



UNIVERSITAS INDONESIA

**KAJIAN RISIKO JALUR PIPA GAS PT X
DARI PLANT D SAMPAI S
DI SUMATERA SELATAN**

TESIS

Henri Yuwono

1006798644

**FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA
DEPOK
2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KAJIAN RISIKO JALUR PIPA GAS PT X
DARI PLANT D SAMPAI S
DI SUMATERA SELATAN**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister K3

Henri Yuwono

1006798644

**FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT
MAGISTER KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA
DEPOK
2012**

SURAT PERYATAAN

Yang bertanda tangan di bawah ini, saya :

Nama : **Henri Yuwono**
NPM : **1006798644**
Mahasiswa Program : **Magister Kesehatan dan Keselamatan Kerja (K3)**
Tahun Akademik : **2010-2012**

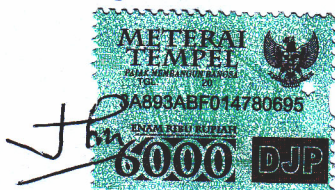
Menyatakan bahwa saya tidak melakukan kegiatan plagiat dalam penulisan tesis saya yang berjudul :

KAJIAN RISIKO JALUR PIPA GAS PT X DARI PLANT D SAMPAI S DI SUMATERA SELATAN

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

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya

Depok, 12 Juli 2012



(Henri Yuwono)

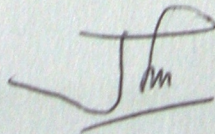
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Henri Yuwono

NPM : 1006798644

Tanda Tangan :



Tanggal : 12 Juli 2012

Kajian risiko..., Henri Yuwono, FKM UI, 2012.

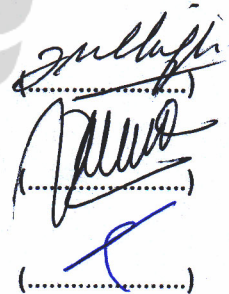
HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Henri Yuwono
NPM : 1006798644
Program Studi : Magister Kesehatan dan Keselamatan Kerja
Judul Tesis : Kajian Risiko Jalur Pipa Gas PT X Dari Plant D
Sampai S Di Sumatera Selatan

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister K3 pada Program Studi Kesehatan dan Keselamatan Kerja, Program Pascasarjana, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : DR.dr. Zulkifli Djunaidi, MECH, MAppSc
Penguji I : Dra. Fatma Lestari MSI, PHD
Penguji II : Ir. I Made Sudarta, MKKK



(.....)
(.....)
(.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 12 Juli 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis yang berjudul “Kajian Risiko Jalur Pipa Gas PT X Dari Plant D Sampai S Di Sumatera Selatan”. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister K3, Program Kesehatan dan Keselamatan Kerja Program Pascasarjana Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai dengan penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. DR.dr. Zulkifli Djunaidi, MECH, MAppSc , selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ;
2. Ir Wawan Gunawan & Ir Bambang R serta rekan-rekan ROW maupun Asset integrity dari pihak perusahaan yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data yang saya perlukan ;
3. Istriku tercinta Muftia Chairunisa dan anak-anakku tersayang Rafi dan dinda Auni serta Bapak-Ibu yang telah memberikan dukungan doa.
4. Sahabat saya neng Vira Pashisa yang telah banyak membantu
5. Ses Komang, Vita, om Hendri , Erpandi
6. Seluruh Dosen Program Magister K3 FKM UI
7. Teman-teman Program MK3 FKM UI

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi perkembangan ilmu.

Jakarta, 12 Juli 2012

Henri Yuwono

Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi Karya Ilmiah untuk Kepentingan Akademis

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Henri Yuwono
NPM : 1006798644
Program Studi : Kesehatan Keselamatan Kerja
Fakultas : Pascasarjana
Jenis Karya : Tesis

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

Kajian Risiko Jalur Pipa Gas PT X Dari Plant D Sampai S Di Sumatera Selatan

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada Tanggal : 12 Juli 2009

Yang Menyatakan



(Henri Yuwono)

ABSTRACT

Nama : Henri Yuwono
Program Studi : Magister Program of Occupational Health and Safety
Judul : Gas Pipeline Risk Assessment PT X from D plant to the S in South
Sumatra

Operation of gas pipelines by PT X, built in 1998 along 14.4 km of which has a danger of gas leaks and fires. Risk analysis is conducted to anticipate the risks that would arise in the gas distribution activities whose results are expected to provide input for the company. This relative risk analysis using semiquantitative methods Risk Rating Index with the approach where the risk of possible dangers (Sum Index) and consequences (Leak Impact Factor). The results showed that the pipelines are in high risk areas (Intolerable) and most of the factors that play a role in contributing to the failure of the operation of the pipeline is the design factor.

Keyword :

Methods of risk rating index, the relative risk, probability, consequences.

DAFTAR ISI

Halaman Pernyataan Orisinalitas.....	ii
Halaman Pengesahan.....	iii
Kata Pengantar.....	iv
Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi Karya Ilmiah Untuk Kepentingan Akademis.....	v
Abstrak.....	vi
Abstract.....	vii
Daftar Isi.....	viii
Daftar Tabel.....	ix
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	2
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Pertanyaan Penelitian.....	4
1.4 Tujuan Penelitian.....	4
1.5 Manfaat Penelitian.....	5
1.6 Batasan Penelitian.....	5
2. TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1 Teori Kecelakaan.....	6
2.2 <i>Hazard</i>	7
2.3 Definisi Manajemen Risiko.....	8
2.3.1 Definisi Risiko.....	8
2.3.2 Manfaat Manajemen Risiko.....	9
2.3.3 Proses Manajemen Risiko.....	9
2.4 Manajemen Risiko Jalur Pipa.....	13
2.5 Penilaian Risiko Jalur Pipa.....	14

2.6 Model Analisis Risiko Pipa – Kent W Muhlbaeur.....	19
2.6.1 Perhitungan Nilai Risiko	20
2.6.2 Faktor Risiko (<i>Index Sum</i>).....	20
2.6.3 Faktor Dampak Kebocoran.....	34
2.7 Penentuan Seksi Jalur Pipa.....	40
2.8 Evaluasi Risiko.....	41
2.9 Keterbatasan Model W.Kent Muhlbaeur.....	42
2.10 Peraturan yang berkaitan dengan Risiko Jalur Pipa.....	42
3. KERANGKA KONSEP DAN DEFINISI VARIABEL.....	44
3.1 Kerangka.....	44
3.2 Kerangka Konsep.....	44
3.3 Definisi Operasional.....	45
3.3.1 Indek Kerusakan Pihak Ketiga.....	45
3.3.2 Indek Korosi (<i>Corrosion Index</i>).....	46
3.3.3 Indek Desain (<i>Design Index</i>).....	46
3.3.4 Indek Kesalahan Pengoperasian (<i>Incorrect Operation Index</i>).....	47
3.3.5 Faktor Probabilitas (<i>Index Sum</i>).....	47
3.3.6 Bahaya Produk (<i>Product Hazard</i>).....	47
3.3.7 Faktor Penyebaran (<i>Dispersion</i>).....	48
3.3.8 Faktor Tumpahan.....	48
3.3.9 Faktor Penerima.....	48
3.3.10 Indek Dampak kebocoran (<i>Leak Volume Index</i>).....	49
4. METODOLOGI PENELITIAN.....	50
4.1 Desain Penelitian.....	50
4.2 Metode Pengumpulan Data.....	50

4.3 Perangkat Pengumpulan Data.....	50
4.4 Lokasi Dan Waktu Penelitian.....	50
4.5 Teknik Penentuan Seksi Jalur Pipa.....	51
4.6 Penilaian Risiko.....	51
4.6.1 Identifikasi Risiko.....	51
4.6.2 Analisa Risiko.....	51
4.6.3 Evaluasi Risiko.....	51
4.7 Metode Perhitungan Rating.....	52
4.7.1 Total Skor Indeks (Index Sum).....	52
4.7.2 Faktor Dampak Kebocoran (Leak Impact Factor).....	73
4.7.3 Relative Risk Score.....	74
4.7.4 Analisa Data.....	74
5. HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN.....	75
5.1 Gambaran Teknis Jalur Pipa Lokasi D-S.....	75
5.2 Hasil Analisa Risiko.....	78
5.2.1 Gambaran Tingkat Risiko Secara Keseluruhan.....	79
5.2.2 Gambaran Tingkat Risiko Masing-Masing Seksi.....	81
5.3 Kontribusi Faktor Risiko Keselamatan Keseluruhan.....	83
5.3.1 Faktor Kerusakan oleh Pihak Ketiga.....	88
5.3.2 Faktor Korosi.....	88
5.3.3 Faktor Desain.....	93
5.3.4 Faktor Kesalahan Operasi.....	95
5.4 Gambaran Dan Pengendalian Leak Impact Faktor.....	98
5.5 Simulasi Perbaikan.....	102
5.6 Hasil Penelitian Lain yang Pernah Di lakukan Tentang Kajian Risiko Jalur Pipa.....	105

6. KESIMPULAN DAN SARAN.....	107
6.1 Kesimpulan.....	107
6.2 Saran.....	108
DAFTAR PUSTAKA.....	111
Lampiran	



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Swiss Cheese Model	6
Gambar 2.2	Proses Manajemen Risiko	10
Gambar 2.3	Rincian Manajemen Risiko	14
Gambar 2.4	Proses Risk Base Inspection	17
Gambar 2.5	Pendekatan Risk Base Inspection.....	18
Gambar 2.6	Model Analisis Risiko Pipa.....	19
Gambar 2.7	Minimum Dept of Cover.....	21
Gambar 2.8	Korosi Pipeline.....	23
Gambar 3.1	Kerangka Konsep.....	45
Gambar 5.1	Sistem Distribusi Jalur pipa.....	74
Gambar 5.2	Lokasi S-Junction.....	75
Gambar 5.3	Identifikasi Bahaya.....	77
Gambar 5.4	Skor Risiko Relatif Tiap Section jalur pipa D-S.....	80
Gambar 5.5	Kontribusi Risiko Tiap Section jalur pipa D-S.....	81
Gambar 5.6	Distribusi Frekuensi Skor Third Party Index.....	82
Gambar 5.7	Gambar Lingkungan ROW.....	84
Gambar 5.8	Distribusi Frekuensi Karakteristik ROW.....	85
Gambar 5.9	Distribusi Road Crossing.....	86
Gambar 5.10	Titik pengukuran Ultrasonic Test (UT).....	90
Gambar 5.11	Distribusi Leak Impack Factor.....	97
Gambar 5.12	Distribusi Kepadatan Penduduk.....	99
Gambar 5.13	Hubungan Kepadatan Penduduk dengan Leak Impack Factor.....	100
Gambar 5.14	Perbandingan COF Index Sum Sebelum Dan Setelah Perbaikan.....	101
Gambar 5.15	Perbandingan Risiko Relatif Sebelum Dan Setelah Perbaikan.....	102
Gambar 5.16	Perbandingan LIF-Risiko Relatif Sebelum Dan Setelah Perbaikan..	103

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Pedoman Klasifikasi Bahaya (NFPA Standard)	37
Tabel 2.2	Karakteristik Produk Melalui Pipa Menurut NFPA dan CERCA.....	37
Tabel 2.3	Kecepatan Pelepasan Produk.....	38
Tabel 2.4	Kriteria Risiko.....	41
Tabel 4.1	Penentuan Skoring Hubungan Antara MAOP dan Nilai Environment.....	58
Tabel 4.2	Penilaian Kegagalan Akibat Fatigue.....	66
Tabel 4.3	Effective Spill Size Adjustment Factor.....	73
Tabel 4.4	Kategori Kepadatan Penduduk	73
Tabel 5.1	Spesifikasi Gas Jalur D-S.....	75
Tabel 5.2	Spesifikasi Pipa Jalur D-S.....	76
Tabel 5.3	Hasil Identifikasi Bahaya.....	76
Tabel 5.4	Skor Rinci per Index jalur Pipa D-S.....	78
Tabel 5.5	Faktor Kontribusi Risiko.....	81
Tabel 5.6	Third Party Index Jalur Pipa D-S.....	83
Tabel 5.7	Corrosion Index Jalur Pipa D-S.....	87
Tabel 5.8	Hasil Pengukuran Ultrasonic Test (UT).....	91
Tabel 5.9	Design Index Jalur Pipa D-S.....	92
Tabel 5.10	Incorrect Operation Index Jalur Pipa D-S.....	92
Tabel 5.11	Leak Impack Factor.....	98
Tabel 5.12	Nilai Perbandingan COF Index Sum Sebelum Dan Setelah.....	101
Tabel 5.13	Nilai Perbandingan Risiko relatif Sebelum Dan Setelah.....	102
Tabel 5.14	Nilai Perbandingan LIF dan RR Sebelum Dan Setelah	103
Tabel 5.15	Perbedaan Model Risiko Kent dan Model Generik Setelah	106
Tabel 5.16	Hasil Review Model Analisis Risiko Kent Muhlbauer	106

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Tabel Nilai Risiko Relatif 14 Seksi
Lampiran 2	Tabel Probability - Konsekuensi dan Risiko Relatif
Lampiran 3	Tabel Komponen Third Party Index

- Lampiran 4 Tabel Komponen Corrosion Inde
- Lampiran 5 Tabel Komponen Corrosion Inde
- Lampiran 6 Tabel Komponen Incorrect Opeartional Index
- Lampiran 7 Nilai Leak Impack Factor
- Lampiran 8 Nilai LIF - Kepadatan Penduduk dan Lingkungan
- Lampiran 9 Tabel Nilai Risiko Relatif 14 Seksi Setelah Perbaikan Faktor Probability (Index Sum)
- Lampiran 10 Check List Penilaian Risiko Relatif



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi menjadi kebutuhan semua negara di dunia ini untuk menunjang kehidupan dan peningkatan perekonomiannya. Kebutuhan ini semakin meningkat dari waktu ke waktu dengan bertambahnya jumlah penduduk dan meningkatnya proses industrialisasi.

