space*)**, dengan menggunakan bahan dielektrik (non konduktif) dapat mengurangi potensi elektrik antara *casing* dan *pipeline*. Sayangnya, hal ini dapat menghilangkan beberapa keuntungan *casing*.



Gambar 2.8 Tipe instalasi *casing* (Muhlbauer, 2004)

B. Internal corrosion

Internal corrosion (20%, 20 pts)

- *Product corrosivity* (50% dari korosi internal = 10 pts)
- Dari potensi gangguan (70% dari korosi internal = 7 pts)
 - Peralatan (30% dari 7 pts = 2 pts)
 - O&M (30% dari 7 pts = 2 pts)
 - Kecepatan aliran (40% dari 7 pts = 3 pts)
- Karakteristik aliran (30% dari produk corrosivity = 3 pts)
 - Solids related* (40% dari 3 pts = 1 pts)
 - Water related* (60% dari 3 pts = 2 pts)
 - Prevention* (50% dari korosi internal = 10 pts)

Pada bagian ini, penilaian dilakukan berdasarkan pada korosi internal. Korosi internal adalah hilangnya dinding pipa atau kerusakan yang disebabkan adanya reaksi antara dinding pipa bagian dalam dengan produk yang diangkut. Gas alam (*methane*) tidak membahayakan baja, tetapi air asin dan kotoran yang lainnya dapat meningkatkan korosi. Beberapa bahan yang terdapat pada gas alam yang dapat meningkatkan korosi adalah CO₂, klorida, H₂S, *organic acid*, oksigen, *free water*, benda padat atau endapan. Penilaian terhadap ancaman pada korosi internal dievaluasi dengan memeriksa karakteristik produk dan melakukan tindakan preventif untuk mengganti beberapa karakteristik produk.

B1. *Product Corrossivity* (50% dari potensi korosi internal).

- Korosif kuat (sangat korosif) 0 pts
- Korosif sedang (tidak terlalu korosif) 3 pts
- Korosif hanya pada kondisi tertentu 7 pts
- Tidak pernah terjadi korosi (tidak korosif) 10 pts

Nilai maksimum untuk item ini adalah 10.

Penilaian disini dilakukan terhadap sifat agresif muatan *pipeline* yang berhubungan langsung dengan dinding pipa. Bahaya terbesar yang terdapat pada sistem ini adalah dimana sifat produk tidak sesuai dengan material pipa. Ancaman lainnya yang muncul ketika kotoran bersifat korosif terhadap produk yang diangkut.

Terdapat dua skenario yang dapat dilakukan untuk proses perhitungan kemudian dikombinasikan untuk penilaian terhadap *product corrosivity* :

Product corrosivity = (karakteristik aliran air + keadaan yang mengganggu).

B2. Tindakan pencegahan (*Prevention*).

Tindakan preventif secara ekonomi sangat menguntungkan untuk mentransportasikan bahan yang korosif terhadap pipa. Penilaian terhadap produk yang bersifat korosif dapat dilakukan dengan memeriksa dan mengevaluasi tindakan mitigasi dengan menggunakan korosi internal. Daftar poin berdasarkan pada tindakan yang efektif, yang selanjutnya akan menunjukkan bagaimana gambaran resiko dibuat.

Berikut ini contoh daftar poin yang dijumlah pada setiap tindakan pencegahan dan digunakan sampai maksimum poin 10.

- *None* 0 pts
 - *Internal monitoring* 2 pts
 - Injeksi Inhibitor 4 pts
 - Tidak dibutuhkan 10 pts
 - *Internal Coating* 5 pts
 - Pengukuran operasional 3 pts
 - *Pigging*. 3 pts
- Nilai maksimum untuk item ini adalah 10

C. *Subsurface corrosion*

Subsurface corrosion (70%).

- Lingkungan dibawah permukaan 20 pts
 - Korosi tanah 15 pts
 - Korosi mekanik 5 pts
- Pelapisan 25 pts
 - Kecocokan 10 pts
 - Kondisi 15 pts
- Proteksi katodik 25 pts
 - Keefektifan 15 pts

Gangguan	10 pts
<i>AC related</i>	2 pts
Perlindungan	1 pts
<i>DC related</i>	7 pts
Arus Telluric	1 pts
DC Rail	3 pts
Jalur asing	3 pts

Nilai maksimum untuk item ini adalah 70

C1. Subsurface Environment.

1. Soil Corrosivity.

- Tinggi.
- Medium.
- Rendah.
- Tidak tahu (tinggi).

Nilai maksimum untuk item ini adalah 15.

2. Korosi mekanik.

- Tinggi.
- Tekanan operasional > 60%.
- Temperatur operasional > 100° F.
- Jarak dari stasiun kompresor < 20 mil.
- *Coating system other than FBE.*
- Rendah.

Nilai maksimum untuk item ini adalah 5.

C2. Perlindungan katodik.

1. Keefektifan CP.

(poin maksimum) x (umur survey, tahun).

Tipe umur *survey*.

Nilai maksimum untuk item ini adalah 15.

2. Potensial Interference.

- *Gangguan hubungan AC*
 - Tidak terdapat daya AC sampai jarak 1000 ft dari *pipeline*. (3 pts)

- Daya AC disekitarnya, dilakukan tindakan preventif untuk melindungi *pipeline*. (1-2 pts)
- Daya AC disekitarnya, namun tidak dilakukan tindakan preventif. (0 pts)
- *Shielding/perlindungan*
 - Tidak terdapat perlindungan. (1 pt)
- *Gangguan hubungan DC*
 - Tidak terdapat daya DC sampai jarak 1000 dr dari *pipeline*.
 - Daya DC disekitarnya, dilakukan tindakan preventif untuk melindungi *pipeline*.
 - Daya DC disekitarnya, namun tidak dilakukan tindakan preventif

Nilai maksimum untuk item ini adalah 10.

C3. *Coating*

Pemberian lapisan pada *pipeline* adalah salah satu pertahanan terhadap korosi di bawah permukaan tanah pada pipa berbahan metalik. Faktor yang menyumbang terhadap kegagalan sistem *coating* antara lain :

- Kerusakan mekanik dari pergerakan tanah, bebatuan, dan aktivitas pembangunan.
- Penguraian yang disebabkan oleh hidrogen pada perlindungan katodik yang berlebihan.
- Kesalahan pemilihan tipe *coating* pada kondisi operasional *pipeline* dan lingkungan.
- Rembesan air.

Seberapa efektif *coating* dapat mengurangi potensi terjadinya korosi tergantung terhadap empat faktor, yaitu :

1. Kualitas dari *coating*.
2. Kualitas dari aplikasi *coating*.
3. Kualitas dari program inspeksi.
4. Kualitas dari program perbaikan kerusakan.

Setiap komponen dapat dinilai pada 4 poin skala persamaan untuk penilaian kualitatif yang baik, cukup, buruk atau absen. Pembobotan setiap komponen sebanding dengan komponen yang lainnya. Kualitas *coating* memiliki nilai yang

sedikit jika aplikasi buruk, program pemeriksaan tidak rampung jika program buruk.

1. *Coating Fitness* (50 % dari *coating*)

- *Coating*, syarat-syarat evaluasi kelayakan *coating* tergantung pada aplikasi data test tegangan *coating*, elastisitas, kekuatan, *temperatur sensitivity*, dll. Evaluasi harus dinilai berdasarkan ketahanan *coating* dari seluruh bahaya tegangan seperti gerakan tanah, gangguan kelembaban dan bahan kimia, perbedaan temperatur.
 - *Baik*, jika bahan *coating* bermutu baik dan spesifikasinya memang untuk kondisi lingkungan dimana pipa berada.
 - *Cukup*, jika bahan *coating* dinilai cukup baik tetapi spesifikasinya mungkin tidak sepenuhnya sesuai dengan kondisi lingkungan dimana pipa berada
 - *Buruk*, jika pipa memang di *coating* tapi spesifikasi *coating* tidak sesuai dengan kondisi lingkungan dan *coating* tidak mampu bertahan untuk jangka panjang.
 - *Absen*, tidak dilakukan *coating*.
- Aplikasi, proses aplikasi *coating* dan penilaian kualitas perlu diperhatikan sebelum pembersihan, ketebalan *coating*, aplikasi lingkungan (*temperatur*, kelembaban, debu, dll) dan perawatan.
 - *Baik*, menggunakan spesifikasi yang detail, dengan memperhatikan semua aspek pengaplikasian dan sistem kendali mutu yang sesuai.
 - *Cukup*, pelaksanaan pengaplikasian yang baik namun tidak menggunakan pengawasan atau sistem pengendalian mutu.
 - *Buruk*, pengaplikasian yang ceroboh dan bermutu rendah.
 - *Absen*, pengaplikasian yang salah, tidak mengikuti aturan, dan tidak memperdulikan aspek lingkungan.

2. *Kondisi Coating* (50 % dari *coating*)

- Inspeksi
 - *Baik*, kondisi *coating* di inspeksi secara menyeluruh oleh inspektur terlatih dengan menggunakan *checklist* pada interval yang memadai.
 - *Cukup*, kondisi *coating* di inspeksi secara tidak resmi namun

- dilakukan oleh inspektur terlatih pada interval yang memadai.
- *Buruk*, kondisi *coating* jarang di inspeksi secara menyeluruh.
 - *Absen*, tidak pernah dilakukan inspeksi.
- Perbaikan terhadap kerusakan
 - *Baik*, kerusakan *coating* yang dilaporkan secepat mungkin, dicatat dan disusun jadwal perbaikan sesuai kebutuhan. Perbaikan dilakukan sesuai prosedur pengaplikasian dan jadwal.
 - *Cukup*, kerusakan *coating* dilaporkan secara informal dan perbaikan dilakukan jika sempat.
 - *Buruk*, kerusakan *coating* tidak secara konsisten dilaporkan dan diperbaiki.
 - *Absen*, tidak ada atau kecil sekali perhatian diberikan untuk kerusakan *coating*.

2.2.3.3 Design Index.

Design index assessment tidak hanya dilihat pada potensi terhadap mekanisme kegagalan aktif, tetapi juga pada kemampuan *pipeline* untuk bertahan terhadap kegagalan mekanik. Ketahanan terhadap kegagalan (faktor keselamatan) berperan pada perhitungan resiko absolut.

Desain digunakan sebagai salah satu indeks disini, karena sebagian besar, meski tidak semua, variabel resiko biasanya ditunjukkan langsung pada sistem desain struktur dasar. Itulah yang harus dilakukan kesatuan struktur yaitu mengatasi semua beban internal dan beban eksternal dalam jangka waktu secara acak. Oleh karena itu, indeks ini menjadi panduan dalam mengevaluasi lingkungan *pipeline* terhadap parameter desain kritisnya.

Elemen yang signifikan dalam gambaran resiko adalah hubungan antara bagaimana *pipeline* di desain sebenarnya dan bagaimana pengoperasiannya saat ini pada safety marginnya. Meskipun hal ini tampak mudah, tetapi sebenarnya sangat kompleks.

Semua *design* yang sebenarnya berdasarkan pada perhitungan dengan menggunakan asumsi yang tepat. Asumsi ini berhubungan dengan variabel kekuatan material dan tegangan yang diantisipasi terhadap umur *pipeline*. Faktor keselamatan dan ketelitian dalam desain harus sejalan dengan asumsi.

Kesulitan berikutnya akan muncul seiring dengan ketidakpastian dalam memperkirakan hubungan jangka panjang dari banyak variabel seperti, *pipe support*, *activity of time dependent failure mechanism*, dan tegangan aktual yang memberikan beban pada struktur.

Bobot item yang direkomendasikan untuk *design index* ditunjukkan pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.3 Item yang direkomendasikan untuk *design index* dengan poin dan bobot nilai

No.	Items	Points	Percentage
A	<i>Safety Factor</i>	0 - 35	35%
B	<i>Fatigue</i>	0 - 15	15%
C	<i>Surge Potential</i>	0 - 10	10%
D	<i>Integrity Verifications</i>	0 - 25	25%
E	<i>Land Movement</i>	0 - 15	15%
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

a. *Safety Factor* (Faktor keamanan)

Pada bagian *assessment*, seluruh kekuatan segmen *pipeline* dan tingkat tegangan dipertimbangkan. Ini termasuk pada penilaian beban, tegangan, dan kekuatan komponen. Kelemahan pada pipa yang tidak dapat diprediksi dan di ketahui akibat kerusakan sebelumnya atau proses manufaktur juga dipertimbangkan disini. Akibatnya, perlu dilakukan perhitungan faktor keamanan atau batas aman, dengan membandingkan apa yang *pipeline* dapat lakukan (*design*) dengan menanyakan apa yang sekarang dilakukan (*operations*).

Proses evaluasi meliputi :

- *Internal pressure.*
- *External loading.*
- *Special loading.*

Kekuatan sistem juga dievaluasi, seperti :

- Ketebalan dinding pipa.
- Kekuatan material pipa.
- Kekuatan struktur pipa.
- Kelemahan yang mungkin pada pipa.
- Komponen yang lainnya.

Penilaian terhadap faktor keamanan (*safety factor*).

Prosedur yang direkomendasikan disini adalah dengan melakukan perhitungan terhadap ketebalan dinding pipa yang dibutuhkan dibandingkan dengan ketebalan dinding pipa yang sebenarnya. Perhitungan dinding pipa yang diperlukan lebih jelas jika tidak termasuk faktor keamanan standar. Misalnya, regulasi sering berdasar pada design faktor keamanan di sekitar area padat penduduk. Kepadatan penduduk merupakan bagian dari *consequences (leak impact factor)*. *Consequences* POF diperiksa secara detail, untuk tujuan *risk assessment* yang lebih jelas dan efisiensi manajemen resiko.

Perbandingan antara ketebalan dinding yang sebenarnya dan yang dibutuhkan sangat tidak mudah dengan menggunakan *ratio*. Rasio yang tersedia pada suatu poin skala numerik dapat ditetapkan, jika rasio kurang dari 1, kriteria *design* pipa tidak mencukupi, dan ketebalan dinding pipa sebenarnya lebih kecil daripada perhitungan *design* yang dibutuhkan. Jika rasio lebih dari satu berarti bahwa ketebalan dinding lebih. Misalnya, rasio 1.1 berarti material dinding pipa lebih 10% daripada yang dibutuhkan *design*. Ketebalan dinding sebenarnya harus dihitung untuk kemungkinan kelemahan-kelemahan pada pipa. Ini dapat dilakukan dengan menggunakan perhitungan detail tegangan atau dengan merencanakan *derating factors* oleh evaluator.

Ketika semua perhitungan telah dipertimbangkan, *schedule* penilaian sederhana seperti pada tabel dibawah ini dapat digunakan untuk menilai seberapa banyak ketebalan dinding yang ada. *Schedule* menggunakan rasio dinding pipa yang sebenarnya dan dinding pipa yang dibutuhkan dan disebut rasio 1.

Untuk persamaan lebih sederhana daripada Tabel 2.4 yang dapat digunakan, persamaannya adalah :

$$(t - 1) \times 35 = \text{point value} \dots\dots\dots(2.3)$$

Hasilnya kira-kira bernilai sama dan keuntungannya lebih berbeda antara perbedaan t.

Tabel 2.4 Daftar poin berdasarkan pada ketebalan dinding ekstra.

t	Points
< 1.0	-10 <i>WARNING</i>
1.0 - 1.1	3.5
1.11 - 1.20	7
1.21 - 1.40	14
1.41 - 1.60	21
1.61 - 1.80	28
> 1.81	35

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Alternatif perhitungan terhadap kekuatan pipa

Alternatif perhitungan untuk faktor keamanan, dapat dilakukan dengan menjumlahkan diameter pipa sebagai pertimbangan variabel kekuatan struktural. Kekuatan pipa, dari sudut beban eksternal dihubungkan dengan ketebalan dinding pipa dan diameter. Secara umum diameter lebih besar dan dinding pipa lebih tebal, semakin kuat beban kapasitasnya.

Perhitungan resiko terhadap kekuatan pipa yang lainnya dianjurkan sebagai pengukuran skor *pipeline* yang diperoleh dari hubungan dimana kemungkinan terjadi kegagalan dapat di hitung menggunakan persamaan:

$$(1/t^2 + 12/d) \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana:

t : ketebalan dinding pipa (in)

d : diameter pipa (in)

Jika angka yang diperoleh lebih tinggi, resiko relatif kegagalan dari gaya luar (*external force*) akan bertambah. Hubungan ini dirubah kedalam skema perhitungan resiko dengan menggunakan rasio ketebalan dinding.

b. Fatigue/tingkat kelelahan

Data sejarah kegagalan *pipeline* tidak dapat menunjukkan dominasi kegagalan mekanik *pipeline*, tetapi meskipun begitu ini merupakan aspek resiko. Karena kegagalan *fatigue* adalah kegagalan yang rapuh, hal ini terjadi tanpa peringatan dan mengakibatkan datangnya malapetaka.

Potensi kelelahan untuk penilaian awal dengan mengukur faktor-faktor berikut:

1. Jarak dari pompa hisap, dimana sampai 1 mil, dan setelah 8 mil, resiko dapat diabaikan.
2. Tingkat kelelahan *pipeline*, berdasarkan pada tekanan kerja normal, dimana tegangan lebih tinggi kemungkinan kegagalan kelelahan bertambah.
3. Tes keseluruhan (*integrity test*).

c. Surge Potential/Potensi terjadinya tekanan sesaat.

Mekanisme umum gelombang adalah perubahan dari energi kinetik menjadi energi potensial.

d. Integrity Verification

Keutuhan *pipeline* dijamin dengan dua upaya, yaitu:

1. Dengan deteksi dan pembersihan dari beberapa ancaman yang tidak wajar
2. Menghindari ancaman yang akan datang.

Upaya yang terlebih dahulu dilakukan adalah dengan inspeksi dan pengujian dimana merupakan hal dasar untuk memastikan keutuhan *pipeline*.

e. Pergerakan Tanah (*Land Movement*)

Permasalahan yang muncul pada *pipeline* berupa tegangan hingga gerakan tanah dan kejadian *geotechnical* atau sejenisnya. Gerakan ini terjadi secara tiba-tiba atau mungkin menjadi deformasi jangka panjang sehingga menyebabkan tegangan pipa bertahun-tahun. Hal ini bisa menyebabkan kegagalan dengan cepat atau tegangan pipa berlebih dan harus dipertimbangkan secara hati-hati pada analisa risikonya.

Pergerakan tanah merupakan ancaman yang paling tinggi diantara lima indeks kegagalan disusun secara spesifik untuk model kegagalan pergerakan tanah. Pergerakan tanah secara umum dapat digolongkan dengan berbagai cara. Salah satu metode dianjurkan yang berhubungan dengan bahaya alam, dan ditunjukkan pada tabel.

Pergerakan tanah meliputi :

1. Tanah longsor (*Landslide*).
2. Tanah (*shrink, swell, subsidence, settling*)
3. Gempa bumi (*Seismic*).
4. *Aseismic faulting*.

5. Tsunami

6. *Scour* dan erosi.

Evaluasi terhadap potensi pergerakan tanah.

Evaluasi dapat membuat *schedule poin* untuk menilai resiko kegagalan pipa karena pergerakan tanah. Skala poin harus mencerminkan resiko relatif sepanjang pipa yang dievaluasi. Sebagai catatan, *database* publik menunjukkan peringkat relatif untuk tanah longsor, kecepatan gempa, penyusutan dan pengembangan tanah, potensi gesekan, dan pergerakan tanah yang lainnya.

Penghitungan pergerakan tanah.

Perhitungan ini sering menguntungkan untuk mengembangkan skala perhitungan untuk setiap pergerakan tanah. Ini membantu menjamin setiap potensi yang mengancam pada setiap pemeriksaan. Ini dapat dijumlahkan ancaman ganda pada satu lokasi. Penggunaan secara langsung *relative ranking scale* dari *database* yang tersedia, kemudian dilampirkan informasi lokal, dapat membuat perhitungan ini sangat jelas.

Potensi signifikan pergerakan tanah :

Tinggi	0 pts
Sedang	5 pts
Rendah	10 pts
None	15 pts
Tidak diketahui	0 pts

Tinggi, pipa terpasang di wilayah dimana pergerakan tanah sering terjadi atau dapat menimbulkan kerusakan yang parah pada *pipeline*.

Sedang, pergerakan tanah yang merusak dapat terjadi tapi -karena posisi pipa atau kedalamannya- kemungkinan tidak berakibat apa-apa pada *pipeline*. Kerusakan karena pergerakan tanah mungkin jarang terjadi pada *pipeline* topografi dan tipe tanah sesuai dengan pergerakan tanah meskipun tanpa kerusakan pada area ini namun terekam (terdata).

Rendah, Jarang terjadi pergerakan tanah, juga kerusakan jaringan karena pergerakan tanah. Bukti-bukti mengenai pergerakan tanah jarang sekali ada, pergerakan dan kerusakan tidak mungkin terjadi. Tidak terdapat rekaman kerusakan

structural pada pergerakan tanah. Semua kekakuan pipa harus berada pada kategori ini dengan kategori minimum, meskipun pergerakan jarang terjadi.

None, tidak terdapat bukti-bukti yang menunjukkan potensi bahaya pada pergerakan tanah.

Tidak diketahui.

2.2.3.4 *Incorrect Operations Index* (Indeks kesalahan operasional)

Menurut laporan bahwa 80% dari semua kecelakaan disebabkan oleh kegagalan manusia. “Dalam struktur”, sebagai contoh hanya sekitar 10% dari kegagalan disebabkan karena variasi statistik dalam penempatan beban atau *member resistance* dan sisanya disebabkan oleh *human error*.

Meskipun *human error* adalah aspek resiko yang paling penting, tetapi *human error* adalah aspek yang paling susah untuk dihitung. *Safety professional* menekankan bahwa identifikasi pada perilaku manusia yang tidak benar kemungkinan menjadi kunci untuk memecahkan masalah pencegahan kecelakaan.

Indeks ini memperhitungkan potensi kegagalan *pipeline* yang disebabkan oleh *error* yang dilakukan oleh personel *pipeline* pada saat proses desain, pembangunan, pengoperasian atau perawatan *pipeline*. Bobot item yang direkomendasikan untuk *incorrect operation index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 2.5 Item yang direkomendasikan untuk *incorrect operations index*.

No.	Items	Points	Percentage
A	Design	0 - 30	30%
	A1. Hazard Identification	0 - 4	
	A2. MOP Potential	0 - 12	
	A3. Safety System	0 - 10	
	A4. Material Selection	0 - 2	
	A5. Check	0 - 2	
B	Construction	0 - 20	20%
	B1. Inspection	0 - 10	
	B2. Materials	0 - 2	
	B3. Joining	0 - 2	
	B4. Backfill	0 - 2	
	B5. Handling	0 - 2	
	B6. Coating	0 - 2	
C	Operations	0 - 35	35%
	C1. Procedures	0 - 7	
	C2. SCADA/Communication	0 - 3	
	C3. Drug Testing	0 - 2	
	C4. Safety Programs	0 - 2	
	C5. Survey/maps/records	0 - 5	
	C6. Training	0 - 10	
	C7. Mechanical Error Preventers	0 - 6	
D	Maintenance	0 - 15	15%
	D1. Documentation	0 - 2	
	D2. Schedule	0 - 3	
	D3. Procedures	0 - 10	
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

a. Design

Desain merupakan aspek perhitungan yang paling rumit pada *pipeline*. Proses desain dan perencanaan sering digambarkan dan didokumentasikan kurang tepat. Akibatnya hal ini juga rumit pada perhitungan *pipeline*.

Beberapa aspek yang dapat dinilai pada saat *assessment* adalah sebagai berikut :

A1. Identifikasi Hazard (0-4 pts)

Evaluators bertugas mengecek untuk memantau usaha pengidentifikasian semua jenis bahaya terhadap jaringan pipa dan pengoperasiannya. Nilai yang diberikan (nilai maksimum adalah 4 poin) berdasarkan pada pembelajaran bahaya secara teliti dengan adanya prosedur terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten

untuk mengidentifikasi semua jenis ancaman terhadap jaringan pipa akan mendapatkan nilai tertinggi.

A2. Potensial MOP (0-12 pts)

Untuk mendefinisikan MOP dengan mudah, *point schedule* dapat didesain untuk menutup adanya kemungkinan. Dibawah ini adalah *point schedule* yang telah dipertimbangkan :

- *Routine* 0 pts

Terdapat kemungkinan pengoperasian pada MAOP secara rutin. Tekanan lebih dapat terjadi dengan mudah dan pencegahan tekanan lebih hanya melalui prosedur atau peralatan pengamanan satu tingkat.

- *Unlikely* 5 pts

Tekanan lebih dapat terjadi melalui suatu kombinasi kesalahan prosedur dan kegagalan peralatan pengamanan.

- *Extremely Unlikely* 10 pts

Tekanan lebih dimungkinkan secara teoritis namun hanya jika terjadi kombinasi kesalahan, pelanggaran dan kegagalan peralatan pengamanan.