Indonesia merupakan negara yang kaya akan sumber daya alam, salah satunya adalah minyak bumi dan gas alam. *Eksplorasi* dan *eksploitasi* di bidang ini telah banyak dilakukan baik itu oleh pemerintah maupun oleh pihak swasta yang telah mendapat persetujuan dari pemerintah. Pengoperasian kilang-kilang minyak dan gas beserta transportasinya tentunya mempunyai potensi yang sangat tinggi dimana terdapat potensi terbakar, meledak, dan pencemaran lingkungan.

Untuk transportasinya, minyak dan gas tersebut biasanya menggunakan sistem perpipaan (*pipeline system*) karena dirasakan lebih efektif dan lebih optimal. Pipa-pipa tersebut diperlukan untuk menghubungkan suatu alat dari sumur (*wel*) ke kilang, dari kilang ke kilang atau dari kilang ke pembeli.

Penggunaan *system pipeline* untuk transportasi gas dan minyak bumi melalui jalur darat secara umum lebih ekonomis jika dibandingkan dengan penggunaan truk tangki, kapal atau jenis transportasi lainnya. Selain lebih ekonomis, penggunaan pipa juga efisien dari segi kapasitas.

Meskipun demikian, *pipeline* ini juga memiliki potensi bahaya (*hazard*) dan tingkat resiko yang sangat tinggi karena fluida yang dilewatkan adalah bertipikal minyak dan gas yang cenderung lebih mudah terbakar. Potensi bahaya tersebut antara lain kebakaran, peledakan dan keracunan gas. Selain itu juga akan

membahayakan ekosistem atau pencemaran lingkungan jika sampai terjadi kebocoran. Kebocoran pipa tersebut akan menyebabkan kerugian baik perusahaan, pembeli maupun masyarakat di sekitar jalur pipa tersebut.

Oleh karena itu, untuk mencegah serta meminimalisir terjadinya ledakan, kebakaran dan kebocoran yang terjadi pada pipeline, Kementerian Pertambangan dan Energi Republik Indonesia mengeluarkan keputusan yang tertera pada Kepmen No.300K/38/M.PE/1997 tentang keselamatan kerja pipa penyalur minyak bumi dan gas alam. Dan Pedoman Tata Kerja No 012/PTK/II/2007 dari Badan Pelaksana kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) yang berisi tentang harus dilaksanakannya analisa resiko pada jalur pipa.

Beberapa kejadian bocornya pipa penyalur minyak dan gas dibawah ini dapat menjadi gambaran besarnya risiko keselamatan jalur pipa sebagai berikut :

- Kebocoran pipa gas PT Transportasi Gas Indonesia (TGI) di ruas Grissik ke Duri di Desa Kampung Sawah, Indragiri Hulu, Riau pada bulan September 2010, menyebabkan areal kebun sawit sekitarnya rusak dan terganggunya pembangkit listrik milik PT CPI. (Kompas, 3 Oktober 2010).
- Kebocoran pipa distribusi gas yang diikuti semburan api milik PT Perusahaan Gas Negara (PGN) di Desa Bungurasih Waru, Sidoarjo pada bulan Juni 2011, yang menyebabkan korban manusia 2 orang. (Kompas, 26 Juni 2011).
- Pecahnya jalur pipa gas milik PT Pertamina di Lusi Porong, Sidoarjo pada bulan November 2006 akibat pergeseran tanah. (Kompas, 2 Desember 2006).
- Terbakarnya pipa gas milik PT Pertamina yang berada di Pangkalan Batu, Kecamatan Brandan Barat, Kabupaten Langkat, Sumatera Utara Peristiwa ini mengakibatkan kepanikan bagi masyarakat di sekitar lokasi. (Kompas, 13 Juni 2011)

Perusahaan PT. X merupakan perusahaan yang bergerak dibidang penambangan dan pengolahan gas alam. Dalam transportasinya gas dialirkan melalui jalur pipa (*pipeline*) ke konsumen yang tentunya mempunyai potensi bahaya dan risiko yang tinggi.

Proses operasi yang yang bebas dari bahaya merupakan tujuan utama dari perusahaan. Oleh karena itu, sangat penting untuk mengidentifikasi risiko yang mungkin terjadi dengan teknik *Risk Assesment* yang merupakan bagian dari kegiatan proses manajemen risiko yang mencakup identifikasi dari risiko dan analisis dari konsekuensi.

Metode yang bisa digunakan ada beberapa salah satunya adalah dengan pendekatan *loss prevention and risk assesment* dari W. Kent Muhlbauer, yaitu mengukur resiko relative jalur pipa dengan metode pengukuran secara semi kuantitatif pada elemen-elemen komponen kerusakan pihak ketiga, komponen korosi, komponen desain pipa, komponen operasional yang tidak tepat serta karakteristik produk berbahaya dan faktor penyebarannya.

1.2 Perumusan Masalah

Perusahaan PT. X menggunakan jalur pipa yang ditanam dalam tanah dari lokasi D sampai lokasi S yang berjarak 14.4 km sebagai sarana menyalurkan gas. Apabila terjadi kegagalan pada jalur pipa dapat mengakibatkan dampak yang sangat tinggi seperti peledakan, kebakaran dan pencemaran lingkungan.

Lingkungan sekitar jalur pipeline mengalami perubahan kegiatan dengan berkembangnya pemukiman, perkebunan dan usaha pertambangan lainnya. Hal ini bisa menimbulkan masalah yang dapat mengganggu kelancaran dan keselamatan jalur pipa. Selain itu dengan bertambahnya umur pipa akan mengurangi kekuatan pipa tersebut.

Berdasarkan hal tersebut, maka perlu dilakukan penilaian bahaya dan risiko guna mengetahui resiko relatif yang dapat mempengaruhi kelancaran tranportasi gas melalui jalur pipeline tersebut dan sehingga dapat diambil keputusan (rekomendasi) sebagai rangkaian upaya penanggulangan risiko yang tepat.

1.3 Pertanyaan Penelitian

Berdasarkan latar belakang masalah di atas, penelitian ini diharapkan dapat menjawab beberapa pertanyaan berikut :

- 1) Bagaimana gambaran tingkat risiko yang ada pada jalur pipa gas ?
- 2) Faktor apa yang mempengaruhi resiko keselamatan jalur pipa gas ?
- 3) Apakah langkah-langkah pengendalian yang perlu dilakukan terhadap keselamatan jalur pipa gas dari lokasi D sampai S ?

1.4 Tujuan Penelitian

1.4.1 Tujuan Umum

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui tingkat risiko relatif keseluruhan jalur pipa gas PT X dari Plant D sampai S dan upaya-upaya yang dapat dilakukan untuk mengurangi risiko.

1.4.2 Tujuan Khusus

1. Mengidentifikasi nilai risiko faktor probabilitas (Index Sum) dari setiap jalur jalur pipa gas.
2. Mengidentifikasi nilai risiko faktor konsekuensi atau faktor dampak kebocoran dari setiap jalur jalur pipa gas.
3. Mengetahui tindakan yang perlu dilakukan untuk menanggulangi risiko yang akan timbul.

1.5 Manfaat Penelitian

1.5.1 Manfaat Bagi Perusahaan

1. Mendapatkan informasi terkait bahaya dan risiko jalur pipa gas dari plant D sampai S yang dihadapi perusahaan .
2. Menjadi sarana masukan yang dapat digunakan untuk perencanaan pemeliharaan jalur pipa tersebut.

1.5.2 Manfaat Bagi Peneliti

1. Sebagai sarana mengaplikasikan teori yang diperoleh selama mengikuti bangku perkuliahan dalam melakukan analisa resiko.
2. Menambah wawasan, pengetahuan, dan pemahaman akan kondisi nyata dilapangan terkait penerapan keselamatan dan kesehatan di perusahaan khususnya tentang keselamatan jalur pipa.

1.5.3 Manfaat Bagi Institusi Pendidikan

Pengembangan teori dan keadaan faktual dilapangan diharapkan dapat memperkaya khasanah keilmuan pada aspek Keselamatan dan Kesehatan Kerja.

1.6 Batasan Penelitian

Batasan ruang lingkup penelitian ini adalah melakukan analisa risiko-risiko kecelakaan pada jalur pipa gas PT X dari plant D sampai S sepanjang 14.4 km.

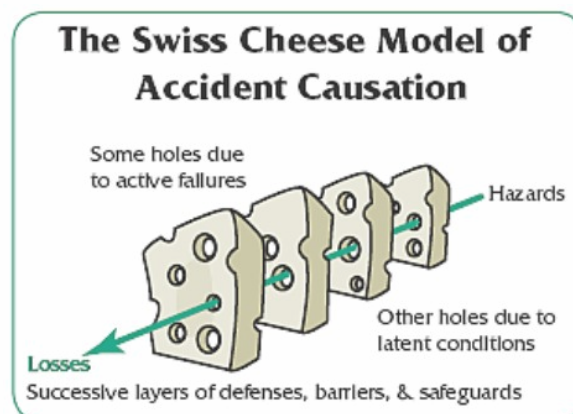
BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Teori Kecelakaan

Menurut Frank E. Bird dan George L Germain (1990) mendefinisikan kecelakaan adalah sebagai suatu kejadian yang tidak diinginkan, yang dapat mengakibatkan cedera pada manusia atau kerusakan pada harta. Ada 3 jenis tingkat kecelakaan yang ditimbulkan yaitu *Accident*, *Incident* dan *Nearmiss* .

Scot A.Shappel dan Douglas A. Weigman dalam dokumen laporan kepada US Departemen of Transportation Federal Aviation Administration (2000) membahas teori James Reason yang dikenal dengan Model Swiss Keju (*Swiss Cheese Model of Human Error*). Dalam model ini dipaparkan bahwa kecelakaan terjadi akibat adanya lubang-lubang pada lapisan sistem pertahanan. Kegagalan dalam model ini digambarkan sebagai lubang yang terdapat pada keju Swiss, dimana keju itu sendiri diibaratkan sebagai mekanisme pertahanan (*defence mechanism*) untuk mencegah terjadinya kecelakaan. Lubang tersebut dapat berupa kegagalan laten (*latent failure*) maupun kegagalan aktif (*active failure*). Kegagalan laten adalah kegagalan yang tidak secara langsung berkaitan dengan kejadian seperti faktor kebijakan, manajemen dan lingkungan, sedangkan kegagalan aktif adalah kegagalan yang secara langsung berkaitan dengan kejadian kegagalan (faktor perilaku pekerja).



Gambar 2.1 Swiss Cheese Model

2.2. Pengertian Bahaya (*Hazard*)

Menurut Cross (1998), bahaya merupakan sumber potensi kerusakan atau situasi yang berpotensi untuk menimbulkan kerugian. Sesuatu disebut sebagai sumber bahaya jika memiliki risiko menimbulkan hasil negatif.

Bahaya diklasifikasikan menjadi 2 (dua), yaitu :

1) Bahaya Keselamatan Kerja (*Safety Hazard*)

Adalah bahaya yang bisa menimbulkan luka hingga kematian serta kerusakan property, yang terdiri dari :

- a. Bahaya Mekanik, seperti tersayat, terjatuh, tertimpa dan terpeleset.
- b. Bahaya Elektrik, seperti terkena arus listrik
- c. Bahaya Kebakaran, disebabkan oleh bahan yang bersifat *flammable* (mudah terbakar)
- d. Bahaya Peledakan, disebabkan oleh substansi kimia yang *explosive*

2) Bahaya Kesehatan Kerja (*Health Hazard*)

Adalah bahaya yang berdampak pada kesehatan dan penyakit akibat kerja yang terdiri dari :

- a. Bahaya Fisik, seperti temperatur, kebisingan, tekanan udara, radiasi, dan getaran.
- b. Bahaya Biologi, dari unsur biologi yang terdapat ditempat kerja yang dapat mengakibatkan cedera pada manusia seperti mikrobiotik, tanaman beracun atau berduri, hewan berbisa atau buas.
- c. Bahaya Kimia, bahaya yang bersumber dari senyawa atau unsur kimia. Bahan kimia dapat berupa unsur murni maupun berbentuk ikatan dengan bahan lainnya.
- d. Bahaya Psikologi, bahaya yang bersumber beban kerja yang terlalu berat serta ketidaksesuaian antara alat kerja dan manusia

Sumber-sumber bahaya harus diidentifikasi sebelum terjadinya kecelakaan, bersikap proaktif sehingga upaya pencegahan dapat dilakukan sedini mungkin.