- *Impossible* 12 pts

Tidak mungkin terjadi pengoperasian pada tekanan lebih.

A3. Sistem Keamanan (0-10 pts)

Suatu sistem keamanan sering sekali diletakkan diluar segmen *pipeline* yang dilindungi. *Point schedule* harus didesain untuk menyesuaikan semua situasi pada sistem jaringan pipa. Dibawah ini adalah *point schedule* yang telah dipertimbangkan :

A. *No safety devices present* 0 pts

Tidak terdapat peralatan untuk pencegahan tekanan lebih.

B. *On site, one level only* 3 pts

Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih satu tingkat.

C. *On site, two or more levels* 6 pts

Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih dua tingkat atau lebih.

D. *Remote, observations only* 1 pt

Tekanan dimonitor dari jarak jauh tapi tidak ada pengendalian dan tidak ada perlindungan tekanan lebih otomatis.

- E. *Remote, observation and control* 3 pts
Tekanan dimonitor dikendalikan dari jarak jauh dan terdapat perlindungan tekanan lebih otomatis.
- F. *Non-owned, active witnessing* -2 pts
Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih tapi tidak dimiliki, dioperasikan dan dikendalikan oleh perusahaan. Perusahaan hanya meyakinkan peralatan berfungsi baik dan terkalibrasi.
- G. *Non-owned, no involvement* -3 pts
Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih tapi tidak dimiliki, dioperasikan dan dikendalikan oleh perusahaan. Perusahaan tidak melakukan upaya apapun untuk meyakinkan peralatan berfungsi baik dan terkalibrasi.
- H. *Safety systems not needed* 10 pts
Tidak terdapat adanya sistem keamanan yang dibutuhkan.

A4. Pemilihan Material (*Material Selection*) (0-2 pts)

Pemberian nilai pada item ini didasarkan pada keberadaan dan penggunaan dokumentasi kontrol dan prosedur pemerintah pada semua aspek pemilihan material pipa dan instalasinya. Dua poin diberikan untuk penggunaan kontrol yang baik, 0 poin jika kontrol tidak digunakan.

A5. Pemeriksaan desain (0-2 pts)

Disini, Evaluator mengevaluasi perhitungan desain dan keputusan menyangkut desain pada titik-titik kritis saat proses perancangan (*design process*) berlangsung. Dua poin diberikan pada bagian dimana *design process* di cek dan di monitor dengan sangat baik.

b. **Construction/Konstruksi**

Idealnya, proses pembangunan dapat dipaparkan dengan jelas dan untung dari suatu konstruksi.

Variabel yang dapat dinilai pada *assessment* meliputi :

B1. Inspeksi (0-10 pts)

Nilai maksimum dapat diberikan ketika perusahaan menugaskan inspektur ahli bersertifikat untuk mengawasi keseluruhan proses konstruksi (*surveillance inspection*). Jika perusahaan tidak melakukan apapun dalam konteks inspeksi

konstruksi jaringan pipa, 0 poin akan diberikan.

B2. Material (0-2 pts)

Dua poin diberikan jika terdapat tata cara terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten untuk memverifikasi bahwa semua material dan komponen memenuhi spesifikasi yang dipersyaratkan.

B3. Penyambungan/*Joining* (0-2 pts)

Sambungan pada pipa terkadang mempunyai potensi kegagalan tertinggi dibandingkan pipa itu sendiri. Inilah alasan mengapa penyambungan secara normal terjadi dibawah kondisi *field* yang tak terkontrol. Nilai maksimum dapat diberikan ketika penyambungan dilakukan sesuai dengan spesifikasi/standar industri yang ditetapkan, dikerjakan dengan rapi dan dilakukan *Non Destructive Testing* (NDT) yang dipersyaratkan spesifikasi serta laporan NDE tersimpan.

B4. Pengurugan/*Backfilling* (0-2 pts)

Jenis pengurugan yang digunakan dan prosedur pengurugan sering kali kritis pada kekuatan struktur *pipeline* jangka panjang dan kemampuan untuk melawan korosi. Pengetahuan dan pelatihan dari teknik pengurugan yang baik saat konstruksi akan diberikan 2 poin. Pada waktu pengurugan, pipa diberi alas agar rata dan tidak terjadi konsentrasi tegangan pada bagian pipa tertentu, dan dilindungi sedemikian rupa sehingga coating tidak rusak.

B5. Penanganan/*Handling* (0-2 pts)

Evaluators memberikan nilai 2 ketika terdapat bukti bahwa seluruh material mendapat penanganan dan disimpan dengan baik (dilindungi dari kerusakan) sebelum dan pada saat konstruksi.

B6. Pelapisan/*Coating* (0-2 pts)

Nilai maksimum diberikan ketika evaluator puas bahwa konstruktor dilatih mengawasi pengecualian dalam menerapkan *field coating* dan mengawasi *preapplied coating*. Persiapan permukaan yang akan di lapisi dan proses pelapisan sesuai dengan spesifikasi bahan, proses dan hasil pelapisan diperiksa oleh inspektor yang berkualifikasi.

Variabel yang sama biasa dipakai pada pembangunan *pipeline* secara terus-menerus. Ini termasuk pada perbaikan, penyesuaian rute atau kedalaman, dan penjumlahan katup atau hal lain yang berhubungan. Stabilitas *pipeline* yang terpendam pada waktu modifikasi

menjadi perhatian utama. Aktivitas pembangunan di area dekat jalur pipa menghasilkan lekukan yang tidak stabil dan bisa menyebabkan bahaya pada *pipeline*. Aktivitas ini termasuk penggalian untuk jalan, atau pemotongan rel kereta api, pembersihan material dari ujung lekukan, atau penjumlahan material sampai lekukan puncak, serta aktivitas pembangunan *pipeline* itu sendiri.

c. *Operations/operasi*

Pertimbangan akan *design* dan konstruksi pada bagian ini, mungkin paling penting dari sudut *human error*. Pada tahap ini kesalahan dapat terjadi dengan cepat saat pengoperasian secara rutin pada katup, pompa, kompresor, dan peralatan yang lainnya, oleh karena itu lebih ditekankan pada pencegahan kesalahan daripada deteksi kesalahan.

C1. Prosedur (0-7 pts)

C2. SCADA/*Communication* (0-3 pts)

C3. *Drug testing* (0-2 pts)

C4. Program keamanan (0-2 pts)

C5. *Survey/pemetaan/catatan* (0-5 pts)

C6. *Training* (0-10 pts)

Point schedule yang telah dipertimbangkan adalah sebagai berikut :

- *Documented minimum requirements* 2 pts

Terdapat materi pelatihan minimum yang standar bagi masing-masing jenis pekerjaan.

- *Testing* 2 pts

Terdapat program sertifikasi karyawan yang terlibat dalam pengoperasian jaringan pipa.

- Materi pelatihan, terdiri dari :

• Karakteristik produk 0.5 pts

• Tegangan-tegangan/*stresses* pada material jaringan 0.5 pts

• Korosi pada jaringan pipa 0.5 pts

• Pengendalian dan pengoperasian 0.5 pts

• Pemeliharaan 0.5 pts

• Latihan tanggap darurat 0.5 pts

- *Job procedures (as appropriate)* 2 pts

Terdapat pelatihan prosedur kerja bagi masing-masing pekerja sesuai lingkup

kerjanya

- *Scheduled retraining* 1 pt

Terdapat program pelatihan ulang dan resertifikasi karyawan

C7. Mechanical error presenters (0-6 pts)

Point schedule yang telah dipertimbangkan adalah sebagai berikut :

- *Three-way valves with dual instrumentation* 4 pts

Terdapat *three-way valves* dengan *dual instrumentation*

- *Lock-out devices* 2 pts

Terdapat peralatan-peralatan pengunci (*lock-out devices*)

- *Key-lock sequence programs* 2 pts

Terdapat program urutan penguncian (*Key-lock sequence programs*)

- *Computer permissives* 2 pts

Terdapat program urutan penguncian secara terkomputerisasi (*Computer permissive*)

- *Highlighting of critical instruments* 1 pt

Pemberian tanda-tanda khusus untuk peralatan-peralatan yang kritis

d. Maintenance

Tidak sepenuhnya benar jika pemeliharaan adalah tipe kesalahan yang dapat terjadi pada beberapa level pekerjaan. Kurangnya perhatian manajemen untuk pemeliharaan jaringan, syarat pemeliharaan jaringan yang tidak tepat atau prosedur dan kesalahan yang dibuat selama kegiatan pemeliharaan jaringan berlangsung merupakan kesalahan yang langsung ataupun tidak langsung pada kegagalan *pipeline*. Penilaian program pemeliharaan jaringan dapat dihitung berdasarkan pada item-item berikut ini :

- D1. Dokumentasi 2 pts
- D2. Penjadwalan 3 pts
- D3. Prosedur 10 pts

2.2.4 Leak Impact Factor (LIF) / Faktor Pengaruh Kebocoran.

LIF digunakan untuk mengatur *index score* untuk menggambarkan konsekuensi dari kegagalan. Semakin tinggi poin skor untuk LIF menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi dan resiko yang lebih tinggi. Fokus utama dari LIF adalah pada konsekuensi terhadap kesehatan publik dan keselamatan dari kerugian *pipeline*.

Beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menentukan *leak impact factor* adalah :

1. *Product hazard* (PH).
2. *Leak/Spill volume* (LV).
3. *Dispersion* (D).
4. *Receptors* (R).

Secara matematis hubungan keempatnya dapat dirumuskan pada persamaan 2.5 sebagai berikut :

$$LIF = (PH) \times (LV) \times (D) \times (R) \dots\dots\dots(2.5)$$

Dimana, PH : *Product Hazard*

LV : *Leak/Spill Volume*

D : *Dispersion*

R : *Receptors*

2.2.4.1 *Product Hazard* (PH)

Faktor utama dalam menentukan sifat alami dari bahaya adalah karakteristik produk yang disalurkan dalam *pipeline*. Dalam mempelajari dampak kebocoran, yang perlu diperhatikan adalah mengetahui terlebih dahulu perbedaan antara *acute* dan *chronic hazard*. *Acute* dapat berarti serangan tiba-tiba, atau membutuhkan perhatian segera, atau durasi yang pendek. *Hazard* seperti api, ledakan, atau kontak beracun dianggap sebagai *acute hazard*.

Chronic berarti kejadian yang berlangsung dalam durasi yang lama, oleh karena itu variabel waktu sangat diperhitungkan. *Hazard* seperti kontaminasi terhadap air tanah, *carcinogenicity*, dan efek kesehatan jangka panjang lainnya dianggap sebagai *chronic hazard*. Banyak kebocoran pipa yang dapat menyebabkan kerusakan lingkungan termasuk *chronic hazard* karena dapat menyebabkan efek jangka panjang dan memiliki potensial untuk menjadi lebih buruk seiring berjalannya waktu.

Perbedaan utama diantara *acute* dan *chronic hazard* adalah jumlah waktu. *Immediate hazard*, terjadi secara tiba-tiba karena suatu kejadian meningkat menjadi level kasus yang paling buruk dalam beberapa menit, hal ini disebut *acute hazard*. *Hazard* yang berpotensi menjadi lebih buruk seiring berjalannya waktu adalah *chronic hazard*.

Acute Hazard.

Karakteristik dari produk yang disalurkan melalui *pipeline* menentukan sifat alami dari hazard. Karakteristik berikut dipertimbangkan ketika menganalisa *acute hazard*.

- *Flammability* (N_f)
- *Reactivity* (N_r)
- *Toxicity* (N_h)

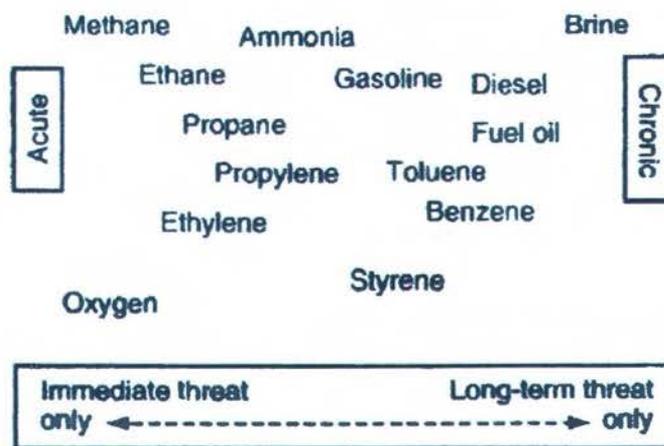
Untuk studi ini produk diasumsikan sebagai *methane* (CH_4), karena komposisi dari gas yang sebagian besar CH_4 .

Chronic Hazard

Ancaman yang sangat serius dari *pipeline* adalah potensi kehilangan nyawa yang disebabkan oleh kebocoran isi *pipeline*. Hal ini seringkali diperhitungkan untuk menjadi *acute* dan ancaman mendadak. Ancaman serius lainnya yang mungkin juga menyebabkan kehilangan nyawa adalah kontaminasi lingkungan karena kebocoran produk *pipeline*. Meskipun tidak selalu dianggap sebagai ancaman segera seperti *toxicity*, atau *flammability*, kontaminasi lingkungan yang berdampak terhadap kehidupan, dengan kemungkinan mencapai konsekuensi yang meluas.

Subjek berikut dipertimbangkan dalam menganalisa *acute hazard* :

- *Material hazardous*.
- Permintaan untuk pembersihan formal.
- *Reportable spill quantity* (RQ).



Gambar 2.9 Hubungan antara bahaya kronis dan akut pada produk *pipeline* (Muhlbauer, 2004)

2.2.4.2 Leak/Spill volume (LV)

Leak Volume (LV) atau *spill size* adalah fungsi dari *leak rate*, *reaction time*, *facility capacities*. Hal ini adalah faktor penentu utama dari kerusakan pada receptor dengan asumsi bahwa ukuran daerah hazard proporsional terhadap *spill size*. Asumsi ini adalah permodelan sementara dan tidak mencakup secara akurat untuk skenario.

LV akan dinilai berdasarkan pada *flow rate* pada produk yang mengalami kebocoran (lihat Tabel 2.6). Untuk fluida yang kompresibel, perhitungan untuk aliran yang melalui lubang dapat digunakan untuk memperkirakan *flow rate* yang keluar dari *pipeline*.

Tabel 2.6. *Leak Volume Scores based on normalized Flow Rate Value*

No.	Flow Rate (kg/s)	Scores
1	<0.5	0.2
2	5 - 20	0.4
3	20-35	0.6
4	35-50	0.8
5	>50	1.0

Untuk fluida yang kompresibel, perhitungan pada aliran yang melalui lubang dapat digunakan untuk memperkirakan laju aliran keluar pada *pipeline*, dengan menggunakan rumusan :

$$q = YCA \sqrt{\frac{(2g)144\Delta P}{\rho}} \dots\dots\dots(2.6)$$

Dimana,

Y = faktor ekspansi (biasanya berkisar antara 0.65 – 0.95).

A = area percabangan pada pipa (ft²).

C = koefisien aliran (0.9 – 1.2).

g = percepatan gravitasi (32.2 ft/sec per second).

ΔP = perubahan tekanan pada percabangan pipa (psi).

ρ = berat jenis fluida (lb/ft³)

2.2.4.3 Dispersion (D).

Jika sebuah produk keluar dari *pipeline*, produk tersebut berupa gas atau *liquid*. Sebagai gas, produk memiliki derajat kebebasan yang lebih dan akan menyebar lebih

cepat. Hal ini mungkin meningkatkan atau menurunkan *hazard*, karena produk mungkin akan melingkupi area yang lebih luas, tetapi dalam konsentrasi yang lebih rendah. Gas yang mudah terbakar akan menjadikan oksigen sebagai pelarut, menjadi campuran yang mudah terbakar. Gas beracun mungkin dapat dengan cepat dikurangi menjadi level yang aman seiring dengan penurunan konsentrasi.

Daerah *hazard* ditentukan berdasarkan jarak dari titik pelepasan *pipeline* pada kerusakan signifikan yang dapat terjadi menuju ke *receptors*. Karena itu, daerah *hazard* seringkali sebagai fungsi dari seberapa jauh potensial *thermal* dan *overpressure effect* meluas dari titik pelepasan.

Dispersion dinilai berdasarkan pada *hazard zone area*, yang dipengaruhi oleh gas *jet fire* atau *vapor cloud* (lihat Tabel 2.7).

Tabel 2.7. *Influenced area scores based on normalized area value*

No.	Area (ft ²)	Scores
1	<100	0.2
2	100 - 1000	0.4
3	1000 - 10000	0.6
4	10000 - 100000	0.8
5	>100000	1.0

Pendekatan langsung untuk mengevaluasi konsekuensi potensial dari pelepasan gas alam dapat didasarkan pada *hazard zone* yang disebabkan oleh *jet fire* dari pelepasan semacam itu.

Dimana,

$$r = 0.685 \sqrt{pd^2} \dots\dots\dots(2.7)$$

Keterangan :

r = radius dari titik kebocoran pipa (ft)

p = tekanan *pipeline* maksimum (psi)

d = diameter *pipeline* (in)

Area yang dipengaruhi oleh gas *jet fire* mungkin dapat dilakukan pendekatan menggunakan lingkaran dengan radius R.

2.2.4.4 Receptors (R)

Hal terpenting untuk setiap penilaian risiko adalah mengevaluasi jenis dan banyaknya jumlah reseptor yang mungkin terkena bahaya dari pipa. Untuk tujuan inilah, reseptor disini mengacu pada makhluk hidup, struktur, luas lahan, dll, yang memungkinkan dapat "menerima" kerusakan *pipeline (rupture pipe)*. Tujuannya adalah untuk menangkap titik lemah relatif dari berbagai reseptor, sebagai bagian dari penilaian konsekuensi. Kemungkinan kerusakan *pipeline* berakibat pada lingkungan sekitar dan populasi reseptor terutama pada lokasi spesifik dengan resiko tinggi karena potensi yang dapat mengakibatkan terjadinya kebakaran dan/atau ledakan awan panas (asap). Faktornya meliputi *the migration of the spill or leak, the sensitivity of the receptors, the nature of the thermal event, the amount of shelter and barriers*, dan waktu terjadinya ledakan.

Karena produk gas yg dilepaskan dari *pipeline* itu menyebar luas di udara, populasi yg berpotensi terkena racun dan kebakarannya tidak ditujukan secara spesifik. Akumulasi kerusakan yang dihasilkan berupa partikel-partikel kecil gas, dapat merusak atmosfer (seperti kemungkinan kerusakan ozon pada efek rumah kaca). Sama halnya dengan *chronic hazard* yang dianggap sebanding (*equivalent*) dengan RQ *equivalent* dari jumlah hidrokarbon. Idealnya, ambang batas kerusakan dapat membawa kepada perkiraan area kerusakan yang nantinya akan merujuk ke titik lemah karakter reseptor di dalam area tersebut.

Population density.

Sebagai bagian dari analisa konsekuensi, parameter yang paling penting adalah kedekatan manusia dari kegagalan *pipeline*. Kedekatan populasi disini adalah sebagai faktor karena area dari kemungkinan terkena bahaya yang meningkat seiring aktivitas manusia yang terjadi lebih dekat ke daerah kebocoran.

Sebagai tambahan pada efek potensial termal, potensial untuk mengkontaminasi air minum, vegetasi, ikan, atau pencemaran lainnya meningkat ketika daerah kebocoran lebih dekat. Pengenceran yang kurang dilakukan menyebabkan semakin sedikit kemungkinan untuk pendeteksian dan perbaikan sebelum jalur normal terkontaminasi. Penyebaran lainnya, melalui pernapasan dan kontak dengan kulit, atau pengaruh yang hampir sama. Kombinasi dari populasi umum dan khusus digunakan untuk menentukan

skor kepadatan penduduk. Bobot penilaian *scoring* untuk *population density* dapat dilihat pada Tabel 2.8.

Tabel 2.8 *Population density scoring system*

GENERAL POPULATION CATEGORY	POINTS
<i>Commercial</i>	10
<i>High Density</i>	10
<i>Industrial</i>	10
<i>Residential</i>	10
<i>Rural</i>	5
SPECIAL POPULATION CATEGORY	POINTS
<i>Apartements/town house</i>	10
<i>Hospital</i>	10
<i>Multigamily, trailer park</i>	8
<i>Residential backyard</i>	9
<i>Residential backyard (fenced)</i>	9
<i>Roadways</i>	5
<i>School</i>	9

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

(Environmental sensitivity)

Sebagian besar dunia, terdapat motivasi yang sangat kuat untuk memastikan bahwa operasi industrial kompatibel dengan lingkungan mereka. Idealnya, sebuah operasional *pipeline* tidak memiliki dampak di sekitarnya, air tanah dan daratan.

Untuk tahap awal *risk management*, definisi yang ketat untuk sensitivitas lingkungan mungkin tidak benar-benar dibutuhkan. Definisi pekerjaan dimana sebagian besar orang akan menyadari sebagai daerah yang sensitif mungkin memadai. Misalnya definisi pekerjaan akan diperlukan untuk menentukan tempat tumbuhan langka dan habitat binatang, ekosistem hampir punah, dampak pada biodiversitas dan situasi dimana kondisi utama lingkungan dan lingkungan yang tidak bisa diganggu oleh manusia. Untuk lebih membedakan sensitivitas area, definisi harus dapat menentukan kemampuan dari area tertentu untuk menyerap atau memulihkan diri dari kontaminasi.

Untuk *pipeline* gas dan *liquid*, beberapa area yang berbatasan dengan *pipeline* dapat diidentifikasi sebagai *high value area* (HVA). Sebuah HVA dapat dijelaskan sebagai lokasi dimana akan menderita kerusakan tinggi yang tidak biasa atau menghasilkan konsekuensi yang tidak biasa untuk pemilik *pipeline* pada kejadian

kegagalan *pipeline*. Dalam membuat batasan ini, bagian *pipeline* yang melintasi area yang berpotensi terjadi kerusakan harus dinilai sebagai bagian *pipeline* yang mempunyai konsekuensi lebih.

Sebagian besar dari jalur *pipeline* berada di area industri dan terdapat area yang dapat dikategorikan dalam *special population*, oleh karena itu skor untuk *special population* adalah berkisar 0.9. Jalur *pipeline* juga hampir melewati *high value area*, hanya pada beberapa bagian *pipeline* melintasi area yang lingkungannya sensitif.

Bobot penilaian *scoring* untuk *Environmental sensitivity and/or High Value Area* dapat dilihat pada Tabel 2.9.

Tabel 2.9 *Scoring for environmental sensitivity and/ or high-value area*

<i>Environment sensitivity description</i>	<i>High Value description</i>	<i>Score</i>
<i>Nesting ground or nursing areas of endangered species; vital sites for species propagation; high concentration of individual of an endangered species</i>	<i>Rare equipment; hard to replace facilities; extensive associated damage would be felt on loss of facilities; major cost of business interruptions anticipated; most serious repercussions are anticipated; high degree of public outcry; national international news.</i>	0.9
<i>Freshwater swamps and marshes; saltwater marshes; mangrove; vulnerable water intakes for community water supplies (surface or groundwater intakes); very serious damage potential.</i>	<i>Very high property values; high cost and high likelihood of business interruptions; extensive industry shutdowns required; widespread community disruptions are expected high publicity regionaly, some national coverage.</i>	0.8
<i>Significant additional damages expected due to difficult access or extensive remediation; serious harm is done by a pipeline leak</i>	<i>Moderate business interruptions anticipated; well-known or important historical or archaeological sites; degree of public outrage</i>	0.7
<i>Shorelines with rip rap structures of gravel beaches; gently sloping gravel riverbanks.</i>	<i>Long term (one growing season or more) damage to agriculture; other associated cost some community disruptions; regional news stories.</i>	0.6
<i>Mixed sand gravel beaches; gently sloping sand and gravel river banks; topography that promotes wider dispersions(slopes, soil, conditions, water current, etc) more serious damage potential.</i>	<i>Long profile historical and archaeological sites; high expens cleanup area due to access, equipment needs, or other factors unique to this area; high level of local public concern would be seen.</i>	0.5

Tabel 2.9 *Environmental sensitivity and/ or High Value Area Scoring system (lanjutan)*

<i>Coarse grained sand beaches; sandy river bars; gently sloping sandy river banks; national, state park and forest</i>	<i>Unusual public interest in this site; high profile locations such are recreation areas; some industry interruption (without major cost); local news coverage</i>	0.4
<i>Fine-grained sand beaches; eroding scarps; exposed, eroding river banks; difficulties expected in remediation; higher than normal spill dispersal</i>	<i>Some level of associated cost, higher than normal, is anticipated; limited use buildings (warehouses, storage facilities, small offices, etc) might have access restricted.</i>	0.3
<i>Wave cut platforms in bedrock; bedrock river banks; mirror increase in environmental damages potential</i>	<i>Picnic grounds, gardens, high-use public areas; increasing property value</i>	0.2
<i>Shorelines with rocky shores, cliff, or banks</i>	<i>Property value are higher than normal</i>	0.1
<i>No extraordinary environmental damages</i>	<i>Potential damages are normal for this class location; no extraordinary damage expected.</i>	0

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

2.2.5 Acceptable risk

Kata-kata sifat seringkali ditambahkan pada kata “*risk*” (resiko) jika mendiskusikan berapa banyak resiko yang seharusnya kita ungkap. Contoh-contoh termasuk:

- *Acceptable risk level*
- *Tolerable risk level*
- *Justifiable risk level*
- *Negligible risks*
- *Trivial risks*

Acceptable risk lebih sering dilihat dalam pengambilan keputusan dan terkadang menyatakan resiko yang dapat diabaikan. Dengan kata lain untuk mentoleransi suatu resiko tidak selalu berarti hal tersebut dianggap sebagai pengabaian. *Tolerability* berkenaan kepada keinginan untuk hidup pada resiko dalam rangka untuk mengamankan beberapa keuntungan dan kemungkinan dalam kepercayaan bahwa resiko berada dalam kontrol yang baik. *Risk tolerance/acceptability/justification* merupakan topik yang kompleks dengan implikasi sosial dan psikologi.