2.3 Definisi Manajemen Risiko

Sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja adalah bagian dari sistem manajemen secara keseluruhan yang meliputi struktur organisasi, perencanaan, tanggung jawab, pelaksanaan, prosedur, proses dan sumber daya yang dibutuhkan bagi pengembangan, penerapan, pencapaian, pengkajian dan pemeliharaan, kebijakan keselamatan dan kesehatan kerja dalam rangka pengendalian risiko yang berkaitan dengan kegiatan kerja guna terciptanya tempat kerja yang aman, efisien dan produktif.

Dalam rangka pengendalian risiko tersebut, dibutuhkan manajemen risiko. Manajemen risiko adalah suatu budaya, proses dan struktur yang diarahkan ke arah perwujudan kesempatan / usaha yang mempunyai potensi namun tetap dengan mengelola konsekuensi yang kurang baik(AS/NZS 4360:2004, p.4).

Pengertian manajemen risiko pada pipeline Program Standard Manajemen Risiko untuk pipeline menurut The Office of Pipeline Safety American Petroleum Institute, (1996) adalah sebagai berikut : Manajemen risiko adalah proses dukungan manajemen secara menyeluruh, dalam mengimplementasikan kegiatannya secara terpadu melalui peraturan dan kebijakan perusahaan dalam operasional harian, pemeliharaan, *engineering*, manajemen serta peraturan terhadap operator.

Risiko dapat dikendalikan melalui *cost effective*, tetapi risiko tidak dapat dihilangkan secara total. Jika manajemen risiko dikelola dengan baik akan meningkatkan keselamatan dari pipeline. Implementasi dari manajemen risiko dapat menaikkan tingkat perlindungan lingkungan dan keselamatan masyarakat

2.3.1 Definisi Risiko

Kata *Risk* (Risiko) yaitu suatu pemberian yang tidak diinginkan yang berasal dari surga (*An unexpected gift from heaven*), (Risk Management, University of New South Wales, 1998). Sedangkan menurut AS/NZS 4360, 2004, Risiko adalah kemungkinan timbulnya suatu kejadian yang akan berdampak pada tujuan (*Risk is the chance of something happening that will impact on objectives*).

Risiko diukur dalam kaitan dengan kemungkinan dari suatu kejadian dan konsekuensi jika ini terjadi.

Menurut P.L. Clements & R.R. Mohr (1993) bahwa,

- a. Risiko adalah suatu harapan kerugian (The expectation of loss)
- b. Suatu ungkapan dari satu kombinasi severity dan probability kerugian
- c. Nilai jangka panjang suatu kerugian (the long-term rate of loss)

$$RISK = SEVERITY \times PROBABILITY$$

Risiko adalah ukuran kemungkinan kerugian yang akan timbul dari sumber bahaya (*hazard*) tertentu yang terjadi dan penilaian risiko adalah proses untuk menentukan prioritas pengendalian terhadap tingkat risiko kecelakaan atau penyakit akibat kerja (Soehatman, 2011). Prioritas terhadap risiko didasarkan pada nilai kerugian yang ditimbulkan dan kemungkinan munculnya suatu kejadian semakin tinggi suatu risiko dan kemungkinan munculnya kejadian tersebut, maka semakin tinggi nilai risiko baik secara kualitatif maupun kuantitatif.

2.3.2 Manfaat Manajemen Risiko

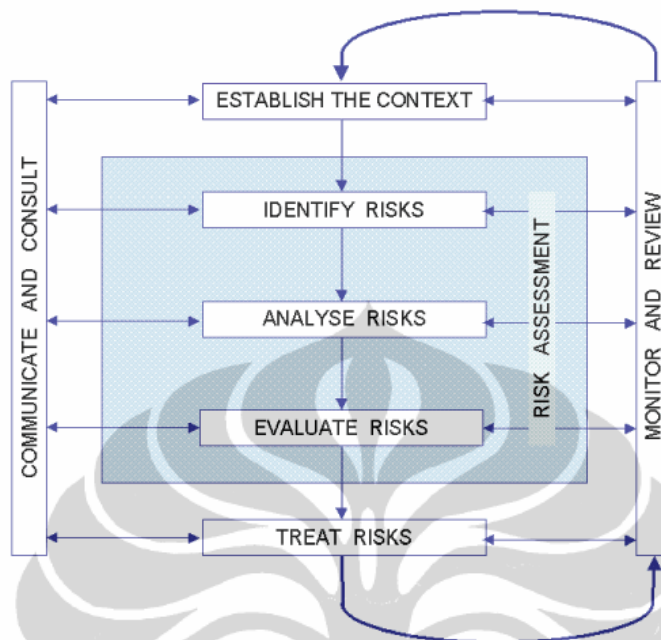
Manfaat manajemen risiko diantaranya adalah untuk (SAFE 9350 Risk Management by Profesor Jean Cross, 1998) :

1. Perencanaan strategi yang lebih efektif sebagai hasil pengetahuan yang telah meningkat dan pemahaman dari pajanan risiko kunci.
2. Meminimisir biaya yang tak terduga karena ada proses pencegahan dari kejadian yang tidak diinginkan.
3. Hasil lebih baik dalam kaitan dengan efektivitas program dan efisiensi , misalnya memperbaiki layanan terhadap klien dan penggunaan sumber daya yang semakin baik.

2.3.3 Proses Manajemen Risiko

Proses manajemen risiko adalah penerapan yang sistematis pada kebijakan manajemen, prosedur dan aktifitas.

Menurut AS/NZS 4360 :2004, tentang Standar Manajemen Risiko, proses manajemen risiko mencakup langkah berikut ini:



Gambar 2.2 Proses Manajemen Risiko

Sumber : AS/NZS 4360:2004

2.3.3.1 Komunikasi dan Konsultasi

Komunikasi adalah suatu proses interaktif dari pertukaran informasi dan pendapat, melibatkan beberapa pesan tentang sifat alami manajemen risiko dan risiko. Komunikasi akan berjalan didalam organisasi, departemen, unit usaha atau dengan pihak terkait yang ada diluar perusahaan. Komunikasi risiko tidak akan menyelesaikan semua masalah. Komunikasi yang tidak baik mengenai risiko dapat melemahkan manajemen risiko.

2.3.3.2 Penetapan Konteks Risiko

Penetapan konteks risiko dilakukan untuk memberikan panduan dalam proses manajemen risiko. Keputusan tentang risiko harus memperhatikan konteks dimana risiko diambil, termasuk faktor-faktor seperti sasaran umum dari organisasi dan budayanya, posisi keuangan, pandangan pihak terkait, pendapat umum dan tekanan kelompok, termasuk persyaratan legal .

2.3.3.3 Penilaian Risiko

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

A. Identifikasi Risiko

Identifikasi risiko adalah proses untuk menemukan elemen risiko yang mencakup sumber bahaya, kapan, mengapa dan bagaimana sesuatu dapat terjadi. Setelah itu dapat dikembangkan daftar menyeluruh dari sumber risiko dan peristiwa yang mungkin terjadi dan tingkat konsekuensinya. Risiko yang ada biasanya terkait dengan sumber bahaya, kejadian, konsekuensi, sebab dan pengendalian.

B. Analisa Risiko

Analisa risiko merupakan suatu proses untuk menghasilkan penilaian agar penerapan pengendalian yang tepat bisa dilakukan. Tujuan dari analisis risiko adalah untuk menentukan apakah risiko yang ada berada pada tingkat yang dapat diterima atau tidak mengganggu proses operasi. Risiko dianalisis dengan melakukan estimasi derajat konsekuensi dan derajat kemungkinan.

Analisis risiko akan tergantung pada informasi dan data yang tersedia. Metode analisis yang digunakan bisa bersifat kualitatif, semi kuantitatif, atau kuantitatif .

1. Metode Kualitatif

Metode kualitatif adalah memaparkan serta menggambarkan besar dan potensi konsekuensi secara terperinci. Analisis kualitatif menggunakan bentuk kata atau skala deskriptif untuk menjelaskan besarnya potensi risiko yang ada. Hasilnya, risiko dapat dikelompokkan ke risiko rendah, sedang atau tinggi. Analisis kualitatif untuk memberikan gambaran umum terhadap risiko. Metode kualitatif dipergunakan :

³⁵/₁₇ Sebagai aktivitas penyaringan awal untuk mengidentifikasi risiko yang memerlukan analisis lebih terperinci

³⁵/₁₇ Untuk memprioritaskan jangkauan risiko

2. Metode Semi Kuantitatif.

Pada metode ini dilaksanakan dengan cara memberikan skala nilai pada penilaian skala kualitatif, untuk menunjukkan tingkat dan merupakan syarat dilaksanakannya metode kuantitatif.

Metode ini sedikit lebih detail dari metode kualitatif karena risiko dipisahkan dalam beberapa kategori. Hasilnya adalah angka yang dapat diterima. Nilai tingkat risiko ini kemudian dikonfirmasi dengan tabel standar yang ada (misalnya dari ANZS/Australian New Zealand Standard, No 96, 1999).

Dalam metode semi kuantitatif ini angka ditetapkan untuk kemungkinan dan konsekuensi berdasarkan pertimbangan subyektif. Kehati-hatian harus dilakukan dalam menggunakan analisis semi-kuantitatif, karena nilai yang dibuat belum tentu mencerminkan kondisi obyektif dari risiko yang ada.

3. Metode Kuantitatif.

Metode Kuantitatif adalah metode dengan cara memberikan nilai-nilai pada komponen konsekuensi dan kemungkinan. Analisis dengan metode ini menggunakan nilai numerik. Kualitas dari analisis tergantung pada akurasi dan kelengkapan data yang ada. Komponen konsekuensi ditentukan berdasarkan evaluasi dan analisis dari peristiwa yang mungkin terjadi atau berdasarkan ekstrapolasi data yang sudah ada. Probabilitas biasanya dihitung bersama-sama dengan konsekuensi. Kedua variabel ini (probabilitas dan konsekuensi) kemudian digabungkan untuk menetapkan tingkat risiko yang ada. Tingkat dari risiko dapat dihitung dengan metode kuantitatif dalam keadaan dimana konsekuensi dan kemungkinan dari kejadian dapat diukur.

C. Evaluasi Risiko

Evaluasi risiko adalah membandingkan derajat risiko yang telah dihitung pada tahapan analisis risiko dengan kriteria yang sudah ditetapkan sebelumnya (kriteria standar). Hasil evaluasi risiko digunakan untuk menentukan tingkat

penerimaan terhadap risiko tersebut, seberapa penting risiko yang ada serta menjadi dasar untuk menetapkan program tindakan lanjutan.

2.3.3.4 Pengendalian Risiko

Pengendalian risiko adalah proses pemilihan dan penerapan tindakan yang tepat untuk menghindari, memodifikasi, membagi dan menahan risiko (AS/NZS 4360:2004). Pengendalian resiko meliputi identifikasi alternatif-alternatif pengendalian resiko, analisis pilihan-pilihan yang ada, rencana, pengendalian dan pelaksanaan pengendalian.

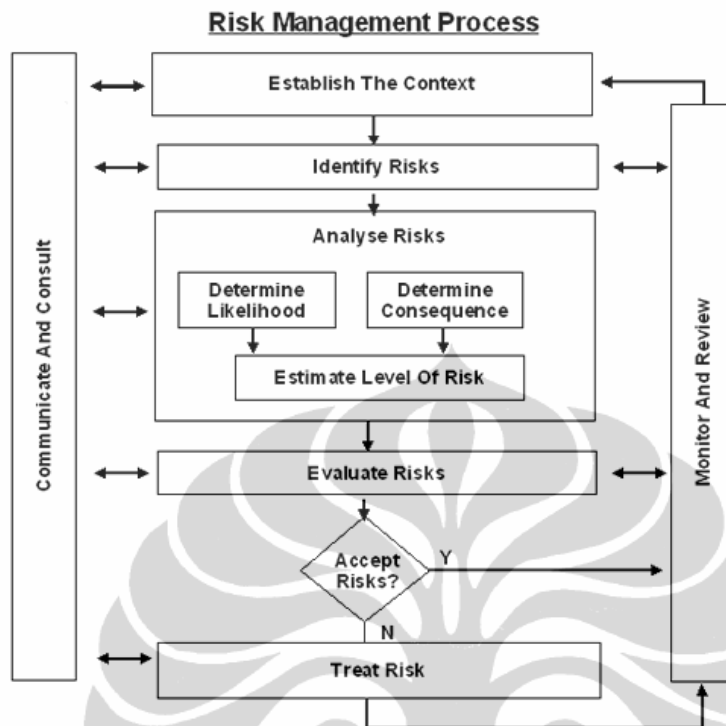
2.3.3.5 Pemantauan dan Peninjauan Ulang Risiko

Pemantauan dan tinjauan ulang adalah dasar untuk memastikan bahwa rencana manajemen risiko berjalan dengan tepat. Pemantaun ini untuk mengetahui perubahan-perubahan yang mungkin terjadi, seperti faktor-faktor yang berpengaruh terhadap konsekuensi dan kemungkinan.

2.4 **Manajemen Risiko Jalur Pipa**

Manajemen risiko diperlukan dalam pengoperasian pipa gas dan minyak bumi karena mempunyai faktor risiko bahaya yang besar. Jalur pipa tersebut kadangkala melewati pemukiman penduduk, perkebunan, hutan, jalan raya dan lainnya. Karena itu diperlukan usaha untuk menekan potensi bahaya yang mungkin timbul dalam pengoperasian pipa gas dan minyak bumi .

Manajemen risiko pipa gas dan minyak bumi pada dasarnya mempunyai konsep yang sama dengan manajemen risiko menurut AS/NZS 4360:2004 dimana ditujukan untuk mengendalikan faktor kemungkinan dan konsekuensi yang akan terjadi.



Gambar 2.3 Rincian Proses Manajemen Risiko

Sumber : AS/NZS 4360:2004

2.5 Penilaian Risiko Jalur Pipa

Dalam upaya untuk mendapatkan suatu standar penilaian resiko, maka di kembangkan suatu Model penilaian resiko. Berbagai macam model penilaian untuk mengukur tingkat resiko diantaranya dapat menggunakan:

2.5.1 *What if*

Aplikasi dari model ini adalah review dan modifikasi sistem, serta mengidentifikasi skenario bahaya yang mungkin, rencana tindak lanjut dan verifikasi kesesuaian terhadap keamanan. Bisa diterapkan pada industri kimia/proses dan manufaktur. Hasil dari analisis ini adalah daftar bahaya yang berhubungan dengan keselamatan. Cara analisis bersifat kualitatif.

2.5.2 *Fault Tree Analysis*

Fault Tree Analysis adalah tehnik analisis sistem yang digunakan untuk mendefinisikan penyebab utama dari suatu kejadian dan

kemungkinan munculnya suatu kejadian yang tidak diinginkan. FTA dapat digunakan untuk sistem yang bersifat dinamis, kompleks dan luas. Sebuah *fault tree* dapat menjadi model yang logik dan segera grafis merepresentasikan berbagai kombinasi penyebab dan kemungkinan terjadinya sesuatu kejadian yang tidak diinginkan. FTA bersifat deduktif, mentransformasi kejadian dari gambaran penyebab umum ke penyebab yang lebih spesifik. Keuntungan dari FTA adalah sangat mudah dalam penyajian, mudah untuk dimengerti, dan memperlihatkan secara jelas kemungkinan-kemungkinan penyebab terjadinya sebuah kejadian. FTA tehnik diperkenalkan oleh H. Watson dan Allison B. Mearns of Bell Labs dan digunakan untuk The Minuteman Guidance System. Kekuatan FTA dalam menganalisa diakui secara luas oleh perusahaan industri penerbangan dan nuklir dan kemudian mulai digunakan dalam melakukan evaluasi keselamatan.

Model ini merupakan refleksi dari design sistem secara keseluruhan. Terdiri dari layer, level, dan cabang-cabang yang menggunakan proses analisa repetitif. FTA dimulai dengan kejadian yang tidak diinginkan dan berlanjut pada kesalahan-kesalahan (*fault*) yang menyebabkan suatu kejadian yang tidak diinginkan terjadi

2.5.3 *Even Tree Analysis (ETA)*

Event Tree Analysis (ETA) merupakan tehnik analisis untuk mendefinikasi dan mengevaluasi serangkaian kejadian yang potensial untuk menjadi penyebab terjadinya kecelakaan. ETA menghadirkan pohon terstruktur yang ditampilkan secara visual dan logik. Tujuan dari ETA adalah untuk menentukan apakah suatu kondisi (*initial event*) akan mampu menyebabkan terjadinya kecelakaan atau apakah suatu kondisi cukup terkontrol dalam sistem keselamatan kerja dan prosedur-prosedur telah terimplementasi dalam design sistem. ETA model akan mampu memperlihatkan apakah sebuah sistem yang didesain adalah desain yang aman, tidak aman atau degradasi.

Konsep ETA muncul ketika *WASH-1400* melakukan studi pada *nuclear power plant safety study*. Tim *WASH-1400* menyadari bahwa analisa dapat dilakukan dengan menggunakan ETA yang bersifat lebih manageable dibanding FTA namun tetap melakukan analisa FTA untuk mendapatkan gambaran yang lebih luas.

Event Tree (ET) merupakan model untuk skenario kecelakaan. ET dimulai dengan *Initiating Event* (IE) dan progresnya melalui serentetan *pivotal event* (PE) hingga kondisi akhir tercapai. PE merupakan serangkaian *failure* atau *event* yang mengurangi risiko kecelakaan.

2.5.4 *Risk Base Inspection* (RBI)

Metode *Risk Based Inspection* (RBI) dikembangkan untuk optimasi perencanaan inspeksi berdasarkan resiko untuk peralatan bertekanan seperti sistem perpipaan, bejana tekan, tangki, ketel uap. Dengan penerapan metoda ini diharapkan usaha mitigasi resiko dilakukan atas dasar pengertian yang benar dari masing-masing ancaman bahaya sehingga tindakan pencegahan dan perbaikan yang tepat dapat dilakukan.

Tujuan dari RBI adalah untuk menentukan tingkat konsekuensi bila terjadi kegagalan peralatan dan seberapa besar kemungkinan (probabilitas) bila insiden itu terjadi. Penerapan RBI akan memberikan hasil pengurangan resiko atas peralatan dan fasilitas yang dilakukan penilaian dan penerimaan/pengertian atas resiko yang ada saat ini (API 580, 2002).

Dengan menggunakan model ini hasil prediksi tingkat resiko perpipaan yang diharapkan berupa suatu nilai dari sebaran nilai resiko yang menunjukkan tingkat kepastian dalam rentang 80 – 90% dan prediksi parameter yang mempengaruhi nilai tingkat resiko tersebut. Sebagai catatan nilai resiko yang diperoleh merupakan kuantifikasi nilai probabilitas dan konsekuensi suatu kecelakaan yang mungkin terjadi.

Didalam *Risk Base Inspection* tingkat risiko dihitung sebagai berikut :

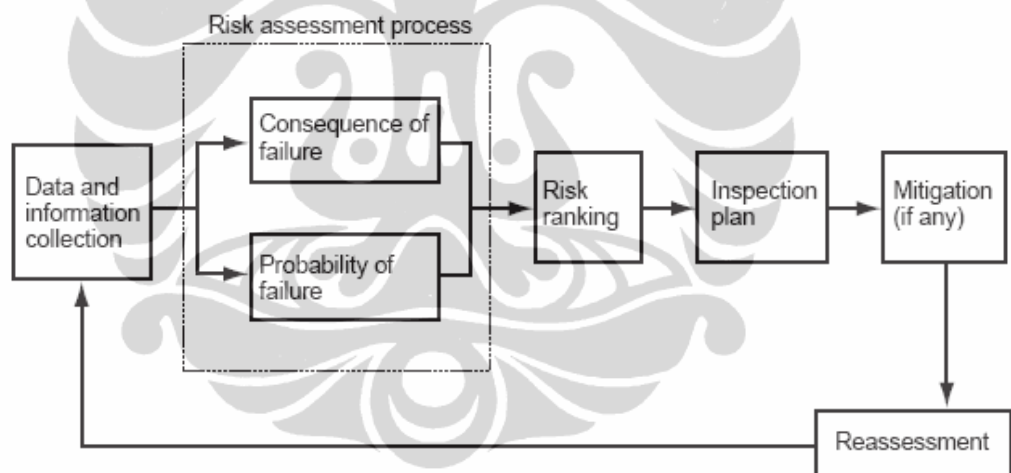
$$Risk = Probability \times Consequence$$

Dimana faktor probability terdiri dari komponen :

- a. Thinning (includes internal and external).
- b. Stress corrosion cracking.
- c. Metallurgical and environmental.
- d. Mechanical.

Sedangkan Consequency dipengaruhi komponen berikut :

- a. Safety and health impact.
- b. Environmental impact.
- c. Production losses.
- d. Maintenance and reconstruction costs.



Gambar 2.4 Proses Risk Base Inspection

Sumber : API 580:2002

Prosedur RBI dapat diterapkan secara kualitatif, kuantitatif atau dengan menggunakan kombinasi keduanya yaitu, semi-kuantitatif.

a) Pendekatan Kualitatif

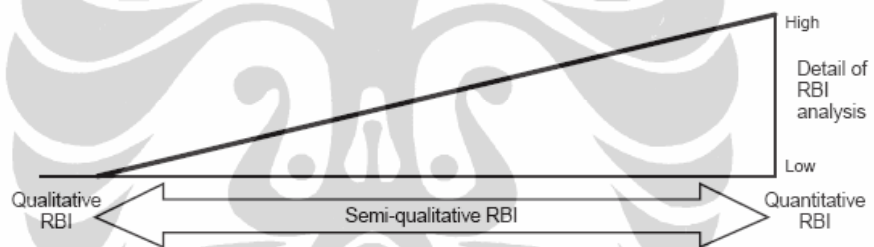
Pendekatan ini membutuhkan input data berdasarkan deskriptif. Informasi menggunakan teknik penilaian dan pengalaman sebagai dasar untuk analisis probabilitas dan konsekuensi kegagalan.

b) Pendekatan Kuantitatif

Membutuhkan informasi yang relevan tentang desain fasilitas, praktek operasi praktek, sejarah, tindakan kehandalan komponen manusia, tingkat kecelakaan, dan potensi lingkungan serta efek kesehatan.

c) Pendekatan Semi Kuantitatif

Merupakan perpaduan dari kualitatif dan kuantitatif. Hasilnya biasanya diberikan dalam kategori konsekuensi dan probabilitas bukan sebagai risiko nomor tetapi nilai numerik dapat berhubungan dengan masing-masing kategori untuk memungkinkan perhitungan risiko dan aplikasi kriteria risiko penerimaan yang sesuai.



Gambar 2.5 Pendekatan Risk Base Inspection

2.5.5 Metoda *Risk Scoring Index*

Model penilaian resiko (*risk scoring index*) yang dikembangkan oleh **W. Kent Mulhbauer** sangat cocok apabila diterapkan untuk menganalisa resiko pengoperasian pipa penyalur yang dikaitkan dengan bahaya yang ditimbulkan akibat gangguan pihak ketiga, korosi, disain & konstruksi dan kesalahan operasi. Aplikasi dari sistem ini adalah analisis penyebab kegagalan yang digunakan untuk menghitung seberapa indeks resiko tingkat kegagalan suatu alat. Model ini dapat diterapkan pada fase operasi. Hasil dari analisis ini adalah daftar skor relatif dan disajikan dalam bentuk angka numerik. Model ini banyak diterapkan pada analisa operasi pipa penyalur.

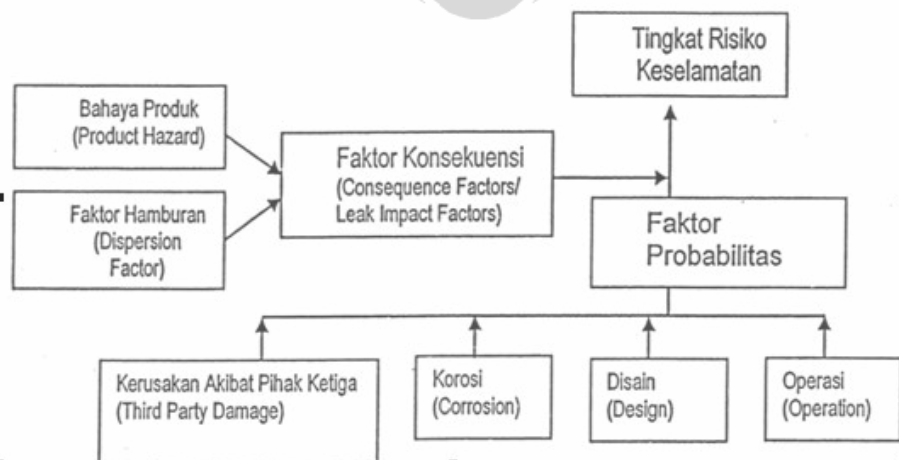
Pada teori ini penilaian dilakukan dengan memberikan bobot atau nilai kepada masing-masing elemen risiko, yaitu komponen kerusakan

oleh pihak ketiga, komponen korosi, komponen desain pipa dan komponen operasional yang tidak tepat serta karakteristik produk berbahaya, tumpahan, faktor penyebarannya dan penerima (*Receptors*). Penentuan bobot dan nilai dengan mempertimbangkan kontribusi masing-masing elemen terhadap usaha pencegahan (*attribute*) atau penanggulangan kejadian (konsekuensi). Semakin tinggi nilai akhir semakin aman sistem jalur pipa tersebut. Semakin rendah semakin tinggi tingkat risikonya. Metoda ini mempunyai keuntungannya sebagai berikut:

- ³⁵/₁₇ Waktu yang digunakan relatif cepat
- ³⁵/₁₇ Keputusan manajemen dapat dilakukan dengan cepat
- ³⁵/₁₇ Telah mempertimbangkan faktor-faktor keselamatan , lingkungan dan kesehatan dalam perhitungan tingkat risiko kebocoran pada pipa penyalur.