Secara umum, masyarakat memutuskan tingkat *acceptable risk* untuk beberapa usaha-usaha khusus, tingkatan tersebut berubah tergantung pada aktivitas. Apa yang dapat diterima untuk kematian-kematian pada lalu lintas jalan raya secara umum tidak dapat diterima untuk kematian akibat kecelakaan pada *pipeline*. Beberapa pertimbangan sosial dan ekonomi merupakan gagasan untuk meningkatkan toleransi *human risk*. Prinsip utamanya, walaupun pengurangan resiko merupakan nilai/harga terhadap masyarakat, masyarakat mempertimbangkan nilai dari keselamatan yang meningkat pada situasi khusus terhadap pengeluaran pengganti.

Sebagian besar determinasi dari tingkat *acceptable risk* dibuat dari perbandingan dengan resiko yang lain. Kecuali resikonya sangat tinggi, hal tersebut biasanya tidak diintegrasikan sebagai nilai yang berdiri sendiri. Hal tersebut kemungkinan juga diperiksa dengan anggapan pada berapa banyak resiko yang ditambahkan pada pembukaan individu yang lain.

Pada akhirnya, *risk acceptability* adalah merupakan keputusan personal, tidak seorangpun mau menerima resiko tanpa beberapa keuntungan. Nilai dari keuntungan sangat subyektif selama hal tersebut merupakan persepsi dari tingkat resiko, tergantung kepada bagaimana pengukuran beberapa resiko yang ada. Contohnya: setiap tahun ribuan orang mati karena sengatan listrik, walau begitu tidak pernah ada demonstrasi melawan listrik atau permintaan untuk distribusi voltase diturunkan.

Aspek lain yang menarik dari *risk acceptability* adalah ada atau tidakkah kriteria dikuantifikasikan. Tingkat *acceptable risk* diimplikasikan melalui aturan yang dikuantifikasikan dengan asumsi bahwa frekuensi kecelakaan yang sedang diobservasi merupakan hasil dari ketaatan pada persyaratan minimum. Pada kasus tersebut industri umum secara normal akan bangkit dari aturan tersebut dan hal tersebut dapat digunakan untuk menyimpulkan tingkat *acceptable risk* yang ada. Sama dengan, tingkat perusahaan individu dari "*acceptable risk*" dapat di "*back calculated*" dari aksi mereka, walaupun tidak ada kuantifikasi yang ditawarkan oleh perusahaan. Sebagai contoh, jika suatu perusahaan melakukan aksi berdasar atas ketaatan yang keras pada aturan minimum dan memiliki sistem yang hampir sama dengan kebanyakan sistem yang lain, maka tingkat resiko mereka seharusnya sama dengan resiko dari perusahaan yang lain mengikuti aturan yang sama dan operasi di lingkungan yang hampir sama.

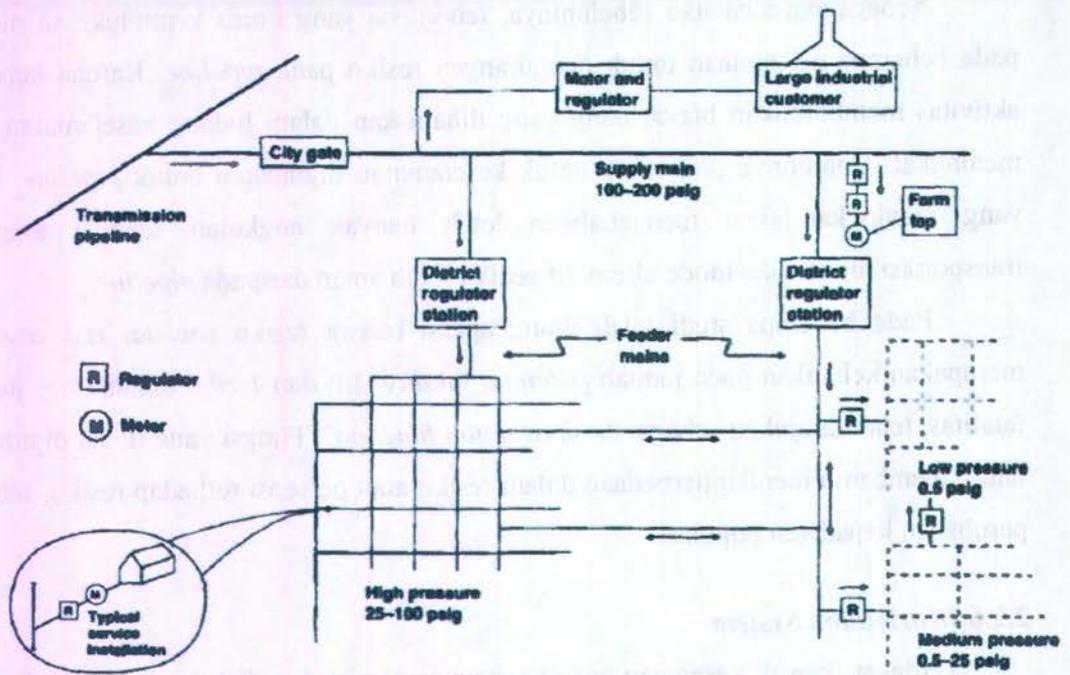
Sebagaimana catatan sebelumnya, fenomena yang ironis kemungkinan muncul pada beberapa permintaan untuk pengurangan resiko pada *pipeline*. Karena beberapa aktivitas membutuhkan biaya, uang yang dihabiskan dalam bidang keselamatan akan meningkat. Contohnya jika biaya untuk keselamatan digunakan untuk *pipeline*, biaya yang meningkat akan menyebabkan lebih banyak angkutan sebagai alternatif transportasi mode. Jika mode alternatif sedikit lebih aman daripada *pipeline*.

Pada beberapa studi telah diungkapkan bahwa resiko *societal risk aversion* merupakan kebalikan pada jumlah *potential fatality*: $1/n$ dan $1/n^{0.5}$ dimana n = jumlah fatalitas, telah di ajukan sebagai “*risk aversion function*”. Fungsi yang dapat digunakan untuk membantu menilai perbedaan dalam resiko atau persepsi terhadap resiko, sebagai perubahan kepadatan populasi.

2.2.6 Distribution System

Terdapat banyak kesamaan antara sistem transmisi dan distribusi, tetapi ada juga perbedaan penting dari sudut pandang risiko. Sistem pipa transmisi biasanya dirancang untuk mengangkut produk kepada *large end-user* seperti sistem distribusi, dimana berfungsi menyalurkan produk itu kepada semua pengguna di kota-kota, (misalnya, gas alam untuk memasak dan pemanasan atau air untuk penggunaan ganda yang disalurkan ke rumah-rumah dan bangunan lain melalui sistem distribusi dalam kota). Kesamaan antara sistem transmisi dan distribusi timbul karena pipa bertekanan di pasang di bawah tanah dimana dapat mengalami ancaman umum untuk semua sistem tersebut. Perbedaan timbul karena berbagai jenis bahan, desain sambungan pipa, interkoneksi komponen, rentang tekanan, toleransi kebocoran, dan faktor lainnya.

Untuk tujuan ini, sistem pipa distribusi akan dianggap sebagai jaringan pipa yang menyalurkan produk dari pipa transmisi ke *final user* (yaitu, konsumen). Ini termasuk segmen pipa bertekanan rendah yang beroperasi pada tekanan yang berdekatan dengan *customers*, serta segmen pipa yang bertekanan lebih tinggi yang memerlukan pengaturan tekanan untuk mengontrol tekanan ke *customer*. Sistem distribusi yang paling umum adalah sistem transportasi air dan gas alam, meskipun uap dan produk lainnya juga digunakan. Cara yang mudah untuk menggambarkan suatu sistem distribusi adalah sebagai suatu jaringan, atau *grid of mains, service lines*, dan penghubung ke *customers* (lihat Gambar 2.10).



Gambar 2.10 Typical gas distribution system

Keluhan umum pada saat pengoperasian sistem distribusi adalah ketidaklengkapan *general system data* yang berkaitan dengan jenis material, kondisi instalasi, dan *general performance history*. Situasi ini sepertinya bisa berubah di antara sesama operator, kemungkinan besar didorong oleh peningkatan ketersediaan dan utilitas sistem komputer untuk menangkap dan memelihara catatan/*records*. Meskipun perusahaan meningkatkan ketersediaan data, sulit untuk membuat korelasi yang bermakna antara semua faktor yang diyakini memainkan peranan penting dalam frekuensi dan konsekuensi kecelakaan. Faktor-faktor ini, bagaimanapun, dapat diidentifikasi dan dipertimbangkan secara kualitatif, sambil menunggu akuisisi data yang lebih komprehensif. Untuk alasan ini, dan untuk kepentingan konsistensi, *indexing approach* untuk saluran distribusi sejajar dengan *basic pipeline risk analysis* (pada pipa transmisi). Perbedaan utama antara kedua sistem *pipeline* ini dilihat dari segi perspektif resiko, meliputi:

- Material dan komponen
- Tekanan/*stress levels*
- Teknik instalasi pipa
- Toleransi kebocoran

Pada dasarnya, sistem distribusi berbeda dari sistem transmisi yaitu menyalurkan produk dalam jumlah yang jauh lebih besar ke *end-users* atau konsumen, dan membutuhkan peralatan khusus untuk memfasilitasi penyaluran produk. Peralatan ini meliputi *branches*, meteran, fasilitas pengurangan tekanan, dll, bersama dengan pipa yang terkait, *fittings*, dan katup. *Curb valves*, *crub cocks*, atau *crub shutoffs* adalah katup tambahan yang biasanya ditempatkan pada *property line* untuk mematikan layanan pada bangunan. Pada sistem distribusi terutama pada gas atau air mengacu pada bagian pipa yang memiliki percabangan, biasanya disebut *service line*, yang menyalurkan produk ke *final end-user*. Oleh karena itu, biasanya lebih banyak digunakan untuk mengangkut produk pada tekanan tinggi dari *service line*. Jika diperlukan, regulator layanan akan digunakan untuk mengontrol tekanan ke pelanggan dari *service line*.

Lingkungan pengoperasian dari sistem distribusi berbeda dengan sistem transmisi. Biasanya terletak di daerah yang sangat padat, sistem distribusi biasanya dioperasikan pada tekanan rendah, dibangun dari material yang berbeda, dipasang di bawah dan di antara komponen infrastruktur lainnya seperti jalan raya, dan transportasi bahan yang tidak berbahaya. (Meskipun gas alam merupakan bahan berbahaya karena mudah terbakar, sistem distribusi biasanya tidak menyalurkan produk pada tekanan tinggi, lebih berbahaya bahan beracun dan mudah terbakar yang sering terlihat pada sistem transmisi). Kebanyakan sistem distribusi umurnya jauh lebih tua dari sistem transmisi dan, karenanya, menerapkan berbagai teknik desain dan material yang populer selama berbagai periode waktu. Pada umumnya memerlukan peralatan besar seperti kompresor (meskipun dalam sistem distribusi air biasanya masih membutuhkan beberapa jumlah pompa). Secara operasional, perbedaan signifikan dari sistem transmisi mencakup pemantauan (SCADA, deteksi kebocoran, dll), kontrol *Right-of-Way* (ROW), dan beberapa aspek pengendalian korosi.

Karena ukuran pipa yang lebih kecil dan bertekanan rendah, ukuran kebocoran pada sistem distribusi seringkali tidak sebesar pada sistem transmisi. Namun karena pengaruh lingkungan (misalnya, di kota-kota, dll), konsekuensi dari pipa distribusi bisa sangat parah. Selain itu, jumlah kebocoran dalam sistem distribusi seringkali terlihat lebih tinggi. Frekuensi jumlah kebocoran yang lebih tinggi ini disebabkan oleh sejumlah faktor.



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Penjelasan Diagram Alir

Adapun langkah-langkah penelitian dalam diagram alir pada gambar 3.2 dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Studi literatur

Studi literatur berasal dari Tugas Akhir yang sebelumnya, penelitian-penelitian lain yang berasal dari berbagai jurnal serta studi literatur dari berbagai buku yang berkaitan dengan *risk assessment*, resiko, *pipeline*, dan *codes* yang mendukungnya (ASME B31.8).

2. Pengumpulan data dan info

Data yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah data jaringan pipa milik PT. Perusahaan Gas Negara. Data *risk assessment* didapatkan dari PT. Perusahaan Gas Negara. Sumber informasi yang paling dibutuhkan berasal dari dokumen yang akurat yang menjelaskan kondisi atau aktivitas yang berhubungan dengan resiko dimana data-datanya yang dipakai dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

- Data desain dari pipa yaitu umur desain pipa, tekanan desain, temperatur desain, tekanan hidrostatik, kapasitas maksimum pipa, data pipa dalam kondisi operasi (meliputi : tekanan operasi, temperatur operasi, temperatur lingkungan, kelembaban, dan kecepatan angin).

Tabel 3.1 Data Desain Pipa

Data Desain Pipa	
Umur desain pipa	20 tahun
Tekanan desain	50 bar (5 Mpa)
Temperatur desain	50°C
Tekanan hidrostatik	76 bar (7.6 Mpa)
Kapasitas maksimum	130 MMS CFD
<i>Ball Valve</i> pada <i>plant</i>	Rating 600
<i>Ball Valve</i> pada <i>line</i>	Rating 300
(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)	

Tabel 3.1 Data Desain Pipa (lanjutan)

Kondisi Operasi :	
Tekanan Operasi	27 bar (2.7 Mpa)
Temperatur Operasi	80°F
Temperatur lingkungan	34°C
Kelembaban	65%
Kecepatan Angin	2.3 m/s

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

- Data material properti dari pipa yaitu *material grade*, *modulus young*, *allowable stress*, SMYS, tipe material, tebal material, dan tebal *coating*.

Tabel 3.2 Data Material Pipa

Data material pipa	
<i>Material grade</i>	API 5L - Grade X46
<i>Modulus young</i>	200 Gpa
<i>Allowable stress</i>	30250 psi (208 Mpa)
SMYS	46000 psi (317.158 MPa)
Tipe material	<i>Carbon Steel</i>
Lokasi Penggalian	0°
Tandes (6 in)	
Tebal material	2.72 in (6.91 cm)
Tebal <i>coating</i>	1.87 in (4.74 cm)
Margomulyo (4 in)	
Tebal material	2.34 in (5.94 cm)
Tebal <i>coating</i>	1.85 in (4.69 cm)

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

- Data tanah

Jalur pipa Tandes-Margomulyo termasuk jalur pipa distribusi gas bertekanan tinggi milik PT. PGN yang tergolong tua dan dibangun di daerah tanah rawa, sehingga kemungkinan tingkat resiko di daerah ini sangat besar sekali dan dapat mempengaruhi beban kritis pada *pipeline* ini. Data tanah yang diperlukan dalam penelitian ini berupa nilai tahanan tanah (ohm-cm), potensial tanah (mV), dan keasaman tanah (pH) dimana seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Data tanah dari laporan survey pipa penyalur

	Diameter Pipa	Tahanan Tanah	Potensial Tanah	Keasaman Tanah	Keterangan
	(inch)	(ohm-cm)	(mV)	(pH)	
Tandes	6	115.666	-1048	4.8	
Margomulyo	4	103.602	-1046	3.5	

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

Setelah melakukan identifikasi terhadap permasalahan yang dihadapi pada *onshore pipeline* Tandes-Margomulyo, selanjutnya dilakukan pengumpulan data dari tiap-tiap segmen pipa yang akan dianalisa. Dari 9.9 km dibagi menjadi 6 segmen yang akan dianalisa, serta kemungkinan resiko yang bisa terjadi pada tiap segmennya.

Tabel 3.4 Pembagian segmen pada jalur *pipeline* Tandes-Margomulyo

Node	Segmen	Rute	Koordinat
IV.8	1	Tandes-Margomulyo	07°14.519'LS - 112°41.119' BT
V.7	2	BMI	07°15.436'LS - 112°41.165' BT
II.6	3	Tandes-Jaya Pari	07°15.236'LS - 112°40.827'BT
I.29	4	Tandes-Jaya Pari	07°15.084'LS - 112°40.827'BT
IV.10	5	Jl.Margomulyo Indah	07°14.872'LS - 112°40.639'BT
IV.9	6	Tandes-Jaya Pari	07°14.501'LS - 112°40.932'BT

(Sumber : PT. Perusahaan Gas Negara)

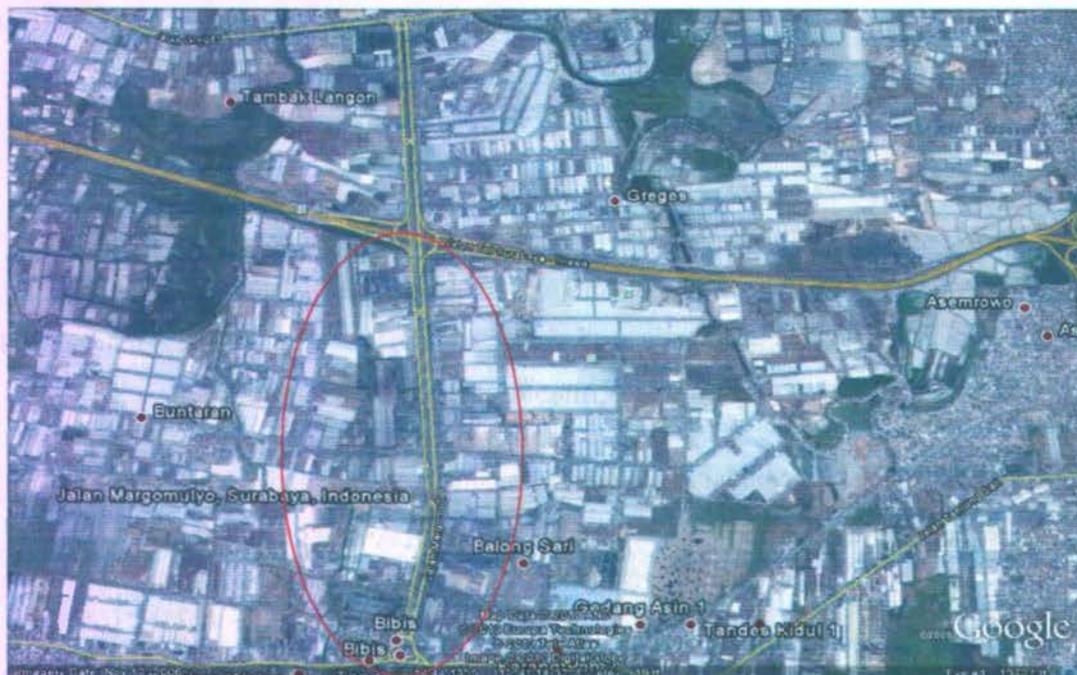
3. Pendefinisian objek

Pada tahap awal yang dilakukan adalah menentukan objek yang akan di analisa. Pada Tugas Akhir ini, objek yang ditetapkan adalah *onshore pipeline risk assessment* pada jalur Tandes-Margomulyo (9.9 km). Adapun yang didistribusikan adalah gas alam (*Methane* CH₄). Hal-hal yang dilakukan pada tahap ini adalah dengan mengumpulkan berbagai referensi baik dari buku maupun dari internet, antara lain: semua data inspeksi, kondisi lingkungan.

4. Identifikasi segmen

Pada tahap ini dilakukan proses identifikasi pada setiap segmen yaitu dengan memberikan deskripsi kondisi dari lingkungan ataupun kegiatan yang ada pada daerah disekitar *pipeline* berdasarkan gambar satelit yang sudah ada (lihat

Gambar 3.1) dan survei langsung ke lokasi *pipeline* dengan mendokumentasikan gambar berupa foto (lihat lampiran G).



Gambar 3.1 Gambar satelit dari jalur pipa Tandes-Margomulyo
(Sumber : *Google Earth*, 2010)

5. Perhitungan *Probability of failure*

Setelah bahaya pada sistem atau proses dapat diidentifikasi, langkah berikutnya adalah dengan penilaian resiko yang merupakan perkiraan frekuensi dari kejadian yang dapat menyebabkan timbulnya suatu bahaya. Pada perhitungan ini, dibantu dengan mengisi daftar isian *risk assessment* yang disediakan oleh PT. PGN (dapat dilihat di lampiran E) dan menggunakan program *Ms. Office Excel*. Pada bagian ini adalah menjelaskan kejadian kasus kegagalan yang mungkin terjadi pada setiap segmen yaitu berupa *index-index* dengan item-item sebagai berikut :

- *Third-party damage index*,

Third-party damage, atau bisa juga di sebut dengan indeks kerusakan yang disebabkan oleh pihak ketiga tertuju pada beberapa kegagalan yang terjadi secara kebetulan pada pipa sebagai hasil dari aktivitas-aktivitas personel yang tidak berhubungan dengan sistem *pipeline*. Skor maksimum untuk

indeks ini adalah 100. Bobot item yang direkomendasikan untuk *third-party damage index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.5 Item yang direkomendasikan untuk *third-party damage index* dengan poin dan persentase

No.	Item	Poin	Persentase
A	<i>Minimum Depth of Cover</i>	0 - 20	20%
B	<i>Activity Level</i>	0 - 20	20%
C	<i>Aboveground Facilities</i>	0 - 10	10%
D	<i>Line Locating</i>	0 - 15	15%
E	<i>Right-of-Way Condition</i>	0 - 5	5%
F	<i>Public Education Program</i>	0 - 15	15%
G	<i>Patrol Frequency</i>	0 - 15	15%
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- *Corrosion index,*

Indeks korosi dapat dilakukan dengan evaluasi terhadap penyebab terjadi korosi dengan mengikuti beberapa langkah logis berikut :

1. Mengidentifikasi jenis korosi yang mungkin terjadi.
2. Mengidentifikasi kerapuhan dari material pipa.
3. Mengevaluasi perhitungan pencegahan korosi yang digunakan pada semua lokasi.

Dua faktor yang harus dihitung untuk menentukan penyebab korosi yaitu material pipa dan lingkungan. Skor maksimum untuk indeks korosi adalah 100. Bobot item yang direkomendasikan untuk *corrosion index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.6 Item yang direkomendasikan untuk *corrosion index* dengan poin dan persentase

No.	Item	Poin Sub Total	Persentase
A	<i>Atmospheric Corrosion</i>	0 - 10	10%
	<i>A1. Atmospheric Exposure</i>	0 - 5	
	<i>A2. Atmospheric Type</i>	0 - 2	
	<i>A3. Atmospheric Coating</i>	0 - 3	
B	<i>Internal Corrosion</i>	0 - 20	20%
	<i>B1. Product Corrosivity</i>	0 - 10	
	<i>B2. Preventions</i>	0 - 10	

Tabel 3.6 Item yang direkomendasikan untuk *corrosion index* dengan poin dan persentase (lanjutan)

C	<i>Subsurface Corrosion</i>	0 - 70	70%
	<i>C1. Subsurface Environment</i>	0 - 20	
	<i>Soil Corrosivity</i>	0 - 15	
	<i>Mechanical Corrosion</i>	0 - 5	
	<i>C2. Cathodic Protection</i>	0-25	
	<i>Effectiveness</i>	0 - 15	
	<i>Interference Potential</i>	0 - 10	
	<i>C3. Coating</i>	0-25	
	<i>Fitness</i>	0 - 10	
	<i>Condition</i>	0 - 15	
	<i>Overall Threat of Corrosion</i>		100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- *Design index,*

Perkiraan *design index* dilihat tidak hanya pada kegagalan mekanik, tetapi juga pada kemampuan *pipeline* tersebut bertahan terhadap kegagalan mekanik. Skor maksimum untuk indeks desain adalah 100. Bobot item yang direkomendasikan untuk *design index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.7 Item yang direkomendasikan untuk *desain index* dengan poin dan persentase.

No.	Item	Poin	Persentase
A	<i>Safety Factor</i>	0 - 35	35%
B	<i>Fatigue</i>	0 - 15	15%
C	<i>Surge Potential</i>	0 - 10	10%
D	<i>Integrity Verifications</i>	0 - 25	25%
E	<i>Land Movement</i>	0 - 15	15%
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- *Incorrect operations index,*

Indeks ini memperhitungkan potensi kegagalan *pipeline* yang disebabkan oleh *errors* yang dilakukan oleh personel *pipeline* pada saat proses desain, pembangunan, pengoperasian atau perawatan *pipeline*. Maksimum skor pada indeks kesalahan operasional adalah 100. Terdapat empat area utama yang harus diperkirakan pada penentuan indeks kesalahan operasional, yaitu desain, konstruksi, operasi dan perawatan. Bobot item yang direkomendasikan untuk *incorrect operations index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.8 Item yang direkomendasikan untuk *incorrect operations index* dengan poin dan persentase

No.	Item	Poin	Persentase
A	Design	0 - 30	30%
	A1. Hazard Identification	0 - 4	
	A2. MOP Potential	0 - 12	
	A3. Safety System	0 - 10	
	A4. Material Selection	0 - 2	
	A5. Check	0 - 2	
B	Construction	0 - 20	20%
	B1. Inspection	0 - 10	
	B2. Materials	0 - 2	
	B3. Joining	0 - 2	
	B4. Backfill	0 - 2	
	B5. Handling	0 - 2	
	B6. Coating	0 - 2	
C	Operations	0 - 35	35%
	C1. Procedures	0 - 7	
	C2. SCADA/Communication	0 - 3	
	C3. Drug Testing	0 - 2	
	C4. Safety Programs	0 - 2	
	C5. Survey/maps/records	0 - 5	
	C6. Training	0 - 10	
	C7. Mechanical Error Preventers	0 - 6	
D.	Maintenance	0 - 15	15%
	D1. Documentation	0 - 2	
	D2. Schedule	0 - 3	
	D3. Procedures	0 - 10	
		0 - 100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

6. Perhitungan *Consequences of failure*

Pada bagian ini adalah berupa pengukuran konsekuensi yang ditimbulkan oleh kejadian tersebut yang diukur dalam satuan efek yang ditimbulkannya per satuan waktu. Efek atas kejadian ini bisa dalam bentuk kerugian materi, hilangnya fungsi sistem, efek terhadap lingkungan, maupun kerugian jiwa yang diakibatkan oleh kejadian tersebut. Konsekuensi yang diperhitungkan pada jalur pipa gas Tandes-Margomulyo adalah kebocoran atau *leak impact factor* (LIF). Semakin tinggi poin skor untuk LIF menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi dan resiko yang lebih tinggi. Fokus utama dari LIF adalah pada konsekuensi terhadap kesehatan publik dan keselamatan dari kerugian *pipeline*.

Beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menentukan *leak impact factor* adalah :

1. *Product hazard* (PH).
2. *Leak/Spill volume* (LV).
3. *Dispersion* (D).
4. *Receptors* (R).

Secara matematis hubungan keempatnya dapat dirumuskan pada persamaan 3.1 sebagai berikut :

$$LIF = (PH) \times (LV) \times (D) \times (R) \dots\dots\dots(3.1)$$

Dimana, PH : *Product Hazard*

LV : *Leak/Spill Volume*

D : *Dispersion*

R : *Receptors*

7. Perhitungan *Index Sum*

Index sum ditentukan dengan menjumlahkan *third-party damage index*, *corrosion index* dan *incorrect operational index*.

$$Index\ sum = [(third\ party) + (corrosion) + (design) + (incorrect\ operations)] \dots(3.2)$$

Ini berarti bahwa semakin tinggi skor, sistem perpipaan akan semakin aman. Beberapa asumsi yang dibuat pada saat perencanaan resiko sistem perpipaan adalah:

1. Perencanaan berdasarkan pada data yang sudah tersedia.
2. Karena sistem perpipaan telah beroperasi, maka fasilitas-fasilitasnya juga telah dioperasikan dan data operasionalnya tersedia. *Assessment* ini untuk menentukan :
 - *Third-party damage Index*
 - *Corrosion index*.

- *Design index.*
- *Incorrect operations index.*

3. Perhitungan *Relative risk score*

Setelah diketahui poin dan persentase (bobot) dari item-item *consequences* dan *likelihood of failure*, selanjutnya dapat diketahui seberapa besar hasil perolehan *relative risk score* dari masing-masing segmen. *Relative risk score* merupakan hasil dari pembagian antara jumlah indeks dengan *leak impact factor*.

$$\text{Relative risk score} = (\text{Index sum}) : (\text{Leak Impact Factor}) \dots \dots \dots (3.3)$$

4. *Acceptable Risk*

Setelah dilakukannya *risk evaluation*, maka akan kita putuskan apakah kita melanjutkan pengoperasian sistem dengan resiko yang ada atau kita lakukan pengurangan resiko atau bahkan menghindari resiko.

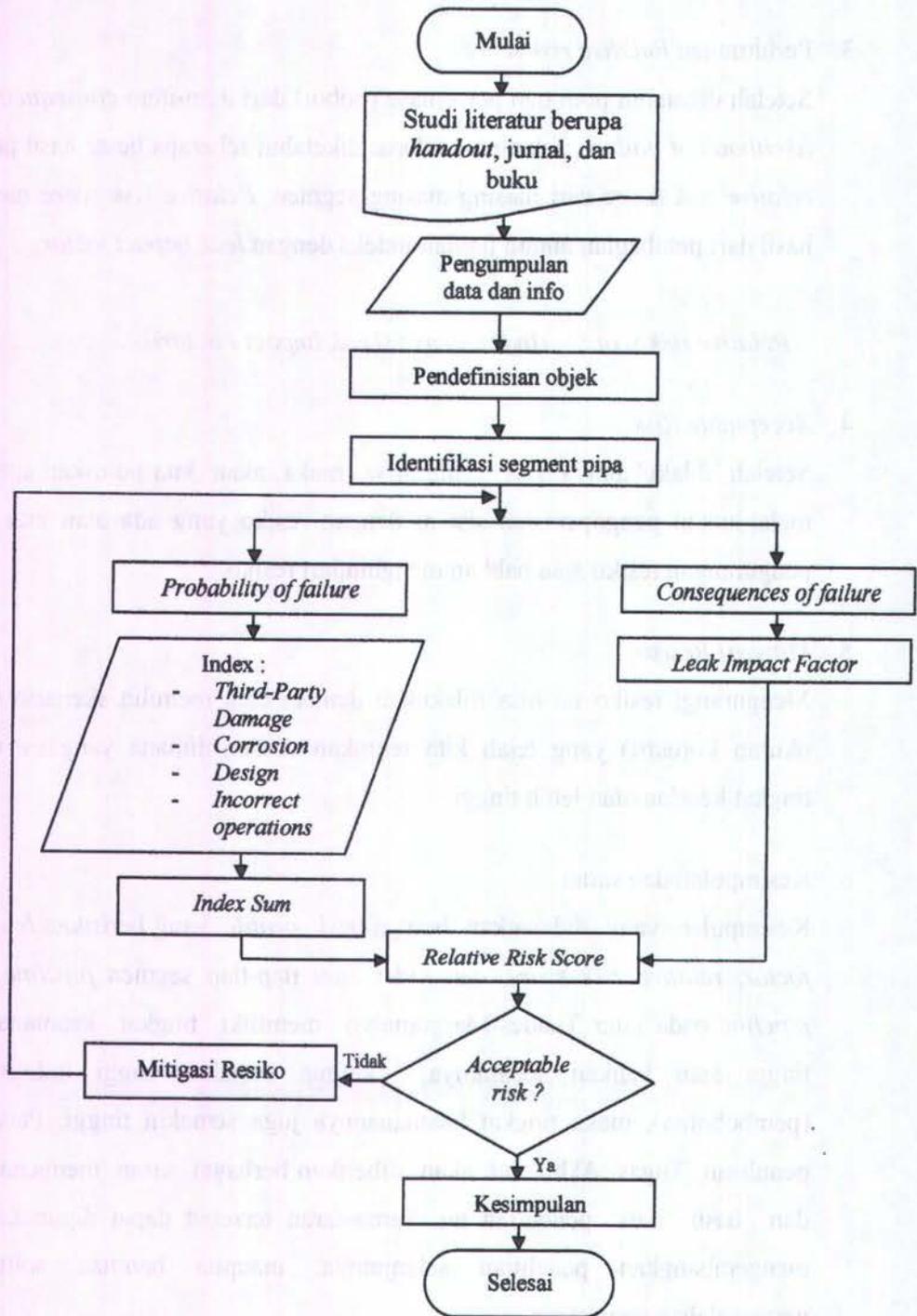
5. *Mitigasi Resiko*

Mengurangi resiko ini bisa dilakukan dengan cara memilih skenario (ukuran-ukuran korektif) yang telah kita tentukan diatas, dimana yang memberikan tingkat keselamatan lebih tinggi.

6. Kesimpulan dan saran

Kesimpulan yang didapatkan berupa *risk profile* yang berisikan *leak impact factor*, *relative risk score*, dan *index sum* tiap-tiap segmen *pipeline*, apakah *pipeline* pada jalur Tandes-Margomulyo memiliki tingkat keamanan yang tinggi atau bahkan sebaliknya, karena semakin tinggi indeks skor (pembobotan), maka tingkat keamanannya juga semakin tinggi. Pada akhir penulisan Tugas Akhir ini akan diberikan berbagai saran mengenai proses dan hasil dari penelitian ini. Saran-saran tersebut dapat digunakan untuk mengembangkan penelitian selanjutnya, maupun bantuan solusi bagi permasalahan yang sama.

Secara sistematis langkah-langkah penelitian dalam Tugas Akhir ini disajikan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut :



Gambar 3.2 Diagram Alir Penelitian

BAB IV

ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Umum

Bab ini menguraikan langkah-langkah yang dilakukan untuk melakukan olah data yang telah didapat. Data yang di dapat adalah berupa gambar satelit dari jalur pipa yang dapat mendeskripsikan kondisi lingkungan di sekitar saluran pipa, jenis dan tipe pipa yang digunakan. Dari data-data tersebut selanjutnya dapat dilakukan perhitungan indeks dari *third-party damage*, *desain*, korosi, dan kesalahan operasional.

4.2 Aturan Perancangan Saluran Pipa

Dalam melakukan perancangan ataupun pembangunan *pipeline* harus menggunakan standar khusus. Dari beberapa standar parameter yang ada, pada permasalahan ini menggunakan standar *codes* ASME B3.18 yaitu untuk sistem perpipaan transmisi dan distribusi gas.

4.3 Kelas Lokasi

Kelas lokasi diperlukan untuk menentukan besarnya nilai faktor desain pada perhitungan dan analisa. Pembagian kelas lokasi berdasarkan pada ASME B3.18. Pembagian kelas lokasi bergantung pada kepadatan populasi dalam suatu area tertentu. Untuk mendeskripsikan keadaan lokasi *pipeline* perlu diketahui kelas lokasi, sebagian besar kelas lokasi yang digunakan dalam mendeskripsikan keadaan lokasi *pipeline* dalam Tugas Akhir ini adalah kelas lokasi 2.

4.4 Data Desain

Panjang *pipeline* Tandes-Margomulyo adalah 9.9 km dengan diameter 6" dan 4" merupakan jaringan pipa distribusi gas dengan produk yang diangkut adalah gas alam (methana).

Tabel 4.1 Faktor Desain Menurut Kelas Lokasi

Facility	location class				
	1		2	3	4
	Div. 1	Div. 2			
Pipelines, mains and service lines	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
1. Crossing of road, railroads without casing :					
a. Private road	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
b. unimproved public road	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
c. roads, highways, of public streets, with hard surface and railroads	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
2. Crossing of road, railroads with casing :					
a. Private road	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
b. unimproved public road	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
c. roads, highways, of public streets, with hard surface and railroads	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
3. Parallel encroachment of pipelines and mains on roads and railroads :					
a. Private road	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
b. unimproved public road	0.8	0.72	0.6	0.5	0.4
c. roads, highways, of public streets, with hard surface and railroads	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Fabricated assemblies	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Pipelines on bridges	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
Compressor station piping	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4
Near concentration of people in location classes 1 and 2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4

4.5 Tipe pipa

Tipe pipa yang digunakan dikelompokkan menjadi 5 tipe dimana pada beberapa tipe memiliki ketebalan pipa yang sama namun berbeda pada ketebalan selubung (*coating*) untuk perlindungan korosinya, yaitu :

- tipe 1 untuk ketebalan pipa 2.72 in tanpa selubung, selubung beton, dan *casing*.
- tipe 2 untuk ketebalan pipa 2.72 in dengan selubung 1.87 in dan selubung beton 2 in.
- tipe 3 untuk ketebalan pipa 2.72 in dengan selubung 1.87 in dan selubung beton 4 in.
- tipe 4 untuk ketebalan pipa 2.72 in dengan *casing*, tanpa selubung dan selubung beton.
- tipe 5 untuk ketebalan pipa 2.34 in dengan selubung 1.85 in, selubung beton 4 in dan *casing*.

4.6 Segmentasi

Segmentasi dilakukan berdasarkan data satelit yang sudah ada. Dari data tersebut selanjutnya dijelaskan gambaran kondisi dari jalur yang dilalui, jenis dan kelas pipa yang digunakan. Gambaran saluran pipa mengacu kepada kepadatan penduduk yang berada di area sekitar *pipeline*, keadaan tanah dan keadaan lapisan pelindung *pipeline*. Berikut ini akan di jelaskan deskripsi masing-masing segmen yaitu:

Tabel 4.2 Deskripsi segmen pada jalur pipa Tandes-Margomulyo

<i>Node</i>	<i>Segment</i>	<i>Route</i>	<i>Direction</i>	<i>Location</i>	<i>Description</i>
IV.8	1	Tandes-Margomulyo	07°14.519'LS - 112°41.119' BT	Surabaya	<i>Cross road</i> , banyak warung, masuk pabrik, dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 1
V.7	2	BMI	07°15.436'LS - 112°41.165' BT		Masuk pabrik, dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 2
II.6	3	Tandes-Jaya Pari	07°15.236'LS - 112°40.827'BT		Ada warung, <i>Cross rel Kereta Api</i> , dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 3
I.29	4	Tandes-Jaya Pari	07°15.084'LS - 112°40.827'BT		<i>Valve</i> , masuk pabrik, dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 4
IV.10	5	Jl.Margomulyo Indah	07°14.872'LS - 112°40.639'BT		<i>Cross road</i> , pipa berhenti di PT. Meshindo, dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 5
IV.9	6	Tandes-Jaya Pari	07°14.501'LS - 112°40.932'BT		<i>Cross road</i> dengan kelas lokasi 2 dan tipe pipa 3

Dari tabel di atas dapat diketahui bahwa secara garis besar saluran pipa adalah melalui area industri (pabrik), namun ada juga yang melalui *cross road*, warung-

warung disekitar pabrik, rel kereta api, dan pepohonan. Dengan diketahui deskripsi tiap-tiap segmen akhirnya dapat diketahui juga tipe pipa dan kelas lokasi yang digunakan.

4.7 Identifikasi Bahaya

Setelah diketahui kelas lokasi, dan dilakukannya segmentasi, kita dapat mengidentifikasi bahaya yang mungkin terjadi pada jalur pipa distribusi gas Tandes-Margomulyo adalah kebocoran, ledakan, dan pencemaran lingkungan.

4.8 Jumlah Indeks hasil perkiraan (*index sum assessment result*)

Indeks merupakan parameter dari tingkat keamanan operasional *pipeline*. Parameter yang digunakan pada Tugas Akhir ini adalah *third-party damage*, korosi, desain, dan kesalahan operasional. Perhitungan indeks dapat dilakukan dengan menilai setiap segmen *pipeline* berdasarkan pada *Pipeline Risk Management*, Muhlbauer, W. Kent. Asumsi jumlah indeks keseluruhan dibuat pada saat memperkirakan resiko-resiko pada *pipeline*, dimana perkiraan ditampilkan berdasarkan data yang sudah ada.

4.8.1. Indeks kegagalan faktor ke tiga (*Third-party damage Index*).

Third-party damage (faktor kegagalan oleh pihak ketiga) tertuju pada beberapa kegagalan yang terjadi secara kebetulan pada pipa sebagai hasil dari aktivitas-aktivitas personel yang tidak berhubungan dengan sistem *pipeline*.

Untuk menentukan besarnya indeks *third-party damage*, ada tujuh parameter yang harus dinilai yaitu kedalaman urug minimum (*minimum depth of cover*), tingkat aktivitas sepanjang *pipeline* (*activity level*), fasilitas yang terdapat diatas *pipeline* (*aboveground facilities*), kondisi ROW, *line locating*, program pendidikan umum (*public education program*) dan frekuensi pemeriksaan (*patrol frequency*). Parameter tersebut ditampilkan dalam bentuk form atau daftar isian *risk assessment* yang berisikan deskripsi pada masing-masing segmen dengan pembobotan yang mengacu pada *Pipeline Risk Management*, Muhlbauer, W. Kent. Untuk perhitungan *third-party damage index* pada setiap segmen, dapat dilihat di lampiran A. Pada Tabel 4.3 dibawah ini dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks kegagalan faktor pihak ketiga pada seluruh segmen di daerah Tandes-Margomulyo.

Tabel 4.3 Rekapitulasi dari *third-party damage index* dari segmen 1 sampai 6

Node	Segmen	A	B	C	D	E	F	G	H=A+B+C+D+E+F+G
IV.8	1	20	0	10	15	7	0	4	56
V.7	2	20	0	10	15	7	1	4	57
II.6	3	20	0	10	15	7	3	4	59
I.29	4	20	0	10	15	7	1	4	57
IV.10	5	20	0	10	15	7	1	4	57
IV.9	6	20	0	10	15	7	1	4	57
								Σ	343

Dari perhitungan yang telah dilakukan diperoleh skor *third-party damage* pada segmen pertama adalah 56, sedangkan skor maksimum adalah 100. Terjadi range yang besar antara skor maksimum dengan skor hitungan. Hal ini terjadi karena aktivitas diatas *pipeline* memiliki kategori tinggi (*high level*). Dari deskripsi segmentasi dapat dilihat daerah ini berada pada daerah industri, dimana terdapat aktivitas para buruh pabrik di area tersebut dan banyaknya truk besar yang lalu lalang di sekitar area pabrik.

Skor dari *third-party damage index* yang diperoleh pada perhitungan ini bernilai antara 56 sampai 59 dengan rata-rata 57.17. Range nilai *third-party damage* yang sangat mencolok disebabkan oleh hal yang signifikan yaitu kedalaman urug minimum *pipeline* dan penentuan lokasi jalur pipa (*line locating*). Dua item ini memberikan kontribusi yang paling besar pada indeks *third-party damage*.

Pengurangan skor pada *third-party damage* terutama terjadi karena ketidaktersediaannya kunci informasi pada program yang secara potensial dapat mencegah kegagalan *pipeline* selama aktivitas faktor kegagalan tersebut terjadi, hal yang dapat menurunkan skor indeks antara lain :

- Tingkat aktivitas pada daerah sekitar jalur pipa termasuk pada daerah aktivitas tingkat tinggi
- Kondisi *Right-of-Way* pada setiap segmen yang berbeda-beda.

4.8.2 Indeks Korosi.

Indeks korosi mempunyai pengaruh yang cukup besar terhadap kelancaran kinerja dari sistem distribusi *pipeline*. Korosi bisa disebabkan oleh atmosfer, produk

yang diangkat ataupun tanah. Untuk perhitungan *corrosion index* pada setiap segmen, dapat dilihat di lampiran B. Pada Tabel 4.4 dibawah ini dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks korosi pada seluruh segmen di daerah Tandes-Margomulyo.

Tabel 4.4 Rekapitulasi dari *corrosion index* dari segmen 1 sampai 6

Node	Segmen	A	B	C	H=A+B+C
IV.8	1	7	20	41	68
V.7	2	7	20	41	68
II.6	3	7	20	41	68
I.29	4	7	20	41	68
IV.10	5	7	20	41	68
IV.9	6	7	20	41	68
				Σ	408

Pada perhitungan diperoleh nilai perkiraan indeks korosi sebesar 68. Nilai ini berlaku pada sepanjang segmen, maka antara segmen 1 sampai dengan 6 mempunyai skor 68. Nilai ini merepresentasikan pencegahan korosi pada tahap desain yang telah dipertimbangkan secara tepat. Pada proses skoring, indeks skor terjadi pengurangan nilai yang utama terjadi pada *prevention* dimana tidak terdapat internal monitoring dan tidak dilakukannya program *pigging* secara berkala. Hal yang perlu dicatat bahwa nilai indeks korosi yang lebih besar mewakili nilai keamanan yang lebih besar juga.

4.8.3 Indeks Desain.

Perkiraan indeks desain dilihat tidak hanya pada kegagalan mekanik, tetapi juga pada kemampuan *pipeline* tersebut bertahan terhadap kegagalan mekanik. Sekali lagi, skor maksimum untuk indeks desain adalah 100. Desain digunakan sebagai salah satu indeks disini, karena sebagian besar, meski tidak semua, variabel resiko biasanya ditujukan langsung pada sistem desain struktur dasar. Itulah yang harus dilakukan kesatuan struktur yaitu mengatasi semua beban internal dan beban eksternal dalam jangka waktu secara acak. Oleh karena itu, indeks ini menjadi panduan dalam mengevaluasi lingkungan *pipeline* terhadap parameter desain kritisnya. Untuk perhitungan *corrosion index* pada setiap segmen, dapat dilihat di lampiran C. Pada

Tabel 4.5 dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks desain pada seluruh segmen di daerah Tandes-Margomulyo.

Tabel 4.5 Rekapitulasi dari *design index* dari segmen 1 sampai 6

Node	Segmen	A	B	C	D	E	H=A+B+C+D+E
IV.8	1	35	15	10	10	5	75
V.7	2	35	15	10	10	5	75
II.6	3	35	15	10	10	5	75
I.29	4	35	15	10	10	5	75
IV.10	5	35	15	10	10	5	75
IV.9	6	35	15	10	10	5	75
Σ							450

4.8.4 Indeks Kesalahan Operasional

Indeks ini menilai potensi dari kegagalan *pipeline* yang disebabkan oleh *errors* (kesalahan) yang dilakukan personel *pipeline* dalam mendesain, membangun, mengoperasikan atau merawat *pipeline*. Maksimum skor pada indeks kesalahan operasional adalah 100. Terdapat empat area utama yang harus diperkirakan pada penentuan indeks kesalahan operasional, yaitu desain, konstruksi, operasi dan perawatan. Untuk perhitungan indeks kesalahan operasional pada setiap segmen, dapat dilihat di lampiran C. Pada Tabel 4.6 dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks kesalahan operasional pada seluruh segmen di daerah Tandes-Margomulyo.

Tabel 4.6 Rekapitulasi dari *incorrect operations index* dari segmen 1 sampai 6

Node	Segmen	A	B	C	D	H=A+B+C+D
IV.8	1	28	12	35	15	90
V.7	2	28	12	35	15	90
II.6	3	28	12	35	15	90
I.29	4	28	12	35	15	90
IV.10	5	28	12	35	15	90
IV.9	6	28	12	35	15	90
Σ						540

Pada perhitungan dan analisa yang telah dilakukan didapat perkiraan skor untuk indeks kesalahan operasional adalah 90. Tabel 4.6 mewakili kesimpulan dari perkiraan indeks kesalahan operasional untuk jalur pipa distribusi gas Tandes-Margomulyo.

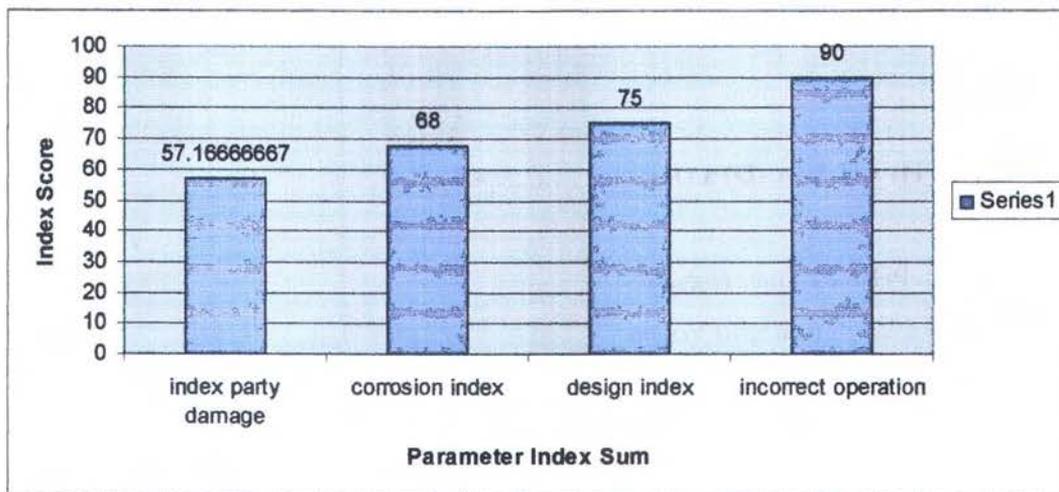
4.9 Jumlah Indeks keseluruhan (*index sum*)

Setelah skor indeks didapatkan dari akumulasi empat parameter yang sudah diketahui hasilnya. Keempat indeks tersebut adalah indeks kesalahan pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain dan indeks kesalahan operasional. Pada sistem *scoring* ini yang perlu digarisbawahi bahwa skor berbanding lurus dengan tingkat keamanan, jadi jika skor meningkat keamanan juga meningkat.