2.6 Model Analisis Risiko Pipa Kent Muhlbauer .

Teori W. Kent Muhlbauer merupakan implementasi penilaian risiko dengan metode semi kuantitatif yang terdiri dari kemungkinan bahaya/faktor risiko (*Index Sum*) dan konsekuensi (*Leak Impact Factor*), seperti pemodelan berikut :



Gambar 2.6 Model Analisis Risiko Pipa

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

2.6.1 Penghitungan nilai risiko

Dalam melakukan penghitungan terdiri dari tiga tahap, yaitu:

A. Kajian empat komponen risiko.

Dari kajian skor empat komponen risiko akan diperoleh "Nilai Total komponen" yaitu dengan menjumlahkan skor keempat komponen risiko sebagai berikut:

$$\text{Nilai Total komponen} = \text{Nilai komponen kerusakan oleh pihak ketiga} + \text{Nilai komponen korosi} + \text{Nilai komponen disain pipa} + \text{Nilai komponen tindakan operasi yang kurang tepat}$$

B. Kajian Faktor dampak kebocoran (*Leak Impact Factor*)

Pada kajian ini akan diperoleh nilai karakteristik produk berbahaya, nilai faktor penyebaran, nilai faktor dampak kebocoran dan nilai receptors dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$\text{Skor faktor dampak kebocoran} = \text{Nilai karakteristik produk berbahaya} / \text{nilai faktor penyebaran}$$

C. Pengukuran nilai risiko relatif (RR)

Nilai risiko relatif (RR) dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$\text{Risiko Relatif (RR)} = \frac{\text{Nilai Total komponen}}{\text{Nilai faktor dampak kebocoran}}$$

2.6.2 Faktor Risiko (index Sum)

Menurut model ini, potensi bahaya / faktor risiko pada jalur pipa gas dan minyak bumi dapat berasal dari 4 faktor berikut yaitu:

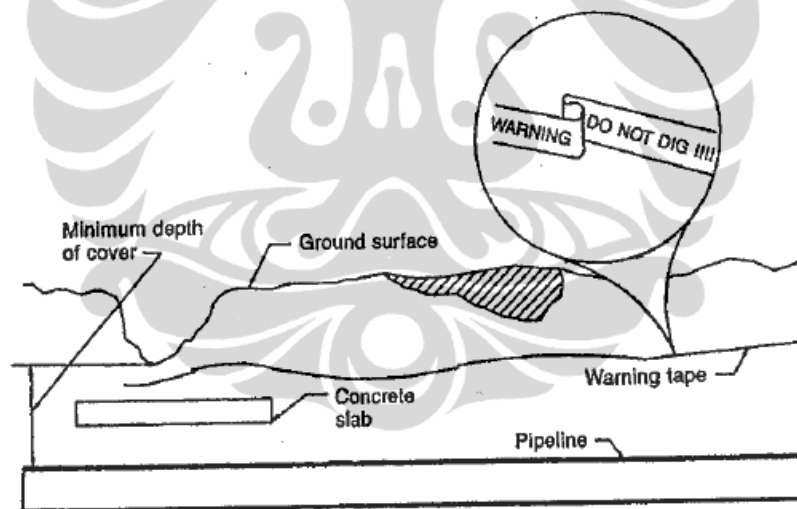
1. Kerusakan Akibat Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)
2. Korosi (*Corrosion Index*)
3. Disain (*Design Index*)
4. Kesalahan Operasi (*Incorrect Operations Index*)

2.6.2.1 Indeks Kerusakan oleh Pihak Ketiga (*Third Party Damage Index*)

Komponen-komponen yang termasuk dalam faktor indeks ini adalah sebagai berikut :

1) Kedalaman letak Pipa (*Minimum Depth cover*)

Minimum Depth of cover adalah kedalaman pipa yang terdangkal dari lapisan permukaan tanah. Lapisan permukaan dapat mencegah dan melindungi pipa dari gangguan oleh pihak ketiga. Kedalaman pipa dari permukaan tanah pada batas yang normal adalah 2,5 sampai 3 kaki, seperti persyaratan yang diinginkan oleh Departemen Transportasi Amerika Serikat. Semakin dalam lapisan permukaan, maka semakin tinggi perlindungan yang diberikan dan semakin kompleks lapisan pelindung, semakin tinggi pula tingkat keamanan pipa dari gangguan pihak ketiga.



Gambar 2.7 Minimum Depth cover

2) Tingkat Aktivitas (*Activity Level*)

Gangguan yang dikibatkan oleh pihak ketiga tergantung dari tingkat aktivitas yang mereka lakukan, semakin padat penduduk di suatu kawasan biasanya lebih banyak pula kegiatan yang dilakukan, seperti pembuatan pagar, bangunan, perkebunan, sumur, galian selokan dan lain sebagainya. Banyaknya bangunan tersebut dapat mengganggu pipa yang ditanam,

semakin banyak aktivitas yang dilakukan semakin tinggi kemungkinan gangguan yang timbul.

3) Fasilitas di atas jalur pipa (*Aboveground Facilities*)

Fasilitas-fasilitas yang terdapat di atas permukaan sepanjang jalur pipa seperti *valve*, *nozzle*, *ESV (Emergency shut valve)* dan *flare stack* untuk pembuangan gas bila diperlukan, sangat memungkinkan akan mendapat gangguan oleh pihak ketiga karena berada di atas permukaan tanah.

4) Prosedur Penempatan Jalur Pipa (*Line Locating Procedur*)

Koordinasi lintas sektoral merupakan suatu instansi pelayanan yang menerima dan memberitahukan bila ada kegiatan penggalian disekitar jalur pipa. Instansi ini akan memberitahukan secara dini kepada pihak perusahaan sehubungan dengan adanya kegiatan penggalian yang akan menimbulkan risiko disepanjang jalur pipa. Pihak perusahaan akan melakukan upaya pencegahan melalui pembinaan komunikasi dengan pihak kontraktor penggalian, atau melakukan identifikasi dan pengawasan terhadap aktivitas penggalian

5) Pendidikan masyarakat (*Public Education Program*)

Gangguan dari pihak ketiga pada umumnya disebabkan oleh faktor ketidaktahuan dan ketidaksengajaan seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, maka diperlukan program pendidikan terhadap masyarakat yang bermukim disekitar jalur pipa tersebut. Program pendidikan ini sangat penting dilaksanakan untuk menurunkan resiko gangguan yang disebabkan oleh pihak ketiga.

6) Kondisi Jalur Pipa (*Right-of-Way Condition*)

Tanda perlintasan jalur adalah cara untuk mengenali dan mengawasi area sepanjang jalur pipa. Tanda yang jelas dan mudah dikenali akan memudahkan perlindungan yang diberikan terhadap kawasan batas jalur di sepanjang pipa. Semakin mudah ROW dikenali, maka semakin kecil kemungkinan risiko yang diakibatkan gangguan oleh pihak ketiga.

7) Frekuensi Pemeriksaan Jalur Pipa (*Patrol Frequency*)

Frekuensi patroli adalah metode yang efektif untuk menurunkan gangguan oleh pihak ketiga terhadap jalur pipa, karena banyaknya kegiatan pihak ketiga yang tidak dilaporkan. Disamping itu petugas patroli dapat melakukan tindakan pendeteksian dini adanya kebocoran pipa dengan adanya bau gas, adanya gelembung udara di air di atas jalur pipa dan dapat pula mengetahui bila ada penggalian pada hari-hari sebelumnya dengan melihat bekas-bekas di lokasi penggalian tersebut. Bila hal tersebut ditemukan oleh petugas patroli, perlu dilakukan penyelidikan lebih jauh untuk memperoleh informasi, seberapa jauh aktivitas tersebut dapat mempengaruhi risiko kerusakan pipa. Semakin sering frekuensi patroli dilakukan, semakin kecil kemungkinan terjadinya peningkatan risiko terhadap pipeline oleh pihak ketiga.

2.6.2.2 **Indek Korosi (*Corrosion Index*)**

Kegagalan pipeline yang terbuat dari logam atau baja adalah disebabkan oleh korosi secara langsung atau tidak langsung. Secara sederhana dinyatakan bahwa logam yang diproduksi mempunyai kecenderungan secara alamiah untuk kembali kepada mineral asalnya. Proses ini biasanya berjalan sangat lambat. Hilangnya logam akan mengurangi ketahanan susunan (struktur) pipa dan hal ini akan meningkatkan risiko kegagalan karena terjadinya kebocoran.



Gambar 2.8 Korosi Pipeline

Mekanisme korosi pada umumnya terjadi karena adanya proses oksidasi logam yang dipengaruhi oleh kondisi lingkungan antara lain: konsentrasi oksigen, kadar garam, komposisi kimia udara, suhu dan kelembaban. Ada pula yang disebut korosi galvanis yang terjadi dengan adanya anoda, katoda, aliran listrik dan elektrolit, yang pencegahannya dapat dilakukan dengan menghambat terjadinya kontak antara komponen tersebut.

Faktor-faktor yang mempengaruhi terjadinya korosi antara lain:

- Jenis material yang digunakan
- Faktor lingkungan

Jenis material yang dipilih harus tepat dan sesuai dengan kondisi lingkungan, penempatan material yang tidak cocok pada kondisi lingkungan tertentu akan menyebabkan timbulnya korosi. Bahan-bahan pipa yang bukan dari logam atau baja, kadang-kadang mudah kena pengaruh dari lingkungannya. Sulfat dan asam didalam tanah dapat merusak bahan-bahan yang mengandung semen asbes. Beberapa plastik menurun kualitasnya apabila terpajan terhadap sinar ultraviolet. Pipa sari Polyethylene dapat dengan mudah terserang hidrokarbon, pipa Poly Vinyl Chloride (PVC) mudah digerogeti oleh binatang pengerat dan lain sebagainya. Faktor lingkungan mencakup kondisi-kondisi yang akan mempengaruhi pipa, baik eksternal maupun internal.

Pipa dapat mengalami korosi karena berbagai faktor baik internal maupun eksternal. Misalnya kondisi tanah, cuaca, dan sifat metalurgi dari pipa yang digunakan. Pada perhitungan indeks korosi ada dua faktor yang harus dikaji yaitu jenis material dan kondisi lingkungan.

Indeks Korosi ini dibagi menjadi tiga kategori yaitu:

A. Korosi akibat Udara (*Atmospheric Corrosion*)

Korosi atmosferik pada dasarnya terjadi perubahan secara kimia didalam pipa, hasil dan interaksi dengan udara dan sebagian besar interaksi biasanya menyebabkan oksidasi logam. Walaupun pipeline lintas alam sebagian ditanam, pipa-pipa itu tidak kebal seluruhnya terhadap korosi atmosferik ini.

Kondisi berikut yang mempengaruhi bobot penilaian dari kondisi pipa pada lingkungan korosi :

a) Fasilitas yang ada disekitar jalur pipa (*Susceptible facilities*)

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

Splash zone yaitu lokasi dimana pipa terpapar oleh udara dan air, secara bergantian pipa terbuka terhadap air dan udara biasanya akibat dari ombak atau air pasang. Kadang-kadang disebut *waterline corrosion* (korosi jalur air), mekanisme kerja korosi disini adalah oksigen konsentrasi sel. Perbedaan konsentrasi oksigen membentuk daerah anoda dan katoda pada logam. Pipa terpapar oleh air laut atau oleh air payau yang kandungan garamnya tinggi, maka kandungan ion yang lebih tinggi akan terjadi, sehingga proses korosi elektro kimia menjadi meningkat.

- Pelindung Pipa (*casing*)

Kondisi tertentu selubung dapat berperilaku sebagai katoda, sementara pipa berperilaku sebagai anoda, sehingga proses korosi terjadi dari kadar logam pada pipa akan menurun. Meskipun tanpa hubungan listrik, pipa sewaktu-waktu mendapat korosi udara, karena adanya selubung sering kali menjadi penimbunan air dan kemudian kering kembali. Perilaku seperti tersebut menyebabkan tingginya angka risiko karena korosi udara.

- Pelapisan Pipa (*Insulation*)

Isolasi pada pipa di atas tanah terkenal untuk menahan uap air terhadap dinding pipa, memungkinkan korosi tidak terdeteksi terlebih dahulu. Jika uap air diganti dengan air segar secara bertahap, persediaan oksigen akan segar kembali dan korosi meningkat. Sama seperti selubung, aktivitas korosi semacam itu biasanya secara tidak langsung dapat diamati dan karena itu kemungkinan besar lebih merusak.

- Penopang Pipa (*Pipe Support /hanger*).

Penyangga dan gantungan pipa dapat menyerap uap air terhadap dinding pipa dan kadang-kadang memberikan satu mekanisme untuk lepasnya lapisan atau cat. Hal ini dapat mempengaruhi korosi terutama pada bagian-bagian sambungan.

b) Kondisi udara (*Atmospheric Type*)

Sama dengan udara/air, tanah/angin bisa jadi tajam dari sudut korosi. Ketajaman ini disebabkan oleh potensi penyerapan uap air atas pipa, pergerakan tanah karena perubahan kandungan kelembaban, pendinginan dan sebagainya, juga dapat merusak lapisan pipa, logam terkupas karena elektrolit.

c. Inspeksi (*Inspection program*)

Dengan melakukan program inspeksi berkala yang baik dan terencana akan mengurangi risiko korosi. Kemungkinan terjadinya korosi akan cepat dideteksi.

B. Korosi Internal (*Internal Corrosion*)

Korosi internal ini disebabkan oleh reaksi antara dinding pipa bagian dalam dengan produk yang sedang dialirkan. Aktivitas pengkaratan disini bukan karena produknya, melainkan karena produk yang tercampur dengan zat-zat pengotor lainnya, seperti air laut tercampur di aliran gas alam lepas pantai. Adanya zat-zat pengotor seperti asam sulfida (H_2S), mikro organisms, carbon dioksida (CO_2) dan sebagainya berpotensi mengakibatkan terjadinya korosi. Korosi terbentuk oleh sel konsentrasi oksigen, dapat dipercepat jika ada ion yang berperan dalam reaksi. Reaksi sebagai bentuk korosi dari dalam, sangat perlu dipertimbangkan dalam mengkaji akibat korosi mekanis jenis dari korosi logam yang tertanam.

Dalam bentuk sederhana penilaian risiko dikarenakan korosi dari dalam hanya perlu memeriksa hal berikut ini ,

1. Tingkat korosifitas dari produk yang dialirkan kedalam jalur pipa.

Risiko dapat timbul jika material yang dialirkan bersifat *incompatible* dengan material pipa yang digunakan, maka pipa akan mudah korosi dalam waktu cepat. Selanjutnya kotoran-kotoran yang korosif dapat secara rutin tercampur ke dalam produk. Selain itu material lain yang bercampur dalam produk yang dialirkan juga dapat menyebabkan korosi.

2. Proteksi internal

Secara ekonomis sering menguntungkan, untuk mengangkut bahan perusak dalam pipa yang mudah kena serangan karat oleh zat kimia. Dalam kasus ini, perlu diambil tindakan-tindakan untuk mengurangi atau menghilangkan kerusakan tersebut. Nilai berdasarkan pada efektivitas tindakan dan akan menunjukkan bagaimana gambaran risiko dipengaruhi.

C. Korosi pipa dibawah permukaan tanah (*Subsurface Corrosion*)

Seksi ini hanya bagi pipa yang menggunakan bahan logam, yang ditanam dalam tanah dan menjadi sasaran korosi. Beberapa mekanisme korosi dapat bekerja dalam kasus pipa yang terpendam. Korosi galvanis terdapat pada satu logam atau beberapa logam dalam elektrolit dari bagian anoda dan katoda. Daya tarik menarik ini untuk elektron positif ditarik elektron negatifnya. Logam-logam mempunyai perbedaan pada elektron negatifnya dan daerah kejadian pada satu buah (lempeng) logam akan mempunyai sedikit perbedaan listrik negatif. Perbedaan yang lebih besar akan lebih kuat tendensinya untuk elektron pada aliran. Jika ada suatu hubungan listrik antara katoda dan anoda, maka aliran elektron ini memenuhi, logam akan larut pada anoda sebagai ion logam, dibentuk dan berpindah tempat dan induk logam. Sistem yang demikian, yaitu anoda, katoda, elektrolit dan hubungan listrik antara anoda dan katoda disebut suatu set galvanis. Karena tanah biasanya adalah elektrolit yang efektif, maka set galvanis dapat ditempatkan antara pipeline dan potongan lain dari logam terpendam atau sama antara dua daerah pada pipeline yang sama. Bila sebuah potongan baru dan pipa diserang pada sebuah potongan yang lama, sel galvanis dapat tetap antara dua logam. Tanah yang tidak sama dengan perbedaan dalam konsentrasi ion, oksigen atau uap air dapat juga menyebabkan anoda dan katoda pada bagian-bagian permukaan pipa. Korosi set pada tipe ini disebut konsentrasi sel.

Bila hal-hal ini tetap berlangsung maka bagian anoda akan mengalami korosi. Keadaan yang biasa pada industri sederhana memakai 2 bagian pertahanan melawan korosi galvanis pada pipeline.

Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi tingkat korosi didalam tanah sangat kompleks diantaranya :

1) Proteksi katoda (*Cathodic Protection*)

Sistem ini memberikan perlindungan pada pipa melalui mekanisme stasiun meter sel galvanis, dimana aliran elektron mengalir dari suatu anoda melalui tanah sebagai media elektrolit, dimana jalur pipa berperilaku sebagai katoda, sehingga pipa terlindungi dari korosi. Sistem yang penting adalah rectifier yang akan memberikan gaya dorong terhadap aliran listrik yang ada sehingga dapat mempertahankan terhadap perlindungan pipa. Sistem lainnya adalah menggunakan anoda karbon (*sacrifial anode*), dimana arus dan potensialnya bukan berasal dari sumber lain namun berdasarkan dari perbedaan keelektronegatifan antara katoda dan anoda. Faktor yang perlu dikaji dalam sistem ini adalah perangkat *cathodic protection* itu sendiri beserta program inspeksinya.

2) Korosifitas tanah

Derajat korosifitas tanah diukur berdasarkan resistensi tanah dan kandungan unsur-unsur yang terdapat di dalamnya. Resistensi tanah merupakan ukuran bagaimana aliran listrik mengalir sehingga proses korosi dapat berlangsung. Resistensi tanah bergantung pada berbagai faktor seperti kandungan uap air, konsentrasi ion-ion, porositas tanah, suhu dan jenis tanah. Faktor-faktor tersebut seringkali dipengaruhi oleh kondisi cuaca seperti curah hujan, temperatur lingkungan, iklim dan lain lain.

3) Kondisi pelapis (*coating*)

Pelapis pipeline biasanya adalah gabungan dari dua atau lebih lapis bahan. Pelapis harus dapat menahan beberapa kerusakan mekanis dari konstruksi awal dari pergerakan tanah dan dari perubahan suhu. Sistem pelapis yang khas termasuk aspal, polyethylene, epoxy, tar dan wrap serta tapes.

4) Umur pipeline

Pada urnumnya pipeline didisain untuk jangka waktu 30 sampai 50 tahun. Proses perubahan metalurgi pada bahan pipa akan terlihat setelah pipa tersebut terpendam selama beberapa tahun.

5) Aliran arus listrik ke logam lain yang terpendam

Kehadiran pipa logam lain disepanjang jalur pipa yang terpendam merupakan potensi risiko. Logam lain yang terpendam dapat menyebabkan hubungann pendek atau interferensi dengan sistim proteksi katoda. Pada kondisi dimana tidak dipasang proteksi katoda, maka kehadiran pipa lain menyebabkan tirnbulnya mekanisme korosi sel galvanis. Bahaya akan timbul bila pipa logam lain memiliki elektro negativitas yang lebih tinggi, maka jalur pipa utama menjadi anoda dan proses korosi terjadi.

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

Pipeline yang berada dekat dengan fasilitas transmisi AC power (transmisi listrik) dapat menimbulkann medan magnet dan medan listrik yang menyebabkan pipa menjadi bermuatan. Pipa bermuatan listrik selain berbahaya terhadap sistim pipa, juga berbahaya bagi manusia bila terjadi kontak antara transmisi listrik dengan pipa. Risiko yang terjadi tergantung dari jarak transmisi listrik dengan pipa, bobot ditentukan oleh jarak dan ada tidaknya pencegahan yang di lakukan.

7) Efek korosi mekanik (*mechanical corrosion effects*)

Fenomena kerusakan jenis ini termasuk juga *hydrogen strees corrosion cracking* (HSCC), *sulfide strees corrosion cracking* (SSCC), *hydrogen induced cracking* (HIC) atau *hydrogen embrittlement*, *corrosion fatigue* dan erosi. Faktor-faktor yang berkontribusi dalam hal ini adalah tekanan (*stress*), kondisi lingkungan dan tipe logam. Ketiga faktor tersebut saling mendukung dan sangat mempengaruhi terjadinya mechanical corrosion. Stress level dinilai berdasarkan persentasi tekanan operasi dibandingkan dengan Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP). Penilaian faktor lingkungan termasuk faktor eksternal (*soil corrosivity*) dan faktor internal (*product corrosivity*).

8) *Test Leads (Lead Box)*

Test leads merupakan metode untuk memonitor keefektifan sistim proteksi katoda. Melalui test leads dapat dilakukan pengukuran dengan volt meter dan elektroda pembanding untuk mengetahui potensial pipa terhadap tanah. Hasil

pengukuran akan menunjukkan derajat perlindungan pipa, yang diperlihatkan oleh aliran arus listrik, besamya arus dan arcs listrik.

9) *Close Internal Surveys*

Close Interval Potential Surveys (CIPS) adalah teknik untuk mengetahui gambaran keseluruhan di sepanjang jalur pipa. Teknik ini memberikan profil potensial pipa terhadap tanah di sepanjang jalur pipa karena pembacaan dilakukan setiap 2-15 kaki.

Close Interval Potential Surveys menginformasikan lokasi-lokasi terdapatnya interferensi, baik yang berasal dari pipa logam lain, interferensi karena adanya casing, lokasi dimana sistim proteksi katoda tidak bekerja dengan baik, sampai lokasi yang terdapat cacat coating.

10) Penggunaan perangkat inspeksi Internal (*Internal Inspection Tool*)

Inspeksi internal adalah indikator langsung terhadap aktivitas korosi, mencerminkan gambaran pipa yang sesungguhnya. Alat yang digunakan inspeksi internal adalah *intelligence pig*. Alat ini ada yang dilengkapi dengan teknologi ultrasonik atau *fluks magnet*. Peralatan ultrasonik didasarkan pada gelombang suara untuk mengukur secara kontinyu ketebalan dinding pipa bersama *peralatan pigging* yang berjalan di sepanjang jalur pipa. *Fluks magnet* menghasilkan medan magnet. Hasil inspeksi internal menggunakan pigging memberikan gambaran yang rinci mengenai setiap perubahan atau cacat yang terjadi pada dinding pipa, seperti terjadinya patahan pada pipa, cacat coating, ukuran cacat yang terjadi, ukuran logam yang hilang dan lain sebagainya.

2.6.2.3 Indeks Disain (*Design Index*)

Disain meliputi masalah teknis dan kondisi lingkungan. Disain secara teknis meliputi kekuatan pipa, ketebalan pipa, tekanan operasi, daya tahan terhadap korosi baik internal maupun eksternal, factor fisik, faktor keselamatan, keamanan dan lain sebagainya. Sedangkan kondisi lingkungan yang menjadi bahan pertimbangan antara lain, potensi tanah terhadap longsor, pergerakan dan patahan lapisan tanah serta berat beban timbunan tanah di atas sepanjang jalur pipa.

Komponen ini terdiri dari 6 variabel sebagai berikut:

1) Faktor keselamatan (*Safety Factor*)

a. Faktor Keselamatan Pipa (*Pipe Safety Factor*)

Faktor ini untuk melihat sejauh mana sistem keselamatan pipa ditinjau dari besarnya perbandingan antara ketebalan pipa yang digunakan (*actual*) dengan ketebalan pipa yang sesuai dengan desain, perbandingan ini dinyatakan dalam bentuk nilai t , semakin besar nilai t maka semakin bagus sistem keselamatan pipa dan semakin besar nilai yang diperoleh.

b. Faktor sistem keselamatan (*System Safety Factor*)

Pertimbangan pada bagian ini yaitu perbedaan antara tekanan disain dan tekanan aktual. Perlu pengkajian persyaratan ketebalan dinding pipa dengan memasukkan semua komponen sistem pipa saluran dengan cara menghitung nilai perbandingan ketebalan pipa atau ratio t , yang menggambarkan perbandingan antara % MAOP dan disain tekanan. Jika nilai t sama dengan 1, berarti tidak ada sistem keselamatan yang diterapkan. Dan bila t lebih kecil dari 1, maka sistem keselamatan yang ada dianggap gagal. Bila nilai t lebih besar dari 1, berarti sistem keselamatan dioperasikan dibawah standar tekanan MAOP komponen tersebut. Persentase MAOP mencerminkan tekanan rata-rata dari komponen yang paling lemah. Apabila pernah tercapai MAOP, maka sistem keselamatan yang ada di anggap gagal. (Kent, 2004)

2) Faktor Fatik (*Fatigue Factor*)

Fatik adalah kelemahan dari suatu material, penyebab terjadinya fatik pada pipa disebabkan oleh beberapa faktor antara lain tekanan yang sangat tinggi, kondisi permukaan, geometri, proses material, kekerasan material, kekerasan retakan dan proses pengelasan. Pada penelitian ini, peneliti tidak menentukan kegagalan karena fatik, tetapi hanya menentukan besarnya % MAOP yang pernah terjadi dan siklus tekanan yang dapat mempengaruhi terjadinya fatik pada pipa. Jika persentase MAOP semakin besar, maka siklus tekanan yang terjadi semakin tinggi dan kemungkinan terjadinya fatik semakin besar. Penilaian pada faktor kelelahan ditentukan

oleh 2 komponen yaitu % MAOP (Maksimum Allowable Operating Pressure) dan jumlah lifetime cycles.

3) Potensial Gelombang (*surge potential*)

Surge potensial adalah tekanan gas/ fluida terhadap jalur pipa, akibat aliran gas/ fluida. Mekanisme umum dari terjadinya gelombang adalah konversi energi kinetik menjadi energi potensial. Jumlah masa produk yang mengalir dan besarnya energi kinetik yang timbul, terutama bila terjadi perubahan masa secara tiba-tiba. Untuk menilai potensial gelombang yang ada jika ditemukan faktor-faktor berikut: *closure devices*, *equipment*, *fluid modulus* dan *fluid velocity*, prosedur operasi untuk mencegah gelombang dan tidak ada *mechanical preventors*.