Tabel 4.7 *Index total* dari segmen 1 sampai dengan 6

Node	Segmen	<i>Third-Party Damage Index</i>	<i>Corrosion Index</i>	<i>Design Index</i>	<i>Incorrect Operations Index</i>	<i>Index Sum</i>
IV.8	1	56	68	75	90	289
V.7	2	57	68	75	90	290
II.6	3	59	68	75	90	292
I.29	4	57	68	75	90	290
IV.10	5	57	68	75	90	290
IV.9	6	57	68	75	90	290
					Σ	1741

Dari hasil perhitungan keseluruhan indeks pada segmen 1 sampai 6 diperoleh total indeks bernilai antara 289 sampai dengan 292, dimana skor maksimum untuk total indeks adalah 400. Dengan skor rata-rata total indeks adalah 290.167.



Gambar 4.1 *Index Comparison*

Dari Grafik 4.1 diatas dapat di tarik suatu perbandingan antara ke empat indeks yang telah dihitung. Indeks terkecil mempunyai skor 57.16 merupakan indeks dari *third party damage*, berikutnya indeks korosi dengan skor 68, peringkat kedua diduduki oleh indeks desain dengan skor 75, dan posisi pertama atau tertinggi di duduki oleh indeks kesalahan operasional sebesar 90. Ini menunjukkan bahwa indeks kesalahan operasional merupakan parameter yang memiliki posisi paling aman, sedangkan yang perlu mendapatkan penanganan lebih yaitu pada indeks kegagalan dari pihak ketiga.

4.10 Leak Impact Factor (faktor pengaruh dari kebocoran)

Leak Impact Factor (LIF) digunakan untuk mengatur *index score* untuk menggambarkan konsekuensi dari kegagalan. Semakin tinggi poin skor untuk LIF menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi dan resiko yang lebih tinggi. Fokus utama dari LIF adalah pada konsekuensi terhadap kesehatan publik dan keselamatan dari kerugian *pipeline*.

Beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menentukan *leak impact factor* adalah :

1. *Product hazard* (PH).
2. *Leak/Spill volume* (LV).
3. *Dispersion* (D).
4. *Receptors* (R).

Secara matematis hubungan keempatnya dapat dirumuskan pada persamaan 4.1 sebagai berikut :

$$LIF = (PH) \times (LV) \times (D) \times (R) \dots\dots\dots(4.1)$$

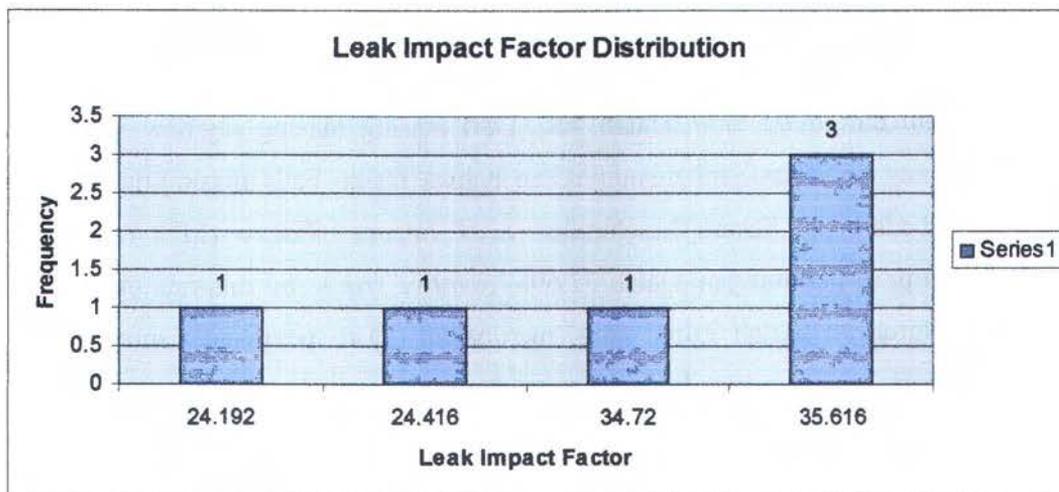
- Dimana, PH : *Product Hazard*
 LV : *Leak/Spill Volume*
 D : *Dispersion*
 R : *Receptors*

Untuk perhitungan *product hazard*, *leak volume*, dan *dispersion* pada setiap segmen, dapat dilihat di lampiran D. Hasil perkiraan skor kriteria untuk *product hazard* adalah 7, bocor atau *spill volume* adalah 0.4, dispersi pada skor 1, variasi skor reseptor bernilai antar 10.8 sampai dengan 15.9. Faktor akibat kebocoran dihasilkan oleh hasil perkalian seluruh faktor area diatas. Jika salah satu faktor perkiraan tersebut mempunyai skor 0, maka faktor akibat kebocoran akan menjadi 0. Hal ini cukup rasional mengingat LIF menggambarkan akibat-akibat dari kegagalan.

Tabel 4.8 Perhitungan dari LIF

No	ITEM	SEGMENT					
		1	2	3	4	5	6
1	<i>Product Hazard (PH)</i>	7	7	7	7	7	7
2	<i>Leak Volume Factor (LV)</i>	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
3	<i>Dispersion Factor (D)</i>	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
4	<i>Receptors</i>						
	<i>General Population Category</i>	10	10	10	10	10	10
	<i>Special Population Category</i>	5	0	5	0	5	5
	<i>Population Density Score</i>	15	10	15	10	15	15
	<i>Environmental sensitivity and/or high value area</i>	0.9	0.8	0.9	0.9	0.5	0.9
	<i>Receptors score</i>	15.9	10.8	15.9	10.9	15.5	15.9
	<i>Leak Impact Factor (LIF)</i>	35.616	24.192	35.616	24.416	34.72	35.616

Skor yang lebih tinggi untuk LIF mewakili akibat dan resiko yang lebih tinggi. Skor LIF bernilai antara lain 24.192, 24.416, 34.72, dan 35.616. Dengan skor rata-rata total LIF adalah 31.696. Dari Grafik 4.2 dapat disimpulkan bahwa resiko kebocoran relatif tinggi karena frekuensi skor kebocoran terbanyak adalah 35.616.



Gambar 4.2 Distribusi *Leak Impact Factor*

4.11 Skor Resiko Relatif (*Relative Risk Score*).

Skor resiko relatif merupakan pembagian dari jumlah indeks keseluruhan dengan faktor kebocoran. Skor resiko relatif merupakan nilai asumsi awal dari proses manajemen resiko. Untuk mendapatkan skor resiko absolut perlu perhitungan dengan berdasarkan pada operasional pipa selama beberapa tahun.

Skor resiko relatif merupakan gambaran dari resiko saluran pipa pada daerah Tandes-Margomulyo dimana dapat diketahui segmen berapa yang memiliki skor terendah, sehingga tindakan apa saja yang harus dilakukan untuk meningkatkan keamanan *pipeline* bisa diketahui juga.

Tabel 4.9 *Relative Risk Score* pada segmen 1 sampai dengan segmen 6

Node	Segmen	<i>Third-Party Damage Index</i>	<i>Corrosion Index</i>	<i>Design Index</i>	<i>Incorrect Operations Index</i>	<i>Index Sum</i>	<i>Leak Impact Factor</i>	<i>Relative risk score</i>
IV.8	1	56	68	75	90	289	35.616	8.11
V.7	2	57	68	75	90	290	24.192	11.99
II.6	3	59	68	75	90	292	35.616	8.20
I.29	4	57	68	75	90	290	24.416	11.88
IV.10	5	57	68	75	90	290	34.72	8.35
IV.9	6	57	68	75	90	290	35.616	8.14
<i>Average</i>						290.167	31.696	9.45

Dari perhitungan skor indeks dapat diketahui bahwa *index sum* yang didapatkan adalah berkisar antara 289 sampai dengan 292, dengan rata-rata 290.16, sedangkan skor maksimum dari *index sum* adalah 400. Dari masing masing segmen memiliki total indeks yang bervariasi. Ini menunjukkan bahwa resiko pada masing-masing segmen juga berbeda-beda. Secara keseluruhan *Leak Impact Factor* (LIF) rata-rata yang diperoleh pada perhitungan adalah 31.696. *Relative risk score* rata-rata yang diperoleh pada perhitungan adalah 9.45, yang merupakan hasil pembagian antara *index sum* dengan *leak impact factor*. Pada sistem skoring, peningkatan skor berarti tingkat keamanan juga meningkat.

Tabel 4.10 *Assigning number to qualitative assessment*

<i>Expression</i>	<i>Median Probability Equivalent</i>	<i>Range</i>
<i>Almost certain</i>	90	90-99.5
<i>Very high chance</i>	90	85-99
<i>Very likely</i>	85	75-90
<i>High chance</i>	80	80-92
<i>Very probable</i>	80	75-92
<i>Very possible</i>	80	70-87.5
<i>Likely</i>	70	65-85
<i>Probable</i>	70	60-75
<i>Even chance</i>	50	45-55
<i>Medium chance</i>	50	40-60
<i>Possible</i>	40	40-70
<i>Low chance</i>	20	10-20
<i>Unlikely</i>	15	10-25
<i>Improbable</i>	15	5-20
<i>Very low chance</i>	10	5-15
<i>Very unlikely</i>	10	2-15
<i>Very improbable</i>	5	1-15
<i>Almost impossible</i>	2	0-15

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Berdasarkan pada Tabel 4.10, hasil perhitungan skor relatif resiko rata-rata jalur pipa gas di daerah Tandes-Margomulyo sebesar 9.45, sehingga dapat diketahui bahwa skor relatif resiko pada daerah Tandes-Margomulyo tergolong *very unlikely*, artinya jalur gas daerah Tandes-Margomulyo memiliki tingkat resiko yang aman.

4.12 Acceptable Risk (Resiko yang diterima)

Untuk menentukan tingkat resiko yang tinggi, sedang ataupun rendah dapat dilihat pada data indeks-indeks yang sudah dihitung skornya. Pada perhitungan diperoleh skor indeks sebesar 57.16, 68, 75, dan 90. Karena skor maksimum pada masing masing indeks adalah 100, jadi pada skor 68, 75, dan 90, *pipeline* dalam kondisi aman. Pada skor 57.16 yaitu indeks *third-party damage* perlu dilakukan peningkatan skor karena berada pada tingkat yang rendah.

Dari perhitungan standar deviasi dengan rumus :

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} \dots\dots\dots(4.2)$$

$$\text{Standar deviasi} = \sqrt{S^2}$$

Dari perhitungan segmen 1 sampai dengan 6 diperoleh standar deviasi skor relatif sebesar 1.2. Ini menunjukkan bahwa range skor resiko tergolong *adequate* (lihat Tabel 4.11).

Tabel 4.11 *Expression of quality*

<i>Term</i>	<i>Median</i>	<i>Standard deviation</i>
<i>Outstanding</i>	9.9	0.4
<i>Excellent</i>	9.7	0.6
<i>Very Good</i>	8.5	0.7
<i>Good</i>	7.2	0.8
<i>Satisfactory</i>	5.9	1.2
<i>Adequate</i>	5.6	1.2
<i>Fair</i>	5.2	1.1
<i>Medium</i>	5	0.6
<i>Average</i>	4.9	0.5
<i>Not-too bad</i>	4.6	1.3
<i>So-so</i>	4.5	0.7
<i>Inadequate</i>	1.9	1.2
<i>Unsatisfactory</i>	1.8	1.3
<i>Poor</i>	1.5	1.1
<i>Bad</i>	1	1

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

4.13 Mitigasi Resiko

Mitigasi resiko dilakukan setelah diketahui tingkat resikonya. Secara umum, untuk mengurangi suatu resiko lebih baik dengan mengurangi probabilitas dari suatu

kegagalan daripada mengurangi konsekuensi. Mitigasi atau pengurangan konsekuensi biasanya lebih rumit karena dapat merubah beberapa aspek.

Karena pada perhitungan dan analisa yang dilakukan di daerah Tandes-Margomulyo memiliki tingkat resiko yang aman, mitigasi resiko hanya dilakukan pada kesalahan pihak ketiga karena memiliki skor rendah, sehingga skenario yang dilakukan adalah :

1. Meningkatkan frekuensi pemeriksaan (*patrol frequency*) yang dilaksanakan secara rutin sangat efektif untuk mengurangi gangguan *third-party damage*.
2. Menambah jadwal pemeriksaan ROW dan lebih teliti untuk menempatkan tanda rute ROW pada *pipeline* sehingga rute ROW bersih, bebas rintangan dan tanda jalur dapat dilihat dengan jelas dari sisi mana saja pada ROW atau dari udara.
3. Meningkatkan *public education program* terutama mengadakan pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan petugas publik (kantor pemerintahan setempat) menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa, program penerangan regular kepada penduduk setempat menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa, dan kontak *door to door* pada penduduk yang tinggal berdekatan. Pertemuan rutin antara pemilik properti dan penduduk setempat yang tinggal di sekitar *pipeline* adalah bagian penting pada *public education program*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan.

Kesimpulan yang dapat diambil dari analisa data yang telah dilakukan pada pengerjaan Tugas Akhir ini, antara lain :

1. Peluang terjadinya kegagalan pada jalur pipa distribusi gas daerah Tandes-Margomulyo diperoleh dari hasil skor dengan parameter antara lain :
 - a. *Third-party damage* dengan skor rata-rata adalah 57.16, berarti segmen pipa memiliki peluang bertahan sebesar 57.16% dan peluang gagal sebesar 42.84% dalam beberapa periode waktu terhadap indeks *third-party damage*.
 - b. Korosi dengan skor rata-rata adalah 68, berarti segmen pipa memiliki peluang bertahan sebesar 68% dan peluang gagal sebesar 32% dalam beberapa periode waktu terhadap indeks korosi.
 - c. Desain dengan skor rata-rata adalah 75, berarti segmen pipa memiliki peluang bertahan sebesar 75% dan peluang gagal sebesar 25% dalam beberapa periode waktu terhadap indeks desain.
 - d. Kesalahan operasional dengan skor rata-rata adalah 90, berarti segmen pipa memiliki peluang bertahan sebesar 90% dan peluang gagal sebesar 10% dalam beberapa periode waktu terhadap indeks kesalahan operasional.
 - e. Indeks sum rata-rata dari hasil perhitungan adalah sebesar 290.16. Hal ini merepresentasikan keseluruhan peluang kegagalan pada *pipeline*.

Dapat disimpulkan bahwa skor terendah, yaitu kegagalan pada indeks *third-party damage* membutuhkan perhatian yang intens karena menunjukkan tingkat keamanan yang masih rendah.

2. Konsekuensi kegagalan yang ditimbulkan berupa *leak impact factor*. Dari hasil perhitungan, diperoleh hasil skor dari parameter sebesar :
 - a. *Product Hazard* = 7
 - b. *Leak/Spill Volume* = 0.4
 - c. *Dispersion* = 0.8
 - d. *Receptors* = 10.8 sampai dengan 15.9

Sehingga, skor LIF rata-rata yang dihasilkan dari perkalian keseluruhan parameter sebesar 31.696. Ini menunjukkan resiko terjadinya kebocoran yang berdampak pada lingkungan di sekitar *pipeline*.

3. *Relative risk score* rata-rata yang diperoleh yaitu sebesar 9.45, sehingga dapat diketahui tingkat resiko pada jalur pipa distribusi gas Tandes-Margomulyo berada pada kelas resiko *very unlikely* (tergolong *low risk*).

5.2 Saran.

Saran yang dapat diambil dari analisa data yang telah dilakukan pada pengerjaan Tugas Akhir ini antara lain sebagai berikut :

1. Karena *pipeline* tergolong jalur pipa yang sudah tua, maka untuk lebih lanjutnya perlu dilakukan manajemen resiko untuk mengantisipasi terjadinya resiko-resiko yang mungkin terjadi terutama pada LIF yang dapat berdampak buruk pada lingkungan dan personal.
2. Untuk penelitian yang lebih lanjut, diharapkan dapat diketahui analisa biaya dan mitigasi biayanya.
3. Metode *risk assessment* yang digunakan dalam Tugas Akhir ini dapat divariasikan dengan metode *risk assessment* yang lain.
4. Saran untuk PT. Perusahaan Gas Negara (PGN), karena kegagalan pada indeks *third-party damage* membutuhkan perhatian yang intens karena menunjukkan tingkat keamanan yang masih rendah, diharapkan untuk perlu dilakukan langkah mitigasi resiko dengan memilih beberapa skenario (seperti yang ditunjukkan pada Sub Bab 4.13 di Bab IV Analisa data dan pembahasan). Jadi, meski telah diketahui jalur pipa distribusi gas Tandes-Margomulyo berada pada kelas resiko *very unlikely* (tergolong *low risk*), diharapkan agar PT. PGN terus memantau dan melakukan *risk management* pada jalur pipa distribusi gas Tandes-Margomulyo tiap tahunnya, guna mengantisipasi adanya dampak kebocoran, ledakan, dan pencemaran lingkungan yang dapat berakibat buruk pada lingkungan sekitar *pipeline*.

DAFTAR PUSTAKA

- Astuti, I. P., 2008. *Analisa Pipeline Risk Assessment ; Kasus Pada Gas Pipeline*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, ITS.
- Fuqing, G., Zhang, J. dan Yuan, L. 2006. "Studies on Pipelines Risk Management in China". *Proceedings of 11th International Conference on Pressure Vessel Technology*, Vancouver, Canada.
- Istian, G. 2007. *Risk Assessment Saluran Pipa Gas Ekspor Amerada Hess (Indonesia-Pangkajene) Limited Pada Zone III akibat penurunan jangkar kapal*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Sistem Perkapalan, ITS.
- Kurnely, K. 2004. "Peluang Bisnis Pipa Gas Indonesia". *Indonesia Pipeline Technology Seminar and Exhibitions*, Bandung.
- Liu, H. 2003. *Pipeline Engineering*. Lewis Publisher.
- Muhlbauer, W. K., 2004. *Pipeline Risk Management Manual*, Third Edition, Gulf Publishing Company.
- The American Society of Mechanical Engineers (ASME B31.8). 1999. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, New York, USA.
- Transportation Research Board (TRB Special Report 281). 2004. *Transmission Pipelines and Land Use, a Risk Informed Approach*, Washington, D.C.
- http://www.menlh.go.id/i/art/pdf_1106814851 dikunjungi pada tanggal 2 Januari 2010
- <http://www.pgn.co.id> dikunjungi pada tanggal 10 Januari 2010.
- http://www.migas-indonesia.com/files/article/Risk_Assessment.doc dikunjungi pada tanggal 12 Januari 2010.



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN A

Perhitungan Skor Probability

(Third-party damage index)

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		TOTAL	Source
		VALUE	POINT		

Node IV.8 07°14.519'LS - 112°41.119' BT
Route Tandes - Margomulyo
Location Surabaya

1. THIRD - PARTY INDEX

56

A. Minimum Depth of Cover

20

<i>Underground pipeline</i>				
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)		70.87	24	Data
- Concrete coating (Inches)	a ; Thickness of CC = 0 in	A	0	Data
- Pipe casing		N	0	Data
- Concrete slab		N	0	Data
- Warning Tape		Y	2	Data
- Warning Mesh		Y	2	Data

Underwater Pipeline

- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5	A	0	Data
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2	A	0	Data
- Concrete coating (inches)	a ; CCUW = None	A	0	Data

B. Activity Level

H ; AL = High

H 0

0

Survey

C. Aboveground Facilities

10

- No aboveground facilities		Y	0	Survey
- Facilities more than 200 ft from vehicle		Y	5	Survey
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence		Y	2	Survey
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)		Y	3	Survey
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)		Y	4	Survey
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)		N	0	Data
- Signs		Y	1	Survey

D. Line Locating

15

- Effectiveness		Y	6	Data
- Proven record of efficiency and reliability		Y	2	Data
- Widely advertised and well known in community		Y	2	Data
- Meets minimum ULCCA standards		Y	2	Data
- Appropriate reaction to calls		Y	5	Data
- Maps and record		Y	4	Survey

E. Public Education

7

- Mailouts		Y	2	Data
- Meetings with public officials one per year		N	0	Data
- Meetings with local contractor/excavator one per year		Y	2	Data
- Regular education program for community groups		N	0	Data
- Door to door contact with adjacent residents		N	0	Data
- Mailouts to contractor/excavator		Y	2	Data
- Advertisements in contractor/utility publication one per year		Y	1	Data

F. Right of Way Condition

e ; RWC = Poor

E 0

0

Data

G. Patrol

f ; P = Less than four times per month, more than once per year

F 4

4

Data

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		TOTAL	Source
		VALUE	POINT		

Node V.7
Route BMI
Location Surabaya

07°15.436'LS - 112°41.165' BT

1. THIRD - PARTY INDEX

57

A. Minimum Depth of Cover

20

<i>Underground pipeline</i>				
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)		70.87	24	Data
- Concrete coating (inches)	a ; Thickness of CC = 2 in	B	2.67	Data
- Pipe casing		N	0	Data
- Concrete slab		N	0	Data
- Warning Tape		Y	2	Data
- Warning Mesh		Y	2	Data

Underwater Pipeline

- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5	C	7	Data
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2	A	0	Data
- Concrete coating (inches)	a ; CCUW = None	A	0	Data

B. Activity Level

H ; AL = High

H 0

0

Survey

C. Aboveground Facilities

10

- No aboveground facilities		Y	0	Survey
- Facilities more than 200 ft from vehicle		Y	5	Survey
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence		Y	2	Survey
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)		Y	3	Survey
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)		Y	4	Survey
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)		N	0	Data
- Signs		Y	1	Survey

D. Line Locating

15

- Effectiveness		Y	6	Data
- Proven record of efficiency and reliability		Y	2	Data
- Widely advertised and well known in community		Y	2	Data
- Meets minimum ULCCA standards		Y	2	Data
- Appropriate reaction to calls		Y	5	Data
- Maps and record		Y	4	Survey

E. Public Education

7

- Mailouts		Y	2	Data
- Meetings with public officials one per year		N	0	Data
- Meetings with local contractor/excavator one per year		Y	2	Data
- Regular education program for community groups		N	0	Data
- Door to door contact with adjacent residents		N	0	Data
- Mailouts to contractor/excavator		Y	2	Data
- Advertisements in contractor/utility publication one per year		Y	1	Data

F. Right of Way Condition

d ; RWC = Below Average

D 1

1

Data

G. Patrol

f ; P = Less than four times per month, more than once per year

F 4

4

Data

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		TOTAL	Source
		Route Location	Tandes-Jaya Pari Surabaya		

1. THIRD - PARTY INDEX

59

A. Minimum Depth of Cover

20

<i>Underground pipeline</i>		VALUE	POINT		
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)		59.06	24		Data
- Concrete coating (inches)	a ; Thickness of CC = 4 in	C	4		Data
- Pipe casing		N	0		Data
- Concrete slab		N	0		Data
- Warning Tape		Y	2		Data
- Warning Mesh		Y	2		Data

Underwater Pipeline

- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5	C	7		Data
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2	A	0		Data
- Concrete coating (inches)	a ; CCUW = None	A	0		Data

B. Activity Level

H ; AL = High

H 0 0

Survey

C. Aboveground Facilities

10

- No aboveground facilities		Y	0		Survey
- Facilities more than 200 ft from vehicle		Y	5		Survey
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence		Y	2		Survey
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)		Y	3		Survey
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)		Y	4		Survey
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)		N	0		Data
- Signs		Y	1		Survey

D. Line Locating

15

- Effectiveness		Y	6		Data
- Proven record of efficiency and reliability		Y	2		Data
- Widely advertised and well known in community		Y	2		Data
- Meets minimum ULCCA standards		Y	2		Data
- Appropriate reaction to calls		Y	5		Data
- Maps and record		Y	4		Survey

E. Public Education

7

- Mailouts		Y	2		Data
- Meetings with public officials one per year		N	0		Data
- Meetings with local contractor/excavator one per year		Y	2		Data
- Regular education program for community groups		N	0		Data
- Door to door contact with adjacent residents		N	0		Data
- Mailouts to contractor/excavator		Y	2		Data
- Advertisements in contractor/utility publication one per year		Y	1		Data

F. Right of Way Condition

b ; RWC = Good

B 3 3

Data

G. Patrol

f ; P = Less than four times per month, more than once per year

F 4 4

Data

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		Node Route Location	1.29 07°15.084'LS - 112°40.827'BT Tandes-Jaya Pari Surabaya		TOTAL	Source
		VALUE	POINT					