Interpolasi antara faktor-faktor tersebut sebagai dasar untuk menentukan penilaian, semakin besar interpolasi maka semakin besar potensi gelombang. Interpolasi digambarkan melalui perubahan tekanan gelombang yang lebih besar dari 10% MAOP. (Kent, 2004)

4) Sistem Tes Hidrostatik (*System Hydrostatic Test*)

Tes hidrostatik adalah tes tekanan dalam jalur pipa yang diisi dengan air, kemudian ditekan sampai nilai tekanan yang telah ditetapkan dan tekanan tersebut ditahan selama waktu yang telah ditentukan. Tes ini dilakukan untuk mengetahui besarnya tekanan maksimum yang pernah dicapai pada operasi normal pipeline, maka tes hidrostatik harus dilakukan seaktual mungkin untuk mengetahui tekanan maksimum yang terakhir dilakukan. Penilaian efektifitas tes hidrostatik didasarkan pada waktu dilakukan tes, semakin terakhir tes dilakukan maka efektifitas tes hidrostatik semakin dianggap baik. (Kent, 2004).

5) Pergerakan Tanah (*Soil Movement*)

Kondisi pergerakan tanah tertentu mungkin mempengaruhi tekanan pipa. Gerakan tanah yang tiba-tiba dengan sangat kuat serta katastropis atau dalam waktu yang lama, dapat mempengaruhi disain pipa. Pada saat penentuan disain, kemungkinan pengaruh pergerakan tanah ini, ditentukan berdasarkan kondisi tanah masa lampau dan kondisi saat ini.

2.6.2.4 Indeks Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*)

Tindakan operasional yang kurang tepat dapat terjadi pada tahap disain, operasi dan pemeliharaan. Indeks kesalahan operasi akan menentukan potensi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam pengoperasian pipa.

Pengkajian risiko pada umumnya terbatas pada kesalahan operator, sedangkan kesalahan akibat pengrusakan oleh masyarakat umum tidak termasuk dalam evaluasi indeks ini. Hal penting adalah memperkirakan kesalahan sekecil apapun yang mungkin terjadi yang dapat menyebabkan kerentanan kerusakan sistem operasi. Komunikasi yang baik antara operator yang menjalankan sistem dapat mencegah atau mengurangi terjadinya kecelakaan.

Kajian penilaian komponen tindakan operasi yang kurang tepat terdiri dari 5 kategori yaitu:

1) Tahap disain

Sebelum tahap pembuatan rancangan dilakukan, perlu diidentifikasi jenis bahaya yang mungkin berasal dari lingkungan sekitar pipa seperti udara, tanah dan air serta produk yang akan dialirkan melalui pipa. Daya tahan pipa terhadap tekanan internal yang diterima merupakan salah satu faktor yang menentukan disain pipa.

2) Tahap konstruksi

Untuk menjamin pekerjaan konstruksi yang baik, selama pekerjaan konstruksi berlangsung diperlukan pengawasan yang sebaik-baiknya.

3) Tahap pengoperasian

Pada tahap pengoperasian faktor kesalahan manusia oleh tindakan yang kurang tepat sangat besar.

Program yang dapat dilakukan untuk menekan risiko pada operasi antara lain yaitu:

- Adanya prosedur kerja yang menyangkut semua kegiatan operasi pipa dan tersedia dilapangan serta diketahui oleh seluruh pekerja
- Adanya Supervisory Control and Acquisition (SCADA)
- Adanya program tes ketergantungan obat
- Adanya program keselamatan kerja

- Adanya survey
- Adanya program pelatihan
- Adanya alat pencegah kesalahan mekanik
- Adanya program kegiatan pemeliharaan

4) Tahap Pemeliharaan

Pada variabel ini dinilai kelengkapan sistim pencatatan pemeliharaan yang dilakukan, sistim penjadwalan pemeliharaan dan kelengkapan prosedur pemeliharaan pipa yang dilaksanakan, sebagai berikut:

1. Dokumentasi
2. Jadwal pemeliharaan
3. Prosedur-prosedur pemeliharaan

2.6.3 Faktor Dampak Kebocoran (*Leak Impact Factor*)

Perhitungan faktor dampak kebocoran bertujuan untuk mempelajari konsekuensi risiko yang akan timbul bila terjadi kebocoran pipeline. Dalam hal ini perlu diperhatikan antara lain:

- ³⁵₁₇ Potensi Bahaya yang ditimbulkan oleh karakteristik produk dalam pipa produksi (*Hazard Potensial*)
- ³⁵₁₇ Kemungkinan dari bahaya yang akan terjadi (*Probability*)
- ³⁵₁₇ Konsekuensi dari bahaya bila terjadi (*Consequensi*)

Terdapat 2 faktor yang mempengaruhi terhadap besarnya dampak bila terjadi kebocoran jalur pipa yaitu jenis produk yang mengalir dalam pipa dan lingkungan di sekitarnya. Dari hal tersebut diatas ada 4 faktor yang mempengaruhi dampak kebocoran pipa, yaitu :

- 1) Bahaya Product (*Product Hazard = Acute Hazard & Chronic Hazard*)
- 2) Jumlah Tumpahan (*Leak /Spill Volume*)
- 3) Penyebaran (*Dispersion*)
- 4) Penerima (*Receptor*)

Sehingga bisa diketahui besarnya nilai dampak dari kebocoran (Leak impact factor/LIF) dari ke 4 faktor diatas sebagai berikut :

$$LIF = PH / D$$

Dimana ,

LIF = Leak Impact Factor

PH = Product Hazard

LV = Leak Volume

D = Dispersion

$$= LV / R$$

R = Receptor

2.5.3.1 Bahaya Produk (*Product Hazard*)

Pada saat mempelajari pengaruh dari kebocoran pipa, maka dilakukan perbedaan antara bahaya akut (*Acute*) dengan bahaya kronis (*Chronic*).

a) Bahaya Akut (*Acute Hazard*)

Bahaya akut adalah bahaya yang terjadi secara tiba-tiba, sehingga memerlukan perhatian yang cepat untuk mengatasi bahaya tersebut. Contoh bahaya ini seperti : kebakaran, ledakan, atau pajanan bahan beracun.

Dalam penilaian bahaya product yang dialirkan harus diketahui skor dari flammabilitas (Nf), Reaktivitas (Nr), Toksisitas (Nh) agar bisa dinilai bahaya akutnya.

³⁵/₁₇ *Flamability* (Nf)

Kebanyakan hidrokarbon mempunyai kemampuan terbakar (*Flammability*).

Sebagai indikator bisa diketahui dari titik nyalanya (*flashpoint*). Berikut ini

besarnya Nf sesuai standar NFPA :

Non Combustible	Nf = 0
FP > 200° F	Nf = 1
100°F < FP < 200°F	Nf = 2
FP < 100°F dan BP < 100°F	Nf = 3
FP < 73°F dan BP < 100°F	Nf = 4

³⁵/₁₇ *Reactivity* (Nr)

Material yang akan dialirkan melalui pipa perlu di perhatikan apakah dia mempunyai sifat yang tidak stabil atau reaktif pada kondisi tertentu. Nilai ini disebut nilai reactivity (Nr) yang harus dimasukkan dalam penilaian bahaya suatu produk

Berikut ini besarnya Nr sesuai standar NFPA :

Stabil walau terbakar dan tidak bereaksi dengan air	Nr = 0
Reaktif ringan pada pemanasan dengan tekanan	Nr = 1
Kereaktifan berpengaruh nyata bahkan tanpa pemanasan	Nr = 2
Kemungkinan meledak dengan pembatasan	Nr = 3
Kemungkinan meledak tanpa pembatasan	Nr = 4

³⁵/₁₇ Toxicity (Nh)

Material yang akan dialirkan melalui pipa perlu di perhatikan juga bahaya terhadap tingkat kesehatan manusia. Besarnya Nr sesuai standar NFPA :

Tidak ada risiko kesehatan	Nh = 0
Hanya luka kecil	Nh = 1
Memerlukan tindakan medis untuk menghindari sakit sementara	Nh = 2
Menyebabkan luka serius	Nh = 3
Menyebabkan kematian atau luka serius pada paparan yang singkat	Nh = 4

b) Bahaya Kronis (*Chronic Hazard/RQ*)

Bahaya Kronis adalah penyebaran (dispersi) dari produk yang bisa menyebabkan kontaminasi dengan lingkungan bila terjadi kebocoran, dengan memperhitungkan 2 faktor sebagai berikut :

³⁵/₁₇ Tingkat/besarnya produk yang akan tersebar

³⁵/₁₇ Tingkat populasi dari manusia, hewan, atau tumbuhan disekitar terjadinya kebocoran.

Tabel 2.1 Pedoman klasifikasi bahaya (*NFPA Standard*)

Rating	Health Hazard	Flammability Hazard	Instability Hazard
4	Can be lethal	Will vaporize and	May explode at

		readily burn at normal temperatures	normal temperature and pressures
3	Can cause serious or permanent injury	Can be ignited under almost all ambient temperature	May explode at high temperature or shock
2	Can cause temporary incapacitation or residual injury	Must be heated or high ambient temperature to burn	Violent chemical change at high temperatures or pressures
1	Can cause significant irritation	Must be preheated before ignition can occur	Normally stable. High temperature make unstable
0	No hazard	Will not burn	Stable

Tabel 2.2
Karakteristik Produk Melalui pipa menurut NFPA dan CERCLA

Nama produk	Titik Didih (F)	Bahaya kesehatan (Nh)	Bahaya kebakaran (Nf)	Bahaya Reaktivitas (Nr)	Bahaya kronik (RQ)
Benzene	176	2	3	0	8
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
Ethylbenzene	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
Hidrogen	-422	0	4	0	0
Hydrogen Sulfide	-76	3	4	0	6
Isobutane	11	1	4	0	2
Isopentane	82	1	4	0	6
Jet Fuel		1	3	0	6
Jet Fuel A& A1		0	2	0	6
Kerosene	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
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

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

Tabel 2.3
Kecepatan Pelepasan Produk Berdasarkan Nilai RQ

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

Sumber : Pipeline risk management manual, 2004

2.5.3.2 Volume Kebocoran (*Leak Volume*)

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

a. Model pelepasan (*release model*)

Harus dilakukan identifikasi apakah jenis produk yang mengalir di dalam pipa adalah cairan atau gas setelah mengalami pelepasan agar dapat diketahui skor tumpahan. Ada beberapa model pelepasan antara lain :

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

b. Ukuran lubang (*hole size*)

Ukuran lobang harus dipertimbangkan dalam mengestimasi potensi mekanisme kerusakan dan jenis material yang dikandung pipa tersebut. Mekanisme kerusakan dapat berupa dampak korosi yang secara lambat dapat membuat keretakan dan lambat laun dapat menjadi lobang besar. Ukuran lubang ditentukan oleh kegagalan yang dipengaruhi oleh fungsi dari material pipa, kondisi ketegangan dan penyebab kegagalan besar.

c. Waktu reaksi (*reaction times*)

Waktu yang dibutuhkan untuk menghentikan operasional bila ada kebocoran. Pompa akan berhenti secara otomatis bila ada identifikasi kebocoran

2.5.3.3 Penyebaran (*Dispersion*)

Penyebaran dari produk yang bisa menyebabkan kontaminasi dengan lingkungan bila terjadi kebocoran pipa. Nilai dihitung dengan memperhitungkan 2 faktor sebagai berikut :

³⁵/₁₇ Tingkat/ besarnya produk yang akan tersebar.

³⁵/₁₇ Tingkat populasi dari manusia, hewan, atau tumbuhan disekitar terjadinya kebocoran.

Bahaya paling utama pada pipa penyaluran adalah bocoran (*leaks*) dan tumpahan (*spills*), bila tidak diantisipasi dapat menimbulkan kebakaran dan keracunan. Kebakaran merupakan perhatian dari segi keselamatan (*safety*) sedangkan keracunan merupakan perhatian lingkungan. Jika kebocoran pada terjadi saluran pipa gas, dimana gas memiliki tingkat kebebasan lebih maka akan lebih cepat menyebar. Gas yang mudah terbakar akan segera bercampur dengan oksigen sehingga menghasilkan campuran yang mudah menyala.

Berikut ini kemungkinan yang dapat terjadi dari *release flammable fluid* antara lain adalah:

³⁵/₁₇ *Safe dispersion*, muncul saat fluida yang mudah terbakar keluar dan kemudian berdispersi tanpa penyalaan. Fluid berdispersi pada konsentrasi dibawah batas penyalannya

³⁵/₁₇ *Jet fires*, muncul saat *high-momentum gas, liquid*, atau *release 2 fasa* menyala

³⁵/₁₇ *Explosion*, muncul dalam kondisi tertentu saat *flame front* merambat dengan sangat cepat

³⁵/₁₇ *Flash fire*, muncul saat awan material terbakar dibawah kondisi yang tidak menggenerasikan kelebihan tekanan yang signifikan

³⁵/₁₇ *Fireball*, muncul saat bahan bakar dengan kuantitas besar keluar dan tercampur dengan udara sekitar

³⁵₁₇ *Pool fires*, disebabkan *liquid pool* dari material mudah terbakar menyala

Sedangkan mekanisme potensi konsekuensi akut pada kebakaran akibat kebocoran gas melalui pola *Jet Fire, dimana*. Gas yang bocor akan menimbulkan penyalaaan dan berikutnya adalah api (*fire*). Radiasi panas dari jet fire yang terus menerus atau semburan api yang timbul kemungkinan besar didahului oleh bola api (*fireball*) yang merupakan bahaya utama pada penduduk disekitar.