1. THIRD - PARTY INDEX

57

A. Minimum Depth of Cover

20

<i>Underground pipeline</i>					
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)			70.87	24	Data
- Concrete coating (inches)	a ; Thickness of CC = 0 in		A	0	Data
- Pipe casing			Y	8	Data
- Concrete slab			N	0	Data
- Warning Tape			N	0	Data
- Warning Mesh			Y	2	Data

Underwater Pipeline

- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5		A	0	Data
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2		A	0	Data
- Concrete coating (inches)	a ; CCUW = None		A	0	Data

B. Activity Level

H ; AL = High

H 0 0

Survey

C. Aboveground Facilities

10

- No aboveground facilities			Y	0	Survey
- Facilities more than 200 ft from vehicle			Y	5	Survey
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence			Y	2	Survey
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)			Y	3	Survey
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)			Y	4	Survey
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)			N	0	Data
- Signs			Y	1	Survey

D. Line Locating

15

- Effectiveness			Y	6	Data
- Proven record of efficiency and reliability			Y	2	Data
- Widely advertised and well known in community			Y	2	Data
- Meets minimum ULCCA standards			Y	2	Data
- Appropriate reaction to calls			Y	5	Data
- Maps and record			Y	4	Survey

E. Public Education

7

- Mailouts			Y	2	Data
- Meetings with public officials one per year			N	0	Data
- Meetings with local contractor/excavator one per year			Y	2	Data
- Regular education program for community groups			N	0	Data
- Door to door contact with adjacent residents			N	0	Data
- Mailouts to contractor/excavator			Y	2	Data
- Advertisements in contractor/utility publication one per year			Y	1	Data

F. Right of Way Condition

d ; RWC = Below Average

D 1 1

Data

G. Patrol

f ; P = Less than four times per month, more than once per year

F 4 4

Data

DESCRIPTION	Score of Probability	Node Route Location	IV.10 07°14.872'LS - 112°40.639'BT Jl. Margomulyo Indah Surabaya			
			VALUE	POINT	TOTAL	Source
1. THIRD - PARTY INDEX					57	
A. Minimum Depth of Cover					20	
<i>Underground pipeline</i>						
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)			55.12	18	Data	
- Concrete coating (inches)	a ; Thickness of CC = 4 in		C	4	Data	
- Pipe casing			Y	8	Data	
- Concrete slab			N	0	Data	
- Warning Tape			N	0	Data	
- Warning Mesh			Y	2	Data	
<i>Underwater Pipeline</i>						
- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5		A	0	Data	
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2		A	0	Data	
- Concrete coating (Inches)	a ; CCUW = None		A	0	Data	
B. Activity Level	H ; AL = High		H	0	0	Survey
C. Aboveground Facilities					10	
- No aboveground facilities			Y	0	Survey	
- Facilities more than 200 ft from vehicle			Y	5	Survey	
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence			Y	2	Survey	
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)			Y	3	Survey	
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)			Y	4	Survey	
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)			N	0	Data	
- Signs			Y	1	Survey	
D. Line Locating					15	
- Effectiveness			Y	6	Data	
- Proven record of efficiency and reliability			Y	2	Data	
- Widely advertised and well known in community			Y	2	Data	
- Meets minimum ULCCA standards			Y	2	Data	
- Appropriate reaction to calls			Y	5	Data	
- Maps and record			Y	4	Survey	
E. Public Education					7	
- Mailouts			Y	2	Data	
- Meetings with public officials one per year			N	0	Data	
- Meetings with local contractor/excavator one per year			Y	2	Data	
- Regular education program for community groups			N	0	Data	
- Door to door contact with adjacent residents			N	0	Data	
- Mailouts to contractor/excavator			Y	2	Data	
- Advertisements in contractor/utility publication one per year			Y	1	Data	
F. Right of Way Condition	d ; RWC = Poor		D	1	1	Data
G. Patrol	f ; P = Less than four times per month, more than once per year		F	4	4	Data

DESCRIPTION	Score of Probability	Node Route Location	07°14.501'LS - 112°40.932'B1		
			IV.9 Tandes-Jaya Pari Surabaya	VALUE	POINT

1. THIRD - PARTY INDEX

57

A. Minimum Depth of Cover

20

<i>Underground pipeline</i>				
- Minimum Distance from ground surface to the top of the pipe (inches)		70.87	24	Data
- Concrete coating (inches)	a ; Thickness of CC = 4 in	C	4	Data
- Pipe casing		N	0	Data
- Concrete slab		N	0	Data
- Warning Tape		N	0	Data
- Warning Mesh		Y	2	Data

Underwater Pipeline

- Depth below water surface (ft)	a ; DBWS = 0 - 5	A	0	Data
- Depth below bottom of waterway (ft)	a ; DBBW = 0 - 2	A	0	Data
- Concrete coating (inches)	a ; CCUW = None	A	0	Data

B. Activity Level

H ; AL = High

H 0 0

Survey

C. Aboveground Facilities

10

- No aboveground facilities		Y	0	Survey
- Facilities more than 200 ft from vehicle		Y	5	Survey
- Area surrounded by 6-ft chain-link fence		Y	2	Survey
- Protective railing (4-in. steel pipe or better)		Y	3	Survey
- Trees (12 in. in diameter), wall or other substantial structure(s)		Y	4	Survey
- Ditch (minimum 4-ft depth/width)		N	0	Data
- Signs		Y	1	Survey

D. Line Locating

15

- Effectiveness		Y	6	Data
- Proven record of efficiency and reliability		Y	2	Data
- Widely advertised and well known in community		Y	2	Data
- Meets minimum ULCCA standards		Y	2	Data
- Appropriate reaction to calls		Y	5	Data
- Maps and record		Y	4	Survey

E. Public Education

7

- Mailouts		Y	2	Data
- Meetings with public officials one per year		N	0	Data
- Meetings with local contractor/excavator one per year		Y	2	Data
- Regular education program for community groups		N	0	Data
- Door to door contact with adjacent residents		N	0	Data
- Mailouts to contractor/excavator		Y	2	Data
- Advertisements in contractor/utility publication one per year		Y	1	Data

F. Right of Way Condition

d ; RWC = Poor

D 1 1

Data

G. Patrol

f ; P = Less than four times per month, more than once per year

F 4 4

Data



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN B

Perhitungan Skor Probability

(Corrosion index)

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		TOTAL	Source
		VALUE	POINT		

2. CORROSION INDEX

68

A. Atmospheric Corrosion

7

- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C	2	Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G	2	Data
- Atmospheric Coating			3	Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good	A	3	Data

B. Internal Corrosion

20

- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D	10	Data
- Prevention				Data
Internal monitoring		N	0	Data
Inhibitor injection		N	0	Data
Not needed		Y	10	Data
Internal coating		Y	5	Data
Operational measures		Y	3	Data
Pigging		N	0	Data

C. Subsurface Corrosion

41

Subsurface Environment				
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity < 1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A	0	Survey
Mechanical corrosion	None	Y	5	Data
Cathodic Protection				
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y	15	Data
AC related		N	0	Data
Shielding		Y	1	Data
DC related				
Telluric currents		Y	1	Data
DC rail		Y	3	Data
Foreign lines		Y	3	Data
Coating				
Fitness				
Coating	A. Absent	A	0	Data
Application	G. Good	G	5	Data
Condition				
Coating	P. Poor	P	5	Data
Application	F. Fair	F	3	Data

DESCRIPTION	Score of Probability CONDITION	Route	V.7	07-15-430 LS-112 41.165 B1	
		Location	BMI Surabaya		
		VALUE	POINT	TOTAL	Source

2. CORROSION INDEX

68

A. Atmospheric Corrosion

7

- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C	2		Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G	2		Data
- Atmospheric Coating			3		Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good	A	3		Data

B. Internal Corrosion

20

- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D	10		Data
- Prevention					Data
Internal monitoring		N	0		Data
Inhibitor injection		N	0		Data
Not needed		Y	10		Data
Internal coating		Y	5		Data
Operational measures		Y	3		Data
Pigging		N	0		Data

C. Subsurface Corrosion

41

Subsurface Environment					
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity < 1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A	0		Survey
Mechanical corrosion	None	Y	5		Data
Cathodic Protection					
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y	15		Data
AC related		N	0		Data
Shielding		Y	1		Data
DC related					
Telluric currents		Y	1		Data
DC rail		Y	3		Data
Foreign lines		Y	3		Data
Coating					
Fitness					
Coating	A. Absent	A	0		Data
Application	G. Good	G	5		Data
Condition					
Coating	P. Poor	P	5		Data
Application	F. Fair	F	3		Data

DESCRIPTION	Score of Probability		Route Location	Tandes-Jaya Pari Surabaya	TOTAL	Source
	CONDITION	VALUE	POINT			
2. CORROSION INDEX					68	
A. Atmospheric Corrosion					7	
- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C	2			Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G	2			Data
- Atmospheric Coating			3			Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A	3			Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A	3			Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A	3			Data
Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good	A	3			Data
B. Internal Corrosion					20	
- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D	10			Data
- Prevention						Data
Internal monitoring		N	0			Data
Inhibitor Injection		N	0			Data
Not needed		Y	10			Data
Internal coating		Y	5			Data
Operational measures		Y	3			Data
Pigging		N	0			Data
C. Subsurface Corrosion					41	
Subsurface Environment						
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity<1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A	0			Survey
Mechanical corrosion	None	Y	5			Data
Cathodic Protection						
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y	15			Data
AC related		N	0			Data
Shielding		Y	1			Data
DC related						
Telluric currents		Y	1			Data
DC rail		Y	3			Data
Foreign lines		Y	3			Data
Coating						
Fitness						
Coating	A. Absent	A	0			Data
Application	G. Good	G	5			Data
Condition						
Coating	P. Poor	P	5			Data
Application	F. Fair	F	3			Data

DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	Source
-------------	-----------	-------	-------	-------	--------

2. CORROSION INDEX

68

A. Atmospheric Corrosion

7

- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C	2		Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G	2		Data
- Atmospheric Coating			3		Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A	3		Data
Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good	A	3		Data

B. Internal Corrosion

20

- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D	10		Data
- Prevention					Data
Internal monitoring		N	0		Data
Inhibitor injection		N	0		Data
Not needed		Y	10		Data
Internal coating		Y	5		Data
Operational measures		Y	3		Data
Pigging		N	0		Data

C. Subsurface Corrosion

41

Subsurface Environment					
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity<1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A	0		Survey
Mechanical corrosion	None	Y	5		Data
Cathodic Protection					
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y	15		Data
AC related		N	0		Data
Shielding		Y	1		Data
DC related					
Telluric currents		Y	1		Data
DC rail		Y	3		Data
Foreign lines		Y	3		Data
Coating					
Fitness					
Coating	A. Absent	A	0		Data
Application	G. Good	G	5		Data
Condition					
Coating	P. Poor	P	5		Data
Application	F. Fair	F	3		Data

DESCRIPTION	Score of Probability		ROUTE	TOTAL		Source
	CONDITION	VALUE	Location	POINT		
2. CORROSION INDEX			19.10	07-14.872LS - 112-40.659 B1	68	
A. Atmospheric Corrosion					7	
- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C		2		Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G		2		Data
- Atmospheric Coating				3		Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A		3		Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A		3		Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A		3		Data
Quality of Defect Correction Program	a ; AC = Good	A		3		Data
B. Internal Corrosion					20	
- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D		10		Data
- Prevention						Data
Internal monitoring		N		0		Data
Inhibitor injection		N		0		Data
Not needed		Y		10		Data
Internal coating		Y		5		Data
Operational measures		Y		3		Data
Pigging		N		0		Data
C. Subsurface Corrosion					41	
Subsurface Environment						
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity < 1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A		0		Survey
Mechanical corrosion	None	Y		5		Data
Cathodic Protection						
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y		15		Data
AC related		N		0		Data
Shielding		Y		1		Data
DC related						
Telluric currents		Y		1		Data
DC rail		Y		3		Data
Foreign lines		Y		3		Data
Coating						
Fitness						
Coating	A. Absent	A		0		Data
Application	G. Good	G		5		Data
Condition						
Coating	P. Poor	P		5		Data
Application	F. Fair	F		3		Data

DESCRIPTION	Score of Probability CONDITION	Route	Tandes-Jaya Pari		
		Location	Surabaya	VALUE	POINT

2. CORROSION INDEX

68

A. Atmospheric Corrosion

7

- Atmospheric Exposures	c ; AE = Insulation	C	2	Data
- Atmospheric Type	g ; AT = No Exposures	G	2	Data
- Atmospheric Coating			3	Data
Quality of Coating	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of Coating application	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of the Inspection program	a ; AC = Good	A	3	Data
Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good	A	3	Data

B. Internal Corrosion

20

- Product Corrosivity	d ; PC = Never Corrosive	D	10	Data
- Prevention				Data
Internal monitoring		N	0	Data
Inhibitor injection		N	0	Data
Not needed		Y	10	Data
Internal coating		Y	5	Data
Operational measures		Y	3	Data
Pigging		N	0	Data

C. Subsurface Corrosion

41

Subsurface Environment				
Soil Corrosivity	a ; Soil Resistivity<1000 ohm-cm (SC = High; CR = 12)	A	0	Survey
Mechanical corrosion	None	Y	5	Data
Cathodic Protection				
Effectiveness	If enough electromotive force is provided to effectively	Y	15	Data
AC related		N	0	Data
Shielding		Y	1	Data
DC related				
Telluric currents		Y	1	Data
DC rail		Y	3	Data
Foreign lines		Y	3	Data
Coating				
Fitness				
Coating	A. Absent	A	0	Data
Application	G. Good	G	5	Data
Condition				
Coating	P. Poor	P	5	Data
Application	F. Fair	F	3	Data



LAMPIRAN C

*Perhitungan Skor Probability
(Design index & Incorrect operations index)*

DESCRIPTION	Score of Probability	Node Route Location	IV.3 Tandes - Margomulyo Surabaya		TOTAL	Source
			VALUE	POINT		

3. DESIGN INDEX

75

A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35	Data
B. Fatigue		N	15	15	Data
C. Surge Potential	c ; SP = Impossible	C	10	10	Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10	Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5	Data

4. INCORRECT OPERATION INDEX

90

A. Design						28	
Hazard Identification		Y	4		Data		
MAOP potential	d ; MAOP = Impossible	D	12		Data		
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10		Data		
Material Selection		Y	0		Data		
Checks		Y	2		Data		
B. Construction						12	
Inspection		Y	2		Data		
Material		Y	2		Data		
Joining		Y	2		Data		
Backfill		Y	2		Data		
Handling		Y	2		Data		
Coating		Y	2		Data		
C. Operation						35	
Procedures		Y	7		Data		
SCADA/Communication		N	3		Data		
Drug Testing		N	0		Data		
Safety Program		Y	0		Data		
Survey/Maps/Records		Y	5		Data		
Training :							
Documented minimum requirements		Y	2		Data		
Testing		Y	2		Data		
Product Characteristics		Y	0.5		Data		
Pipeline material stresses		Y	0.5		Data		
Pipeline corrosion		Y	0.5		Data		
Control and operation		Y	0.5		Data		
Maintenance		Y	0.5		Data		
Emergency drills		Y	0.5		Data		
Job procedures		Y	2		Data		
Scheduled retraining		Y	1		Data		
Mechanical Error Preventers							
Three way valve with dual instrumentation		Y	4		Data		
Lock-out devices		Y	2		Data		
Key-lock sequence programs		Y	2		Data		
Computer permissives		Y	2		Data		
Highlighting of critical Instruments		Y	1		Data		
D. Maintenance						15	
Documentation		Y	2				
Schedule		Y	3		Data		
Procedures		Y	10		Data		

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	56
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	289

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		77°15.438'LS - 112°41.165' BT	
		VALUE	POINT	TOTAL	Source

3. DESIGN INDEX						75
A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35		Data
B. Fatigue		N	15	15		Data
C. Surge Potential	c ; SP = Impossible	C	10	10		Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10		Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5		Data

4. INCORRECT OPERATIONS INDEX 90

A. Design						28
Hazard Identification		Y	4			Data
MAOP potential	d ; MAOP = Impossible	D	12			Data
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10			Data
Material Selection		Y	0			Data
Checks		Y	2			Data
B. Construction						12
Inspection		Y	2			Data
Material		Y	2			Data
Joining		Y	2			Data
Backfill		Y	2			Data
Handling		Y	2			Data
Coating		Y	2			Data
C. Operation						35
Procedures		Y	7			Data
SCADA/Communication		N	3			Data
Drug Testing		N	0			Data
Safety Program		Y	0			Data
Survey/Maps/Records		Y	5			Data
Training :						
Documented minimum requirements		Y	2			Data
Testing		Y	2			Data
Product Characteristics		Y	0.5			Data
Pipeline material stresses		Y	0.5			Data
Pipeline corrosion		Y	0.5			Data
Control and operation		Y	0.5			Data
Maintenance		Y	0.5			Data
Emergency drills		Y	0.5			Data
Job procedures		Y	2			Data
Scheduled retraining		Y	1			Data
Mechanical Error Preventers						
Three way valve with dual instrumentation		Y	4			Data
Lock-out devices		Y	2			Data
Key-lock sequence programs		Y	2			Data
Computer permissives		Y	2			Data
Highlighting of critical Instruments		Y	1			Data
D. Maintenance						15
Documentation		Y	2			Data
Schedule		Y	3			Data
Procedures		Y	10			Data

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	57
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	290

	Score of Probability	Node Route Location	II.6 Tandes-Jaya Pari Surabaya	07°15.236'LS - 112°40.827'BT	
DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	Source

3. DESIGN INDEX					75
A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35	Data
B. Fatigue		N	15	15	Data
C. Surge Potential	c ; SP = Impossible	C	10	10	Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10	Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5	Data

4. INCORRECT OPERATION INDEX					90
A. Design					28
Hazard Identification		Y	4		Data
MAOP potential	d ; MAOP = Impossible	D	12		Data
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10		Data
Material Selection		Y	0		Data
Checks		Y	2		Data

B. Construction					12
Inspection		Y	2		Data
Material		Y	2		Data
Joining		Y	2		Data
Backfill		Y	2		Data
Handling		Y	2		Data
Coating		Y	2		Data

C. Operation					35
Procedures		Y	7		Data
SCADA/Communication		N	3		Data
Drug Testing		N	0		Data
Safety Program		Y	0		Data
Survey/Maps/Records		Y	5		Data
Training :					
Documented minimum requirements		Y	2		Data
Testing		Y	2		Data
Product Characteristics		Y	0.5		Data
Pipeline material stresses		Y	0.5		Data
Pipeline corrosion		Y	0.5		Data
Control and operation		Y	0.5		Data
Maintenance		Y	0.5		Data
Emergency drills		Y	0.5		Data
Job procedures		Y	2		Data
Scheduled retraining		Y	1		Data
Mechanical Error Preventers					
Three way valve with dual instrumentation		Y	4		Data
Lock-out devices		Y	2		Data
Key-lock sequence programs		Y	2		Data
Computer permissives		Y	2		Data
Highlighting of critical instruments		Y	1		Data

D. Maintenance					15
Documentation		Y	2		
Schedule		Y	3		Data
Procedures		Y	10		Data

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	59
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	292

DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	Source
-------------	-----------	-------	-------	-------	--------

3. DESIGN INDEX

75

A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35	Data
B. Fatigue		N	15	15	Data
C. Surge Potential	c ; SP = Impossible	C	10	10	Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10	Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5	Data

4. INCORRECT OPERATION INDEX

90

A. Design					
28					
Hazard Identification		Y	4		Data
MAOP potential	d ; MAOP = impossible	D	12		Data
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10		Data
Material Selection		Y	0		Data
Checks		Y	2		Data

B. Construction					
12					
Inspection		Y	2		Data
Material		Y	2		Data
Joining		Y	2		Data
Backfill		Y	2		Data
Handling		Y	2		Data
Coating		Y	2		Data

C. Operation					
35					
Procedures		Y	7		Data
SCADA/Communication		N	3		Data
Drug Testing		N	0		Data
Safety Program		Y	0		Data
Survey/Maps/Records		Y	5		Data
Training :					
Documented minimum requirements		Y	2		Data
Testing		Y	2		Data
Product Characteristics		Y	0.5		Data
Pipeline material stresses		Y	0.5		Data
Pipeline corrosion		Y	0.5		Data
Control and operation		Y	0.5		Data
Maintenance		Y	0.5		Data
Emergency drills		Y	0.5		Data
Job procedures		Y	2		Data
Scheduled retraining		Y	1		Data
Mechanical Error Preventers					
Three way valve with dual instrumentation		Y	4		Data
Lock-out devices		Y	2		Data
Key-lock sequence programs		Y	2		Data
Computer permissives		Y	2		Data
Highlighting of critical Instruments		Y	1		Data

D. Maintenance					
15					
Documentation		Y	2		Data
Schedule		Y	3		Data
Procedures		Y	10		Data

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	57
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	290

DESCRIPTION	Score of Probability	Node	IV.10	07.14.072 ES - F12 40.039 D1	
		Route Location	Jl. Margomulyo Indah Surabaya		
	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	Source

3. DESIGN INDEX

75

A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35	Data
B. Fatigue		N	15	15	Data
C. Surge Potential	c ; SP = Impossible	C	10	10	Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10	Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5	Data

4. INCORRECT OPERATION INDEX

90

A. Design						28
Hazard Identification		Y	4		Data	
MAOP potential	d ; MAOP = Impossible	D	12		Data	
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10		Data	
Material Selection		Y	0		Data	
Checks		Y	2		Data	
B. Construction						12
Inspection		Y	2		Data	
Material		Y	2		Data	
Joining		Y	2		Data	
Backfill		Y	2		Data	
Handling		Y	2		Data	
Coating		Y	2		Data	
C. Operation						35
Procedures		Y	7		Data	
SCADA/Communication		N	3		Data	
Drug Testing		N	0		Data	
Safety Program		Y	0		Data	
Survey/Maps/Records		Y	5		Data	
Training :						
Documented minimum requirements		Y	2		Data	
Testing		Y	2		Data	
Product Characteristics		Y	0.5		Data	
Pipeline material stresses		Y	0.5		Data	
Pipeline corrosion		Y	0.5		Data	
Control and operation		Y	0.5		Data	
Maintenance		Y	0.5		Data	
Emergency drills		Y	0.5		Data	
Job procedures		Y	2		Data	
Scheduled retraining		Y	1		Data	
Mechanical Error Preventers						
Three way valve with dual instrumentation		Y	4		Data	
Lock-out devices		Y	2		Data	
Key-lock sequence programs		Y	2		Data	
Computer permissives		Y	2		Data	
Highlighting of critical Instruments		Y	1		Data	
D. Maintenance						15
Documentation		Y	2		Data	
Schedule		Y	3		Data	
Procedures		Y	10		Data	

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	57
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	290

DESCRIPTION	CONDITION	Score of Probability		TOTAL	Source
		VALUE	POINT		

3. DESIGN INDEX

75

A. Safety Factor	g ; t > 1.81	G	35	35	Data
B. Fatigue		N	15	15	Data
C. Surge Potential	c ; SP = impossible	C	10	10	Data
D. Integrity Verifications		Y	10	10	Data
E. Land Movement	b ; LM = Medium	B	5	5	Data

4. INCORRECT OPERATION INDEX

90

A. Design					28	
Hazard Identification		Y	4		Data	
MAOP potential	d ; MAOP = impossible	D	12		Data	
Safety Systems	h ; SS = Not needed	H	10		Data	
Material Selection		Y	0		Data	
Checks		Y	2		Data	

B. Construction					12	
Inspection		Y	2		Data	
Material		Y	2		Data	
Joining		Y	2		Data	
Backfill		Y	2		Data	
Handling		Y	2		Data	
Coating		Y	2		Data	

C. Operation					35	
Procedures		Y	7		Data	
SCADA/Communication		N	3		Data	
Drug Testing		N	0		Data	
Safety Program		Y	0		Data	
Survey/Maps/Records		Y	5		Data	
Training :						
Documented minimum requirements		Y	2		Data	
Testing		Y	2		Data	
Product Characteristics		Y	0.5		Data	
Pipeline material stresses		Y	0.5		Data	
Pipeline corrosion		Y	0.5		Data	
Control and operation		Y	0.5		Data	
Maintenance		Y	0.5		Data	
Emergency drills		Y	0.5		Data	
Job procedures		Y	2		Data	
Scheduled retraining		Y	1		Data	
Mechanical Error Preventers						
Three way valve with dual instrumentation		Y	4		Data	
Lock-out devices		Y	2		Data	
Key-lock sequence programs		Y	2		Data	
Computer permissives		Y	2		Data	
Highlighting of critical Instruments		Y	1		Data	

D. Maintenance					15	
Documentation		Y	2			
Schedule		Y	3		Data	
Procedures		Y	10		Data	

Summary	Score
1. THIRD - PARTY INDEX	57
2. CORROSION INDEX	68
3. DESIGN INDEX	75
4. INCORRECT OPERATION INDEX	90
Total =	290



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN D

Perhitungan Skor Consequence

(Leak impact factor)

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	1	Location
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur
Tag No.	D-001	Ref.
Name	Tandes-Margomulyo IV.8	
Item Description		
Type	Horizontal	
MAOP	50.98581 (kg/cm ² g)	
Diameter	152.4 mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product: **Methane**
 Reference row in the Product Table: 20
 Boiling Pt (°F): -259

a. Acute Hazards

1 Flamability (N_i): 4.00 pts
 2 Reactivity (N_i): 0.00 pts
 3 Toxicity (N_h): 1.00 pts

b. Chronic Hazard

4 Reportable spill quantity (RQ): 2.00 pts
Product Hazard Score: 7.00 pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario

Representative Material: **C1 - C2**
 Examples of Applicable Materials: Methane, ethane, ethylene, LNG
 Ambient State: Gas
 Representative Hole Size: 1.00 in
 Molecular Weight: 23
 Density: 5.64 lb/ft³
 Hole Category: Medium

2 Leak rate determination (q)

Gas flow rate

$$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$$

Y = Expansion factor (0.65 - 0.95): 0.65
 C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2): 1.2
 A = Cross sectional area: 0.01 ft²
 Maximum allowable operating pressure: 725.1885108 psig
 ΔP, Change in pressure across the orifice: 710.4885108 psi

Gas flow rate = 4.5986 ft³/sec = 25.9314 lb/sec = 11.8 kg/sec

Leak Volume Score: 0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	1	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-001	Ref.	
Name	Tandes-Margomulyo IV.8		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Fammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi
Pipe / vessel diameter	5.999988	in
Estimated fire radius	110.6793018	ft = 33.73505118 m
Estimated fire influenced area	38484.22049	ft ² = 3575.301075 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 -1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 1000000	0.8
> 1000000	1

Dispersion Score **0.80** pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	2	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-001A	Ref.	
Name	BMI V.7		
Item Description			
Type	Horizontal		
MAOP	50.98581	(kg/cm ² g)	
Diameter	152.4	mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product	Methane	
Reference row in the Product Table	20	
Boiling Pt (°F)	-259	
a. Acute Hazards		
1 Flamability (N _f)		4.00 pts
2 Reactivity (N _r)		0.00 pts
3 Toxicity (N _h)		1.00 pts
b. Chronic Hazard		
4 Reportable spill quantity (RQ)		2.00 pts
Product Hazard Score		7.00 pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario			
Representative Material	C1-C2		
Examples of Applicable Materials	Methane, ethane, ethylene, LNG		
Ambient State	Gas	Molecular Weight	23
Representative Hole Size	1.00 in	Density	5.64 lb/ft ³
		Hole Category	Medium
2 Leak rate determination (q)			
Gas flow rate		Y = Expansion factor (0.65 - 0.95)	0.65
$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$		C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2)	1.2
		A = Cross sectional area	0.01 ft ²
		Maximum allowable operating pressure	725.188511 psig
		ΔP, Change in pressure across the orifice	710.488511 psi
Gas flow rate =	4.5986 ft ³ /sec	=	25.9314 lb/sec
		=	11.8 kg/sec
		Leak Volume Score	0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	2	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-001A	Ref.	
Name	BMI V.7		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Flammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi	
Pipe / vessel diameter	5.999988	in	
Estimated fire radius	110.6793018	ft	= 33.7350512 m
Estimated fire influenced area	39484.22049	ft ²	= 3575.30108 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 - 1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 1000000	0.8
> 1000000	1

Dispersion Score **0.80** pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	3	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-001B	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari II.6		
Item Description			
Type	Horizontal		
MAOP	50.98581	(kg/cm ² g)	
Diameter	152.4	mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product	Methane	
Reference row in the Product Table	20	
Boiling Pt (°F)	-259	
a. Acute Hazards		
1 Flamability (N _f)		4.00 pts
2 Reactivity (N _r)		0.00 pts
3 Toxicity (N _h)		1.00 pts
b. Chronic Hazard		
4 Reportable spill quantity (RQ)		2.00 pts
Product Hazard Score		7.00 pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario		
Representative Material	C1-C2	
Examples of Applicable Materials	Methane, ethane, ethylene, LNG	
Ambient State	Gas	
Representative Hole Size	1.00 in	Hole Category: Medium
2 Leak rate determination (q)		
Gas flow rate		
$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$	Y = Expansion factor (0.65 - 0.95) → 0.65 C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2) → 1.2 A = Cross sectional area → 0.01 ft ² Maximum allowable operating pressure → 725.188511 psig ΔP, Change in pressure across the orifice → 710.488511 psi	
Gas flow rate =	4.5986 ft ³ /sec	= 25.9314 lb/sec
		= 11.8 kg/sec
Leak Volume Score		0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	3	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-001B	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari II.6		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Flammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi	
Pipe / vessel diameter	5.999988	in	
Estimated fire radius	110.6793018	ft	= 33.7350512 m
Estimated fire influenced area	38484.22049	ft ²	= 3575.30108 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 - 1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 1000000	0.8
> 1000000	1

Dispersion Score **0.80** pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	4	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-002	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari I.29		
Item Description			
Type	Horizontal		
MAOP	50.98581	(kg/cm ² g)	
Diameter	152.4	mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product	Methane
Reference row in the Product Table	20
Boiling Pt (°F)	-259

a. Acute Hazards

1 Flamability (N _f)	4.00	pts
2 Reactivity (N _r)	0.00	pts
3 Toxicity (N _t)	1.00	pts

b. Chronic Hazard

4 Reportable spill quantity (RQ)	2.00	pts
Product Hazard Score	7.00	pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario

Representative Material	C1 - C2
Examples of Applicable Materials	Methane, ethane, ethylene, LNG
Ambient State	Gas
Representative Hole Size	1.00 in
Molecular Weight	23
Density	5.64 lb/ft ³
Hole Category	Medium

2 Leak rate determination (q)

Gas flow rate

$$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$$

Y = Expansion factor (0.65 - 0.95)	0.65
C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2)	1.2
A = Cross sectional area	0.01 ft ²
Maximum allowable operating pressure	725.188511 psig
ΔP, Change in pressure across the orifice	710.488511 psi

Gas flow rate = 4.5986 ft³/sec = 25.9314 lb/sec = 11.8 kg/sec

Leak Volume Score 0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	4	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-002	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari I.29		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Flammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi	
Pipe / vessel diameter	5.999988	in	
Estimated fire radius	110.6793018	ft	= 33.7350512 m
Estimated fire influenced area	38484.22049	ft ²	= 3575.30108 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 - 1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 100000	0.8
> 100000	1

Dispersion Score **0.80** pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment	5	Location
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur
Tag No.	D-003	Ref.
Name	Jl. Margomulyo IV.10	
Item Description		
Type	Horizontal	
MAOP	50.98581 (kg/cm ² g)	
Diameter	101.6 mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product	Methane
Reference row in the Product Table	20
Boiling Pt (°F)	-259
a. Acute Hazards	
1 Flamability (N _f)	4.00 pts
2 Reactivity (N _r)	0.00 pts
3 Toxicity (N _t)	1.00 pts
b. Chronic Hazard	
4 Reportable spill quantity (RQ)	2.00 pts
Product Hazard Score	7.00 pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario	
Representative Material	C1-C2
Examples of Applicable Materials	Methane, ethane, ethylene, LNG
Ambient State	Gas
Representative Hole Size	1.00 in
	Hole Category Medium
2 Leak rate determination (q)	
Gas flow rate	
$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$	
Y = Expansion factor (0.65 - 0.95)	0.65
C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2)	1.2
A = Cross sectional area	0.01 ft ²
Maximum allowable operating pressure	725.188511 psig
ΔP, Change in pressure across the orifice	710.488511 psi
Gas flow rate =	4.5986 ft ³ /sec = 25.9314 lb/sec = 11.8 kg/sec
Leak Volume Score	0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment	5	Location	Surabaya, Jawa Timur
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA		
Tag No.	D-003	Ref.	
Name	Jl. Margomulyo IV.10		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Flammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi
Pipe / vessel diameter	3.999992	in
Estimated fire radius	73.78620119	ft = 22.4900341 m
Estimated fire influenced area	17104.09799	ft ² = 1589.0227 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 - 1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 1000000	0.8
> 1000000	1

Dispersion Score **0.80** pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	6	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-004	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari IV.9		
Item Description			
Type	Horizontal		
MAOP	50.98581	(kg/cm ² g)	
Diameter	152.4	mm	

LEAK IMPACT FACTOR (LIF) ASSESSMENT

I PRODUCT HAZARD

Product	Methane	
Reference row in the Product Table	20	
Boiling Pt (°F)	-259	
a. Acute Hazards		
1 Flamability (N _f)		4.00 pts
2 Reactivity (N _r)		0.00 pts
3 Toxicity (N _h)		1.00 pts
b. Chronic Hazard		
4 Reportable spill quantity (RQ)		2.00 pts
Product Hazard Score		7.00 pts

II LEAK VOLUME

1 Incident Scenario		
Representative Material	C1 - C2	
Examples of Applicable Materials	Methane, ethane, ethylene, LNG	
Ambient State	Gas	
Representative Hole Size	1.00 in	Hole Category: Medium
2 Leak rate determination (q)		
Gas flow rate		
$q = YCA \sqrt{\frac{(2g) 144\Delta P}{\rho}}$	Y = Expansion factor (0.65 - 0.95) → 0.65 C = Flow Coefficient (0.9 - 1.2) → 1.2 A = Cross sectional area → 0.01 ft ² Maximum allowable operating pressure → 725.188511 psig ΔP, Change in pressure across the orifice → 710.488511 psi	
Gas flow rate =	4.5986 ft ³ /sec	= 25.9314 lb/sec = 11.8 kg/sec
Leak Volume Score		0.4 pts

PIPELINE RISK ASSESSMENT

Segment No.	6	Location	
Operator / Owner	PT. PERUSAHAAN GAS NEGARA	Surabaya, Jawa Timur	
Tag No.	D-004	Ref.	
Name	Tandes-Jaya Pari IV.9		

III DISPERSION

1 Determining consequences model

Product	Flammable gas (methane, etc)
Hazard Nature	Thermal
Dominant Hazard Model	Thermal radiation; vapor cloud dispersion; jet fire

2 Fire radius from vessel / pipe release point for given radiant heat intensity

Maximum pressure	725.1885108	psi
Pipe / vessel diameter	5.999988	in
Estimated fire radius	110.6793018	ft = 33.7350512 m
Estimated fire influenced area	38484.22049	ft ² = 3575.30108 m ²

Area (ft ²)	Scores
< 100	0.2
100 - 1000	0.4
1000 - 10000	0.6
10000 - 1000000	0.8
> 1000000	1

Dispersion Score 0.80 pts



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN E

Daftar isian risk assessment



DAFTAR ISI RISK ASSESSMENT

Tanggal Survei:

I. UMUM/GENERAL

No	Subject	Data
1	Identifikasi segmen	: I . 29 (Tandes - Jaya Pari)
2	Panjang segmen	: (km)
3	Kelompok jaringan	Transmisi SUTET (Distribusi) Tekanan (Tinggi) Menengah/Rendah
4	Klas lokasi	: 1/2/3/4
5	Pengelola	:
6	Spesifikasi pipa	: (diameter, skedul, material, grade, pabrikan, tanggal produksi, tanggal pemasangan)
7	Spesifikasi konstruksi	:

II. KHUSUS/SPECIFIC

1. INDEX KERUSAKAN OLEH PIHAK KETIGA/THIRD PARTY DAMAGE INDEX

A. Kedalaman Urug Minimum / Minimum Depth of Cover

1.	Kedalaman urugan minimum /Minimum depth of cover)	: 1.8..... (m/ft) = 70,87 in
2	Apakah dilakukan cara perlindungan pipa lainnya ?	: (ya/tidak)
	Jika ya, apakah dengan memasang :	
	b. beton pelapis dengan tebal 2"	: (ya/tidak)
	c. beton pelapis dengan tebal 4"	: (ya/tidak)
	d. casing	: (ya/tidak)
	d. batangan beton yang diperkuat (reinforced slab)	: (ya/tidak)
3	Apakah di dalam urugan dipasang warning tape?	: (ya/tidak)
	Jika ya, apakah berupa :	
	a. warning tape	: (ya/tidak)
	b. warning mesh	: (ya/tidak)

B. Tingkat aktifitas /Activity level

1	Apakah ada kemungkinan orang menggali atau melakukan aktifitas yang dapat merusak pipa di sekitar jalur pipa?	: (ya/tidak)
2	Jika ya , apakah aktifitasnya pada tingkat :	
	a. rendah	: (ya/tidak)
	b. sedang	: (ya/tidak)
	c. tinggi	: (ya/tidak)

THIRD – PARTY DAMAGE INDEX (Lanjutan)

A. Kedalaman Urug Minimum/ *Minimum Depth of Cover*

4.	Apakah ada urug jalur pipa di bawah permukaan air pada kondisi persilangan air?	(ya/tidak)
	Jika ya, apakah kedalaman dibawah permukaan air sebesar :	
	a. 0-5 ft	(ya/tidak)
	b. 5 ft - kedalaman jangkar maksimum	(ya/tidak)
	c. > kedalaman jangkar maksimum	(ya/tidak)
	Jika ya, apakah kedalaman dibawah dasar saluran air (<i>bottom of waterway</i>) sebesar :	
	a. 0-2 ft	(ya/tidak)
	b. 2-3 ft	(ya/tidak)
	c. 3-5 ft	(ya/tidak)
	d. 5 ft - kedalaman pengerukan maksimum	(ya/tidak)
	e. > kedalaman pengerukan maksimum	(ya/tidak)
	Jika ya, apakah terdapat lapisan beton (<i>concrete coating</i>) sebesar :	
	a. tidak ada sama sekali	(ya/tidak)
	b. Minimum 1 in	(ya/tidak)

THIRD – PARTY DAMAGE INDEX

D. Penentuan Lokasi Jalur Pipa (*Line Locating*)

1.	Apakah penilaian keefektifan sistem <i>one-call</i> dievaluasi seluruhnya baik itu hal pengoperasian dan hasilnya. dimana sistem ini harus sesuai dengan hukum sehingga dapat diterima dan digunakan?	:	(ya/tidak)
2.	Apakah terdapat bukti catatan efisiensi dan keandalan, dimana evaluasi keefektifan sistem <i>one-call</i> dapat diterima?	:	(ya/tidak)
3.	Apakah terdapat pengiklanan media massa dan dikenal baik oleh masyarakat umum untuk mengetahui tingkat penerimaan masyarakat yang dapat ditaksir terhadap sistem <i>one-call</i> ?	:	(ya/tidak)
4.	Apakah untuk pusat <i>one-call</i> memenuhi standar ULCCA (<i>Utility Location and Coordination Council of America</i>)?	:	(ya/tidak)
5.	Apakah ada tanggapan yang tepat untuk panggilan (<i>Calls</i>)	:	(ya/tidak)
6.	Apakah terdapat peta dan catatan?	:	(ya/tidak)



C. Fasilitas di Atas Tanah /Aboveground Facilities

1	Apakah ada fasilitas (bangunan dan lain sebagainya) di atas jalur pipa?	:	(ya/tidak)
2	Jika ya, apakah :	:	
	a. Fasilitas termaksud berada pada jarak lebih dari 200 ft dari jalur pipa ?	:	(ya/tidak)
	b. Jalur pipa dibatasi oleh pagar setinggi minimal 6 ft ?	:	(ya/tidak)
	c. Jalur pipa dilindungi dengan rel pelindung (pipa baja 4" atau yang lebih baik) ?	:	(ya/tidak)
	d. Terdapat pohon, tembok, atau struktur lain di antara jalur kendaraan dengan jalur pipa ?	:	(ya/tidak)
	e. Terdapat parit (minimal sedalam dan selebar 4 ft) di antara jalur kendaraan dan jalur dan fasilitas pipa ?	:	(ya/tidak)
	f. Apakah dipasang tanda-tanda peringatan mengenai keberadaan fasilitas pipa di sekitar jalur pipa?	:	(ya/tidak)

D. Penentuan Lokasi jalur Pipa (Line Locating)

E. Program Edukasi Publik

1	Apakah ada penyebaran informasi melalui pos mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa kepada penduduk sekitar ?	:	(ya/tidak)
2	Apakah ada pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan petugas publik (kantor pemerintahan setempat) menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa?	:	(ya/tidak)
3	Apakah ada pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan kontraktor dan ekskavator lokal menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa?	:	(ya/tidak)
4	Adakah program penerangan reguler kepada penduduk setempat menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa?	:	(ya/tidak)
5	Apakah ada informasi mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa dikirim melalui pos kepada kontraktor atau ekskavator lokal ?	:	(ya/tidak)
6	Adakah publikasi minimal 1 tahun sekali di media lokal menyangkut lokasi dan fasilitas jalur pipa?	:	(ya/tidak)
7.	Apakah ada kontak door-to-door penduduk yang berdekatan	:	(ya/tidak)

F. Kondisi Right-of-Way / Right-of-Way Condition

1	RoW bersih dan bebas rintangan sehingga tanda jalur dapat dilihat dengan jelas dari titik mana saja pada RoW atau dari udara; tanda2 dan peringatan2 dipasang pada jalan raya , jalur rel kereta, penyeberangan air/sungai , parit pembatas .	:	(ya/tidak)
2	RoW bersih dari rintangan yang menghalangi pandangan dari titik mana saja dalam RoW maupun dari udara, tanda2 dan peringatan2 dipasang pada jalan raya , jalur rel kereta, penyeberangan air/sungai , parit pembatas	:	(ya/tidak)
3	Terdapat rintangan yang menghalangi pandangan dari beberapa titik dalam RoW atau dari udara, perlu dipasang lebih banyak tanda dan peringatan dipasang pada jalan raya , jalur rel kereta, penyeberangan air/sungai , parit pembatas	:	(ya/tidak)

4	RoW dirintangi tumbuhan sehingga pada beberapa tempat sulit dikenali sebagai RoW, sangat kurang adanya tanda2 dan peringatan2.	:	(ya/tidak)
5	Tidak bisa dikenali sebagai RoW, jalur tertutup tumbuhan, tidak terdapat tanda-tanda atau peringatan2.	:	(ya/tidak)

G. Patrol Frequency / Frekuensi patroli

1	Apakah patroli dilakukan :		
	a. setiap hari	:	(ya/tidak)
	b. 4 kali seminggu	:	(ya/tidak)
	c. 3 kali seminggu	:	(ya/tidak)
	d. 2 kali seminggu	:	(ya/tidak)
	e. 1 kali seminggu	:	(ya/tidak)
	f. Kurang dari 4 kali sebulan	:	(ya/tidak)
	g. Kurang dari sekali sebulan	:	(ya/tidak)
	h. Tidak pernah	:	(ya/tidak)

2. INDEX KOROSI / CORROSION INDEX

A. Korosi Atmosferik / Atmospheric Corrosion

A.1. Ekspos Atmosferik / Atmospheric Exposure

1	Apakah terdapat bagian-bagian pipa yang berada dalam air dan di permukaan?	:	(ya/tidak)
2	Apakah pipa dilindungi casing?	:	(ya/tidak)
3	Apakah pipa diinsulasi (untuk pipa di atas tanah)	:	(ya/tidak)
4	Apakah terdapat penyangga dan penggantung (support dan hanger)	:	(ya/tidak)
5	Apakah terdapat bagian-bagian pipa yang berada dalam tanah dan di permukaan?	:	(ya/tidak)
6	Apakah pipa terkspose hal-hal lain selain air, udara dan tanah, yang dapat merangsang pertumbuhan atau mempercepat laju korosi (suhu dan kelembaban tinggi)?	:	(ya/tidak)
7	Tidak terdapat bagian pipa yang rawan karat yang terpapar dengan udara	:	(ya/tidak)

A.2. Korosi lingkungan

1	Apakah pipa terpapar atmosfer anjungan lepas pantai atau refinery lepas pantai yang memungkinkan semburan garam dan zat-zat kimia?	:	(ya/tidak)
2	Apakah pipa terpapar atmosfer anjungan atau refinery di pinggir laut yang memungkinkan terpapar zat kimia dan kelembaban tinggi?	:	(ya/tidak)
3	Apakah pipa melewati wilayah laut, pantai dan rawa2 sehingga terpapar garam dan kelembaban tinggi?	:	(ya/tidak)
4	Apakah pipa melewati wilayah dengan suhu dan kelembaban tinggi?	:	(ya/tidak)
5	Apakah pipa melewati wilayah terpapar zat kimia dengan kelembaban rendah?	:	(ya/tidak)
6	Pipa melewati wilayah yang tidak terpapar zat kimia, kelembaban rendah, suhu rendah	:	(ya/tidak)
7	Pipa tidak terpapar atmosfer korosif	:	(ya/tidak)

A.3. Coating Atmosferik / Atmospheric Coating

A.3.1. Mutu bahan coating / Quality of the Coating

1	Bahan coating bermutu baik dan spesifikasinya memang untuk kondisi lingkungan dimana pipa berada	:	(ya/tidak)
2	Bahan coating cukup baik tapi spesifikasinya mungkin tidak sepenuhnya sesuai dengan kondisi lingkungan dimana pipa berada	:	(ya/tidak)
3	Pipa memang dicoating tapi spesifikasi coating tidak sesuai dengan kondisi lingkungan	:	(ya/tidak)
4	Pipa tidak dicoating	:	(ya/tidak)

A.3.2. Aplikasi coating / Coating application

1	Menggunakan spesifikasi yang detail dengan memperhatikan semua aspek pengaplikasian dan dengan sistem kendali mutu yang sesuai	:	(ya/tidak)
2	Pelaksanaan pengaplikasian yang baik namun tidak menggunakan pengawasan atau system pengendalian mutu	:	(ya/tidak)
3	Pengaplikasian yang ceroboh dan bermutu rendah	:	(ya/tidak)
4	Pengaplikasian yang salah dan tidak mengikuti aturan dan tidak memperdulikan aspek lingkungan	:	(ya/tidak)

A.3.3. Kondisi coating saat ini / Current coating condition

1	Kondisi coating diinspeksi secara menyeluruh oleh inspektur terlatih dengan menggunakan checklist pada interval yang memadai	:	(ya/tidak)
2	Kondisi coating diinspeksi secara tidak resmi namun dilakukan oleh inspektur terlatih pada interval yang memadai	:	(ya/tidak)
3	Kondisi coating jarang diinspeksi secara menyeluruh	:	(ya/tidak)
4	Kondisi coating tidak pernah diinspeksi	:	(ya/tidak)

A.3.4. Perbaikan kerusakan /Correction of defect

1	Kerusakan coating yang dilaporkan secepat mungkin dicatat dan disusun skedul perbaikan sesuai kebutuhan/kemendesakannya. Perbaikan dilakukan sesuai prosedur pengaplikasian sesuai skedul.	:	(ya/tidak)
2	Kerusakan coating dilaporkan secara informal dan perbaikan dilakukan sekenanya	:	(ya/tidak)
3	Kerusakan coating tidak secara konsisten dilaporkan dan diperbaiki	:	(ya/tidak)
4	Tidak ada atau kecil sekali perhatian diberikan untuk kerusakan coating	:	(ya/tidak)

B. Internal Corrosion

B.1. Product corrosivity

1	Sangat korosif: larutan garam, air, produk mengandung H ₂ S, produk yang mengandung asam	:	(ya/tidak)
2	Tidak terlalu korosif:	:	(ya/tidak)
3	Korosif hanya pada situasi khusus	:	(ya/tidak)
4	Tidak korosif	:	(ya/tidak)

B.2. Pencegahan /Prevention

1	Tidak ada tindakan apapun yang dilakukan untuk mengurangi resiko korosi internal	:	(ya/tidak)
2	Terdapat program yang jelas untuk memonitor dan mengartikan data-data hasil monitoring konsisi korosi internal	:	(ya/tidak)
3	Dilakukan injeksi inhibitor secara periodik	:	(ya/tidak)
4	Dilakukan <i>Internal coating</i>	:	(ya/tidak)
5	Dilakukan cara-cara untuk menjamin kemurnian gas yang memasuki pipa (memfilter atau membersihkan dari gas asam dlsbnya)	:	(ya/tidak)
6	Dilakukan program pigging secara berkala untuk membersihkan material yang korosif di dalam pipa	:	(ya/tidak)
7	Tidak diperlukan adanya tindakan pencegahan korosi	:	(ya/tidak)

3. INDEX DISAIN /DESIGN INDEX

A. Safety Factor

A.1. Komponen pipa : ratio tebal pipa sesungguhnya thd tebal pipa yang diperlukan (t)

1	< 1.0	:	(ya/tidak)
2	1.0 – 1.1	:	(ya/tidak)
3	1.11 – 1.20	:	(ya/tidak)
4	1.21 – 1.40	:	(ya/tidak)
5	1.41 – 1.60	:	(ya/tidak)
6	1.61 – 1.80	:	(ya/tidak)
7	> 1.81	:	(ya/tidak)

A.2. Komponen Non-pipa : Ratio tekanan disain terhadap MOP(Design-to-MOP Ratio)

1	2.0	:	(ya/tidak)
2	1.75 – 1.99	:	(ya/tidak)
3	1.50 – 1.74	:	(ya/tidak)
4	1.25 – 1.49	:	(ya/tidak)
5	1.10 – 1.24	:	(ya/tidak)
6	1.00 – 1.09	:	(ya/tidak)
7	< 1.00	:	(ya/tidak)

B. Fatigue

B.1. Besarnya tekanan berulang terhadap pipa

1	100% MOP	:	(ya/tidak)
2	90% MOP	:	(ya/tidak)
3	75% MOP	:	(ya/tidak)
4	50% MOP	:	(ya/tidak)
5	25% MOP	:	(ya/tidak)
6	10% MOP	:	(ya/tidak)
7	5% MOP	:	(ya/tidak)

B.2. Frekuensi terjadinya tekanan berulang selama usia pipa

1	<10 ⁴	:	(ya/tidak)
2	10 ³ – 10 ⁴	:	(ya/tidak)



3	$10^4 - 10^5$:	(ya/tidak)
4	$10^5 - 10^6$:	(ya/tidak)
5	$> 10^6$:	(ya/tidak)

C. Potensi terjadinya tekanan sesaat

1	Besar kemungkinan terjadinya tekanan kejut (sesaat) sebesar > 10% MOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba-tiba	:	(ya/tidak)
2	Terdapat kemungkinan yang tidak terlalu besar terjadinya tekanan kejut (sesaat) sebesar > 10% MOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba-tiba	:	(ya/tidak)
3	Tidak terdapat kemungkinan terjadinya tekanan kejut (sesaat) sebesar > 10% MOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba-tiba	:	(ya/tidak)

D. Integrity Verification

D.1. Tekanan uji hidrostatik – Ratio tekanan uji terhadap MOP (H)

1	$H < 1.10$:	(ya/tidak)
2	$1.11 < H < 1.25$:	(ya/tidak)
3	$1.26 < H < 1.40$:	(ya/tidak)
4	$H > 1.41$:	(ya/tidak)

D.2. Waktu sejak pengujian hidrostatik terakhir

1	Pengujian terakhir 4 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
2	Pengujian terakhir 5 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
3	Pengujian terakhir 6 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
4	Pengujian terakhir 7 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
5	Pengujian terakhir 8 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
6	Pengujian terakhir 9 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
7	Pengujian terakhir 10 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)
8	Pengujian terakhir 11 tahun yang lalu	:	(ya/tidak)

D.3. Program ILI

D.3.1. Mode kegagalan

No	Mode kegagalan	Bobot kejadian (%)	
1	Kerusakan akibat pemasangan		(ya/tidak)
2	Korosi dan pengurangan ketebalan		(ya/tidak)
3	Kerusakan oleh pihak ketiga		(ya/tidak)
4	Cacat pipa		(ya/tidak)
5	Pergerakan bumi		(ya/tidak)
	Total	100%	

D.3.2. Kapabilitas ILI dan verifikasi ekskavasi untuk masing2 mode kegagalan

No	Mode Kegagalan	ILI (%)	Ekskavasi (%)	
1	Kerusakan akibat pemasangan			(ya/tidak)
2	Korosi dan pengurangan ketebalan			(ya/tidak)
3	Kerusakan oleh pihak ketiga			(ya/tidak)
4	Cacat pipa			(ya/tidak)
5	Pergerakan bumi			(ya/tidak)



E. Land Movements

1	Pipa terpasang di wilayah dimana pergerakan tanah sering terjadi atau dapat menimbulkan kerusakan yang parah	:	(ya/tidak)
2	Pergerakan tanah yang merusak dapat terjadi tapi – karena posisi pipa atau kedalamannya - kemungkinan tidak berakibat apa-apa kepada jaringan ,	:	(ya/tidak)
3	Jarang terjadi pergerakan tanah, juga kerusakan jaringan karena pergerakan tanah.	:	(ya/tidak)
4	Tidak terdapat catatan mengenai pergerakan tanah	:	(ya/tidak)
5	Tidak tau	:	(ya/tidak)

4. INDEX PENGOPERASIAN TIDAK SEMESTINYA/ INCORRECT OPERATION INDEX

A. Disain /Design

A.1. Identifikasi Ancaman /Threat Identification

1	Terdapat prosedur terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten untuk mengidentifikasi semua jenis ancaman terhadap jaringan pipa	:	(ya/tidak)
2	Terdapat prosedur terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten untuk mengidentifikasi beberapa jenis ancaman terhadap jaringan pipa	:	(ya/tidak)
3	Terdapat prosedur terdokumentasi untuk mengidentifikasi semua jenis ancaman terhadap jaringan pipa namun tidak terdapat bukti bahwa prosedur diimplementasikan secara konsisten	:	(ya/tidak)
4	Terdapat prosedur terdokumentasi untuk mengidentifikasi beberapa jenis ancaman terhadap jaringan pipa namun tidak terdapat bukti diimplementasikan secara konsisten	:	(ya/tidak)
5	Tidak terdapat prosedur terdokumentasi untuk mengidentifikasi jenis ancaman terhadap jaringan pipa	:	(ya/tidak)

A.2. MAOP

1	Terdapat kemungkinan pengoperasian pada MAOP secara rutin. Tekanan lebih dapat terjadi dengan mudah dan pencegahan tekanan lebih hanya melalui prosedur atau peralatan pengamanan satu tingkat.	:	(ya/tidak)
2	Tekanan lebih dapat terjadi melalui suatu kombinasi kesalahan prosedur dan kegagalan peralatan pengamanan.	:	
3	Tekanan lebih dimungkinkan secara teoritis namun hanya jika terjadi kombinasi kesalahan ,pelanggaran dan kegagalan peralatan pengamanan.	:	(ya/tidak)
4	Tidak mungkin terjadi pengoperasian pada tekanan lebih	:	(ya/tidak)

A.3. Sistem Keselamatan / Safety System

1	Tidak terdapat peralatan untuk pencegahan tekanan lebih	:	(ya/tidak)
2	Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih satu tingkat	:	(ya/tidak)
3	Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih, dua tingkat atau lebih	:	(ya/tidak)
4	Tekanan dimonitor dari jarak jauh tapi tidak ada pengendalian dan tidak ada perlindungan tekanan lebih otomatis	:	(ya/tidak)
5	Tekanan dimonitor dikendalikan dari jarak jauh dan terdapat perlindungan tekanan lebih otomatis	:	(ya/tidak)

6	Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih tapi tidak dimiliki, dioperasikan dan dikendalikan oleh Perusahaan. Perusahaan hanya meyakinkan peralatan berfungsi baik dan terkalibrasi	:	(ya/tidak)
7	Terdapat peralatan pencegahan tekanan lebih tapi tidak dimiliki, dioperasikan dan dikendalikan oleh Perusahaan. Perusahaan tidak melakukan upaya apapun untuk meyakinkan peralatan berfungsi baik dan terkalibrasi	:	(ya/tidak)

8. Tidak terdapat adanya safety system yg dibutuhkan (ya/tidak)

A.4. Penyeleksian Material / Material Selection

1	Terdapat dokumen perhitungan dan gambar disain serta spesifikasi dan hasil inspeksi material dari jaringan pipa, setiap perubahan dievaluasi, direvisi sesuai keperluan dan dicatat.	:	(ya/tidak)
2	Terdapat dokumen perhitungan dan gambar disain serta spesifikasi dan hasil inspeksi material dari jaringan pipa, tidak setiap perubahan dievaluasi, direvisi sesuai keperluan dan dicatat.	:	(ya/tidak)
3	Terdapat dokumen perhitungan dan gambar disain serta spesifikasi dan hasil inspeksi material dari jaringan pipa, namun perubahan tidak dikendalikan dan tidak dicatat.	:	(ya/tidak)

A.5. Pemeriksaan disain

1	Perusahaan mengevaluasi perhitungan disain dan keputusan menyangkut disain pada titik-titik kritis dalam proses perancangan (design process)	:	(ya/tidak)
2	Perusahaan kadang-kadang mengevaluasi perhitungan disain dan keputusan menyangkut disain pada titik-titik kritis dalam proses perancangan (design process)	:	(ya/tidak)
3	Tidak dilakukan evaluasi dan pengawasan terhadap proses disain	:	(ya/tidak)

B. Konstruksi /Construction

B.1. Inspeksi / Inspection

1	Perusahaan menugaskan inspektur ahli bersertifikat untuk mengawasi keseluruhan proses konstruksi (surveillance Inspection)	:	(ya/tidak)
2	Perusahaan menugaskan inspektur ahli bersertifikat untuk menyaksikan pengujian-pengujian kritis, termasuk pengujian penerimaan (field acceptance test) jaringan	:	(ya/tidak)
3	Perusahaan menugaskan inspektur ahli bersertifikat hanya untuk menyaksikan pengujian penerimaan (field acceptance test) saja	:	(ya/tidak)
4	Perusahaan hanya memeriksa laporan pengujian jaringan, tidak menyaksikan pelaksanaan pengujian	:	(ya/tidak)
5	Perusahaan tidak melakukan apapun dalam konteks inspeksi konstruksi jaringan pipa	:	(ya/tidak)

B.2. Material /material

1	Terdapat tatacara terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten untuk memverifikasi bahwa semua material dan komponen memenuhi spesifikasi yang dipersyaratkan	:	(ya/tidak)
---	---	---	------------



2	Terdapat tatacara terdokumentasi yang diimplementasikan secara konsisten untuk memverifikasi bahwa komponen utama memenuhi spesifikasi yang dipersyaratkan	:	(ya/tidak)
3	Tidak terdapat tatacara terdokumentasi untuk memverifikasi material dan komponen jaringan	:	(ya/tidak)

B.3. Penyambungan/Joining

1	Penyambungan dilakukan sesuai dengan spesifikasi /standar industri yang ditetapkan, dikerjakan dengan rapi dan dilakukan Uji Tidak Merusak (NDT) yang dipersyaratkan spesifikasi. Laporan hasil NDE tersimpan.	:	(ya/tidak)
2	Penyambungan dilakukan sesuai dengan spesifikasi /standar industri yang ditetapkan dengan pengerjaan yang kurang rapi, namun dilakukan Uji Tidak Merusak (NDT) yang dipersyaratkan spesifikasi. Laporan hasil NDE tersimpan.	:	(ya/tidak)
3	Penyambungan dilakukan mengikuti spesifikasi namun tidak dilakukan NDE	:	(ya/tidak)

B.4. Pengurugan/ Backfilling

1	Pada waktu pengurugan, pipa diberi alas agar rata dan tidak terjadi konsentrasi tegangan pada bagian pipa tertentu, dan dilindungi sedemikian rupa sehingga coating tidak rusak.	:	(ya/tidak)
2	Pada waktu pengurugan, pipa tidak diberi alas yang memadai sehingga dapat terjadi konsentrasi tegangan di bagian pipa tertentu, pipa dilindungi sedemikian rupa sehingga coating tidak rusak.	:	(ya/tidak)
3	Pada waktu pengurugan, pipa tidak diberi alas yang memadai sehingga dapat terjadi konsentrasi tegangan di bagian pipa tertentu, pipa tidak dilindungi secara memadai sehingga coating dapat rusak.	:	(ya/tidak)

B.5. Penanganan/Handling

1	Terdapat bukti bahwa material seluruh material mendapat penanganan dan disimpan dengan baik (dilindungi dari kerusakan) sebelum dan pada saat konstruksi	:	(ya/tidak)
2	Terdapat bukti bahwa pipa dan komponen utama fasilitas jaringan mendapat penanganan dan disimpan dengan baik (dilindungi dari kerusakan) sebelum dan pada saat konstruksi	:	(ya/tidak)
3	Tidak terdapat bukti bahwa material ditangani dan disimpan dengan baik sebelum dan pada saat konstruksi Terdapat bukti bahwa material (terutama pipa dan komponen utama fasilitas jaringan) mendapat penanganan dan disimpan dengan baik (dilindungi dari kerusakan) sebelum dan pada saat konstruksi	:	(ya/tidak)

B.6. Pelapisan / Coating

1	Persiapan permukaan yang akan dilapis dan proses pelapisan sesuai dengan spesifikasi bahan. Proses dan hasil pelapisan diperiksa oleh inspektor yang berkwalifikasi.	:	(ya/tidak)
2	Persiapan permukaan yang akan dilapis dan proses pelapisan sesuai dengan spesifikasi bahan. Proses dan hasil pelapisan diperiksa namun bukan oleh inspektor yang berkwalifikasi.	:	(ya/tidak)
3	Persiapan permukaan yang akan dilapis dan proses pelapisan tidak diverifikasi.	:	(ya/tidak)

C. Operasi /operation

C.1. Prosedur /Procedure

1	Terdapat prosedur terdokumentasi mengenai semua aspek pengoperasian jaringan pipa. Terdapat bukti bahwa prosedur itu dilaksanakan secara konsisten.	:	(ya/tidak)
2	Terdapat prosedur terdokumentasi mengenai beberapa aspek utama pengoperasian jaringan pipa. Terdapat bukti bahwa prosedur itu dilaksanakan secara konsisten	:	(ya/tidak)
3	Terdapat prosedur terdokumentasi mengenai semua aspek pengoperasian jaringan pipa. Terdapat bukti bahwa prosedur itu dilaksanakan namun tidak secara konsisten	:	(ya/tidak)
4	Terdapat prosedur terdokumentasi mengenai beberapa aspek utama pengoperasian jaringan pipa. Terdapat bukti bahwa prosedur itu dilaksanakan namun tidak secara konsisten	:	(ya/tidak)
5	Tidak terdapat prosedur terdokumentasi mengenai aspek pengoperasian jaringan pipa.	:	(ya/tidak)

C.2. SCADA /Communication

1	Tidak ada system SCADA atau, jika ada, tidak dipergunakan sedemikian rupa untuk upaya mengurangi human error	:	(ya/tidak)
2	Beberapa kegiatan kritis dimonitor, tindakan2 di lapangan dikendalikan secara informal melalui ruang control, Reliabilitas system SCADA mencapai 80%.	:	(ya/tidak)
3	Kegiatan-kegiatan yang paling kritis dimonitor, tindakan-tindakan di lapangan dikendalikan melalui ruang control. Reliabilitas sistim SCADA mencapai 95%	:	(ya/tidak)
4	Semua kegiatan kritis dimonitor, tindakan-tindakan di lapangan dikendalikan melalui ruang control. Reliabilitas sistim SCADA mencapai 99.9%	:	(ya/tidak)

C.3. Pengujian obat-obatan terlarang/Drug Testing

1	Terdapat program drug testing untuk semua karyawan jaringan pipa	:	(ya/tidak)
2	Terdapat program test kesehatan untuk karyawan jaringan pipa yang berperan penting dalam pengoperasian jaringan pipa	:	(ya/tidak)
3	Tidak terdapat program drug testing	:	(ya/tidak)

C.4. Program Keselamatan / Safety Program

1	Terdapat pernyataan tertulis Perusahaan mengenai filosofi keselamatan, partisipasi karyawan yang tinggi, kinerja keselamatan yang tinggi, sangat peduli dengan kebersihan dan kerapian, banyak tanda dan slogan mengenai keselamatan, karyawan safety yang permanent	:	(ya/tidak)
2	Terdapat pernyataan tertulis Perusahaan mengenai filosofi keselamatan, partisipasi karyawan yang cukup tinggi, kinerja keselamatan yang cukup, cukup peduli dengan kebersihan dan kerapian, terdapat cukup tanda dan slogan mengenai keselamatan, karyawan safety yang part-time	:	(ya/tidak)
3	Tidak terdapat pernyataan tertulis Perusahaan mengenai keselamatan, kinerja keselamatan yang buruk, tidak ada petugas khusus keselamatan	:	(ya/tidak)

C.5. Catatan2/Peta/Survei

1	Peta dan catatan-catatan mencakup keseluruhan segmen, sangat detail dan jelas. Dokumen-dokumen dikelola secara baik, mudah diakses dan diupdate pada saatnya.	:	(ya/tidak)
2	Peta dan catatan-catatan mencakup hampir keseluruhan segmen, cukup detail dan jelas. Dokumen-dokumen dikelola secara baik, mudah diakses, diupdate secara terlambat	:	(ya/tidak)
3	Peta dan catatan-catatan mencakup sebagian segmen saja, cukup detail, jelas. Dokumen-dokumen dikelola secara cukup baik, mudah diakses namun tidak terupdate..	:	(ya/tidak)
4	Peta dan catatan-catatan mencakup sebahagian kecil segmen, detail, jelas. Dokumen-dokumen dikelola dengan kurang baik, sulit diakses dan tidak diupdate.	:	(ya/tidak)

C.6. Pelatihan / Training

1	Terdapat materi pelatihan minimum yang standard bagi masing-masing jenis pekerjaan	:	(ya/tidak)
2	Terdapat program sertifikasi karyawan yang terlibat dalam pengoperasian jaringan pipa	:	(ya/tidak)
3	Materi pelatihan : Karakteristik Produk	:	(ya/tidak)
4	Materi pelatihan : Tegangan2/stresses pada material jaringan	:	(ya/tidak)
5	Materi pelatihan : Korosi pada jaringan pipa	:	(ya/tidak)
6	Materi pelatihan : Pengendalian dan pengoperasian	:	(ya/tidak)
7	Materi pelatihan : Pemeliharaan	:	(ya/tidak)
8	Materi pelatihan : Latihan tanggap darurat	:	(ya/tidak)
9	Terdapat pelatihan prosedur kerja bagi masing-masing pekerja sesuai lingkup kerjanya	:	(ya/tidak)
10	Terdapat program pelatihan ulang dan resertifikasi karyawan	:	(ya/tidak)

C.7. Pencegah kesalahan mekanis

1	Terdapat three-way valves dengan dual instrumentation	:	(ya/tidak)
2	Terdapat peralatan2 pengunci (lock-out devices)	:	(ya/tidak)
3	Terdapat program urutan penguncian (key-lock sequence program)	:	(ya/tidak)
4	Terdapat program urutan penguncian secara terkomputerisasi (computer permissives)	:	(ya/tidak)
5	Pemberian tanda-tanda khusus untuk peralatan2 yang kritis	:	(ya/tidak)

D. Maintenance

D.1. Dokumentasi

1	Terdapat prosedur yang diimplementasikan secara konsisten menyangkut database dan penyimpanan catatan-catatan mengenai pemeliharaan jaringan	:	(ya/tidak)
2	Terdapat prosedur yang diimplementasikan secara konsisten menyangkut database dan penyimpanan catatan-catatan mengenai pemeliharaan jaringan	:	(ya/tidak)
3	Terdapat prosedur yang diimplementasikan secara konsisten menyangkut database dan penyimpanan catatan-catatan mengenai pemeliharaan jaringan	:	(ya/tidak)



D.2. Jadwal / Schedule

1	Terdapat skedul pemeliharaan rutin berdasarkan sejarah pengoperasian jaringan, peraturan pemerintah, dan praktik umum di industri transportasi gas.	:	(ya/tidak)
2	Terdapat skedul pemeliharaan rutin peraturan pemerintah, dan praktik umum di industri transportasi gas.	:	(ya/tidak)
3	Terdapat skedul pemeliharaan rutin yang berdasarkan sejarah praktik umum di industri transportasi gas.	:	(ya/tidak)
4	Tidak terdapat skedul pemeliharaan rutin	:	(ya/tidak)

D.3. Prosedur /Procedure

1	Terdapat prosedur terdokumentasi yang jelas dan diimplementasikan secara konsisten mengenai perbaikan dan pemeliharaan rutin dari jaringan , dilengkapi dengan instruksi kerja untuk <u>setiap</u> jenis pekerjaan perbaikan dan pemeliharaan	:	(ya/tidak)
2	Terdapat prosedur terdokumentasi yang jelas dan diimplementasikan secara konsisten mengenai perbaikan dan pemeliharaan rutin dari jaringan , dilengkapi dengan instruksi kerja untuk <u>beberapa</u> jenis pekerjaan perbaikan dan pemeliharaan	:	(ya/tidak)
3	Terdapat prosedur terdokumentasi yang jelas mengenai perbaikan dan pemeliharaan rutin dari jaringan , dilengkapi dengan instruksi kerja untuk <u>setiap</u> jenis pekerjaan perbaikan dan pemeliharaan namun <u>diimplementasikan secara kurang konsisten</u>	:	(ya/tidak)
4	Terdapat prosedur terdokumentasi yang jelas mengenai perbaikan dan pemeliharaan rutin dari jaringan , dilengkapi dengan instruksi kerja untuk <u>beberapa</u> jenis pekerjaan perbaikan dan pemeliharaan, <u>namun diimplementasikan secara kurang konsisten</u>	:	(ya/tidak)
5	Tidak terdapat prosedur terdokumentasi mengenai perbaikan dan pemeliharaan rutin dari jaringan .	:	(ya/tidak)



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN F

Tabel Typical Pipeline Product

Lampiran berikut ini menunjukkan beberapa sifat fisika dan kimia dari produk yang biasa diangkut pada *pipeline* dimana seringkali berguna dalam penilaian risiko, terutama ketika mengevaluasi *product hazard*, ukuran kebocoran (*spill sizes*), dan zona bahaya/area kerusakan potensial sebagai bagian dari penilaian dampak potensial.

Product	Boiling Pt (°F)	N _h	N _f	N _r	RQ points ^a - cont'd
Benzene	176	2	3	0	8
1,3 - Butadiene	24	2	4	2	10
Butane	31	1	4	0	2
Carbon monoxide	-314	2	4	0	2
Chlorine		3	0	0	8
Ethane	-128	1	4	0	2
Ethyl alcohol	173	0	3	0	4
Ethyl benzene	277	2	3	0	4
Ethylene	-155	1	4	2	2
Ethylene glycol	387	1	1	0	6
Fuel oil (#1 - #6)	304-574	0	2	0	6
Gasoline	100-400	1	3	0	6
Hydrogen	-422	0	4	0	0
Hydrogen sulfide	-76	3	4	0	6
Isobutane	11	1	4	0	2 ^b
Isopentane	82	1	4	0	6
Jet Fuel A & A1		0	2	0	6
Jet Fuel A & A1		1	3	0	6
Kerosine	304-574	0	2	0	6
Methane	-259	1	4	0	2
Mineral oil	680	0	1	0	6
Naphthalene	424	2	2	0	6
Nitrogen		0	0	0	0
Petroleum (crude)		1	3	0	6
Propane	-44	1	4	0	2
Propylene	-53	1	4	1	2
Toluene	231	2	3	0	4
Vinyl Chloride	7	2	4	1	10
Water	212	0	0	0	0

Source: Dow Chemical, *Fire and Explosion Index Hazard Classification Guide*, 6th ed., Dow Chemical Co., May 1987.

*Based on 1991 CERCLA reportable quantities (RQ) and Figure 7.4 with the following:

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

^b when temperatures higher than the boiling point



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

LAMPIRAN G

Dokumentasi Survey



Gambar 1. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node IV.8



Gambar 2. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node V.7



Gambar 3. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node II.6



Gambar 4. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node I.29



Gambar 5. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node IV.10



Gambar 6. Kondisi lingkungan sekitar jalur pipa di node IV.9

BIODATA PENULIS



Farabiah Parma Putri lahir di Surabaya pada tanggal 17 September 1987 merupakan anak kedua dari 2 bersaudara pasangan Bapak Sukiran dan Ibu Julaikha. Menempuh pendidikan formal di TK Hidayatullah Surabaya, SDN Manukan Wetan II/555 Surabaya, SLTP Negeri 26 Surabaya, SMU Negeri 11 Surabaya. Setelah Lulus dari SMU, Tahun 2005 mengikuti SPMB dan diterima masuk kuliah di Universitas Trunojoyo, Madura di Jurusan Teknik Informatika, Fakultas Teknik yang dijalani selama 1 tahun. Kemudian mencoba lagi ikut SPMB pada tahun 2006, dan Alhamdulillah diterima di perguruan tinggi impian dan tercinta Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya di Jurusan Teknik, Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan. Terdaftar dengan NRP. 4306 100 085. Di Jurusan ini bidang keahlian yang saya ambil adalah Bidang Keahlian Perancangan dan Produksi Bangunan Lepas Pantai.

Selama menjalani masa perkuliahan di kampus tercinta, Saya tidak hanya aktif di kuliah saja, namun juga aktif di beberapa kegiatan seminar maupun pelatihan. Beberapa kegiatan seminar dan pelatihan yang diikuti diantaranya adalah ESQ Leadership Training 2006 di Graha ITS Surabaya, Latihan Keterampilan Manajemen Mahasiswa Pra Tingkat Dasar (LKMM Pra-TD) 2006, Pelayaran IPTEK FTK 2006 di KRI TANJUNG DALPELE -972-, Seminar Peran Riset Kelautan dalam Pemanfaatan Potensi Sumber Daya Kelautan di Indonesia 2008, Kuliah Tamu "Etika Profesi Engineer Dalam Dunia Kerja" 2009.

e-mail:

yukinko@oe.its.ac.id

phone:

+6285648277016