2.5.3.4 Penerima (*Receptors*)

Penerima (*receptor*) adalah sesuatu yang dapat menderita oleh karena kebocoran pada jalur pipa seperti kematian, kerusakan properti, kerusakan lingkungan dan biaya perbaikan. Kerusakan ini tergantung dari intensitas dan durasi peristiwa. Semakin tinggi durasi dan intensitas maka semakin besar pula kerusakan yang ditimbulkannya.

Untuk penilaian perlu diperhatikan hal berikut ini :

- a) Karakteristik *receptor* (type penduduk, bangunan, dan lain-lain)
- b) Kepadatan *receptor* (unit per area)
- c) Kemudahan terserangnya *receptor*
- d) Jarak dari perlindungan dari *receptor*

2.6 Penentuan Seksi Jalur Pipa

Untuk mendapatkan gambaran resiko secara akurat maka perlu ditetapkan kriteria suatu seksi jalur pipa. Semakin kecil panjang seksi, semakin tinggi tingkat akurasinya. Tetapi perlu juga di pertimbangkan faktor pengumpulan data, waktu, biaya monitoring. Untuk penentuan seksi ini bisa dilakukan beberapa pendekatan dengan memperhatikan hal berikut ini :

- a. Kondisi tanah
- b. Kondisi coating
- c. Kepadatan jumlah penduduk
- d. Usia Pipa

2.7 Evaluasi Risiko

Hasil penilaian risiko selanjutnya perlu dilakukan evaluasi risiko untuk mendapatkan hasil peringkat risiko. Standar manajemen risiko menurut AS/NZS serta API (American Petroleum Institute) mengklasifikasikan risiko sebagai berikut :

Tabel 2.4 : Kriteria Risiko

Risk Score	Risk Categories		Reference for Pipeline relative Risk score (RRS)
17-25	High (Intolerable)	High Risk, Manage risk utilizing prevention and/or mitigation with highest priority . Promote issue to appropriate management level with commensurate risk detail	1 - 100
10-16	Significant (Tolerable)	Significant Risk, Manage risk utilizing prevention and/or mitigation with highest priority. Promote issue to appropriate management level with commensurate risk detail. Risk is tolerable if ALARP	101 - 200
5 - 9	Medium (Acceptable)	Medium Risk with control Verified. No mitigation required where controls can be verified as functional. ALARP should be evaluated as necessary	201 - 300
1 - 4	Low (Acceptable)	Low Risk . No mitigation required.	301 - 400

Sumber : API, 2002

2.8 Keterbatasan Model W.Kent Muhlbaeur

Model W.Kent Muhlbaeur untuk penilaian risiko jalur pipa W dalam penerapannya mempunyai beberapa keterbatasan sebagai berikut :

- ³⁵/₁₇ Bobot nilai yang diberikan kepada faktor-faktor probabilitas sama, sehingga tidak menggambarkan besar pengaruh sesungguhnya faktor-faktor tersebut pada risiko kebocoran pipa

- ³⁵₁₇ Dalam pembobotan pada faktor indek kerusakan akibat pihak ketiga, tidak memperhitungkan aksi sabotase, pencurian dan pengrusakan yang disengaja atau vandalisme serta aksi terorisme
- ³⁵₁₇ Tidak memperhitungkan kejadian secara luar biasa misalnya bencana alam gempa bumi yang bisa menyebabkan kerusakan dari sistem pipeline, dimana gempa bumi sangat berpotensi terjadi di pulau sumatera.
- ³⁵₁₇ Hanya risiko pada masyarakat umum yang menjadi perhatian dalam model penilaian risiko ini. Sedangkan risiko spesifik terhadap operator pipa dan karyawan tidak diperhitungkan.
- ³⁵₁₇ Belum memperhitungkan kerugian financial yang disebabkan berhentinya operasional pipeline seperti *lost production cost* atau kerugian karena berhentinya produksi gas serta biaya perbaikan kerusakan peralatan atau instalasi pipa. Selain itu kerugian karena menurunnya reputasi perusahaan karena pencemaran lingkungan juga belum diperhitungkan.

2.9 Peraturan-peraturan yang berkaitan dengan risiko.

Dalam pelaksanaan keselamatan dan kesehatan kerja di sektor industri minyak dan gas bumi, didasarkan pada undang-undang dan peraturan-peraturan berikut:

- ³⁵₁₇ Undang-undang nomor I tahun 1970, tentang keselamatan kerja.
- ³⁵₁₇ Peraturan pemerintah nomor 11 tahun 1979, tentang keselamatan kerja pada pemurnian dan pengolahan minyak dan gas bumi, khususnya pada Bab X pasal 22 ayat I sampai dengan 6 mengenai pipeline. Peraturan tersebut dikeluarkan dengan pertimbangan untuk menunjang kelancaran operasi pertambangan minyak dan gas bumi melalui pipeline, perlu ditingkatkan upaya pencegahan timbulnya bahaya dan kegagalan penyaluran produk melalui pipeline.
- ³⁵₁₇ Peraturan Menteri Tenaga Kerja No.05/PERMEN/1996 tentang Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja, Lampiran 1

Pedoman Penerapan Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja, butir 3 Penerapan, ayat 3.3 tentang Identifikasi Sumber Bahaya, Penilaian dan Pengendalian Risiko, menjelaskan bahwa: sumber bahaya yang teridentifikasi harus dinilai untuk menentukan tingkat risiko yang merupakan tolak ukur kemungkinan terjadinya kecelakaan dan penyakit akibat kerja.

³⁵₁₇ Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No.300K/38/M.PE/1997 tentang Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak Dan Gas Bumi.



BAB 3

KERANGKA KONSEP DAN DEFINISI OPERASIONAL

3.1. Kerangka Teori

Berdasarkan kerangka teori manajemen risiko yang telah diuraikan pada

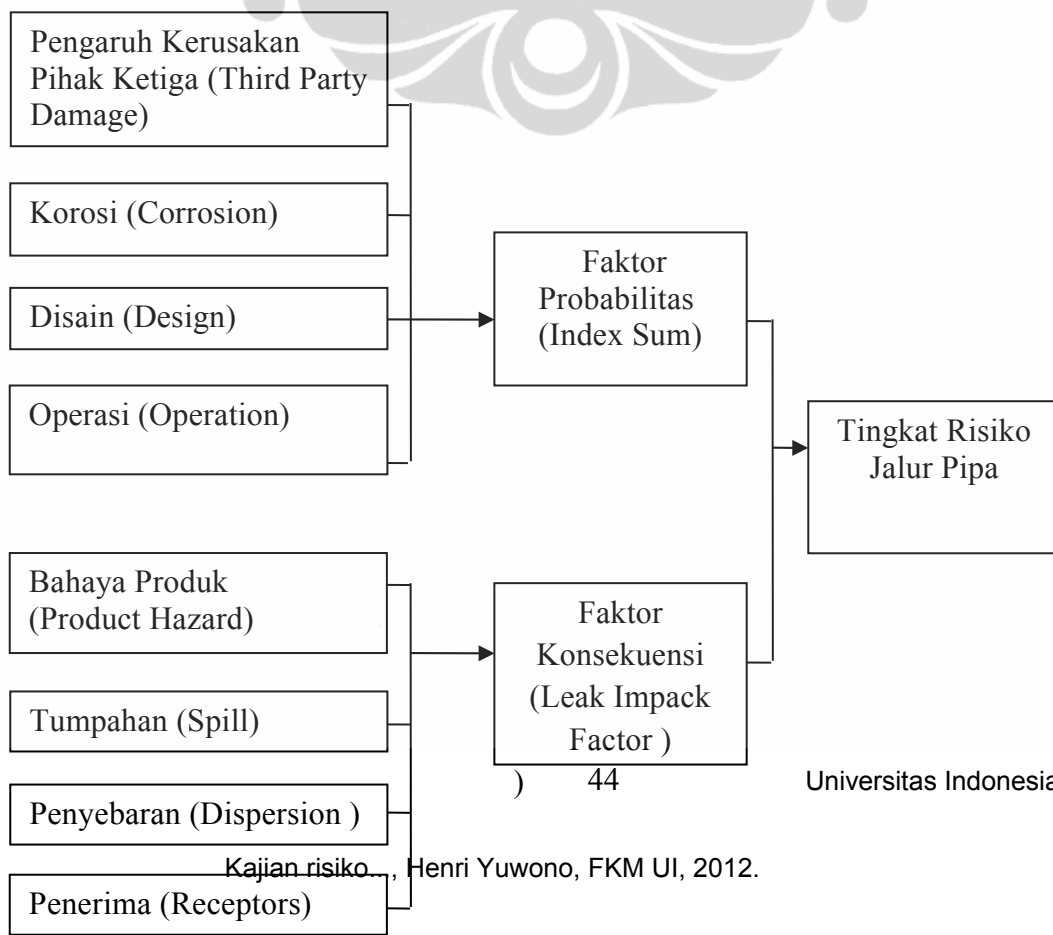
bab sebelumnya dimana proses kegiatan dimulai dari perencanaan, pelaksanaan, pengukuran dan tindak lanjut berkesinambungan, maka pengendalian risiko yang berkaitan dengan kegiatan kerja (manusia, peralatan dan lingkungan) dapat terciptanya situasi atau tempat kerja yang aman, efisien dan produktif.

Adapun manajemen risiko pipeline adalah hal-hal yang berkaitan dengan kegiatan kajian risiko (*risk assessment*), pengendalian risiko (*risk control*), monitoring dan kaji ulang serta *feedback*.

Khusus untuk mengetahui risiko pada pipeline secara menyeluruh (penyebab dan tindakan pengendaliannya) menggunakan metode yang dikembangkan oleh W.Kent Muhlbauer (2004).

3.2. Kerangka Konsep

Faktor-faktor risiko yang difokuskan dalam penelitian ini dipengaruhi oleh variabel probabilitas yang terdiri dari pengaruh pihak ketiga, korosi, durasi, operasi serta variabel konsekuensi yang lebih di fokuskan ke resiko kebocoran yang terdiri dari bahaya produk, tumpahan, penyebaran, penerima. Semua variable tersebut dituangkan dalam kerangka konsep sebagai berikut :





Gambar 3.1 Kerangka Konsep Penelitian

3.3. Definisi operasional

3.3.1. Indek kerusakan oleh pihak ketiga (*Third party damage index*)

- Definisi *Third Party Damage Index* adalah nilai yang mendeskripsikan potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang disebabkan faktor lain yang bukan merupakan faktor internal pengoperasian pipa. Pada komponen ini dinilai besarnya risiko yang disebabkan karena kerusakan oleh pihak ketiga dan sejauh mana pelaksanaan manajemen risiko kerusakan oleh pihak ketiga telah dilakukan. Bobot yang diberikan berdasarkan faktor-faktor *Minimum Dept of Cover, Activity Level, Aboveground Facilities, Line Locating, Public Education, Right of Way Condition, Patrol Frequency*.
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring tingkat pemenuhan terhadap persyaratan masing-masing komponen.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya akibat kerusakan dari pihak ketiga.
- Hasil Ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah

ditentukan.

3.3.2 Indek korosi (*Corrosion index*)

- Definisi *Corrosion Index* adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang disebabkan oleh adanya korosi sehingga menyebabkan kerusakan pada jalur pipa.
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring tingkat pemenuhan terhadap persyaratan masing-masing komponen.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen yang termasuk dalam potensi bahaya akibat kerusakan dari pihak ketiga.
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.3 Indek desain (*Design index*)

- Definisi *Design Index* adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, sebagai akibat hubungan antara disain awal pipa dengan proses pengoperasian yang belum benar atau ketidak patuhan pada persyaratan desain.
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring tingkat pemenuhan terhadap persyaratan masing-masing komponen.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen potensi bahaya akibat kerusakan dari pihak ketiga.
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.4 Indek kesalahan pengoperasian (*Incorrect ooperation index*)

- Definisi *Incorrect Operation Index* adalah potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan oleh adanya kesalahan manusia dan merupakan kumpulan bagian-bagian yang dapat dicegah kerusakannya.
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring tingkat pemenuhan terhadap persyaratan masing-masing komponen.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis pada komponen

yang termasuk dalam potensi bahaya akibat kerusakan dari pihak ketiga.

- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.5 Faktor probabilitas (*index Sum*)

- Definisi *Index Sum* adalah nilai yang merupakan kumpulan dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.
- Cara ukurnya dengan melakukan penjumlahan skor potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.
- Hasil ukurnya adalah dari skor penjumlahan dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.

3.3.6 Bahaya produk (*Product hazard*)

- Definisi *Product Hazard* adalah bahaya-bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan oleh faktor karakteristik atau sifat-sifat dari produk itu sendiri.
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring yang sesuai dengan karakteristik dari produk itu sendiri dengan mengacu pada MSDS (*Material Safety Data Sheet*) material tersebut.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis yang sesuai dengan karakteristik dari produk itu sendiri dengan mengacu pada MSDS material tersebut.
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.7 Faktor penyebaran (*Dispersion factor*)

- Definisi *Dispersion factor* adalah bahaya-bahaya yang telah

diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan kebocoran gas terhadap penduduk di sekitar jalur pipa gas tersebut , yang kemungkinan terkena dampak bila terjadi kebocoran

- Cara ukurnya dengan melakukan pembagian skor tumpahan gas dan jumlah populasi yang tinggal di sekitar jalur pipa gas tersebut
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.8 Faktor Tumpahan (*Spill*)

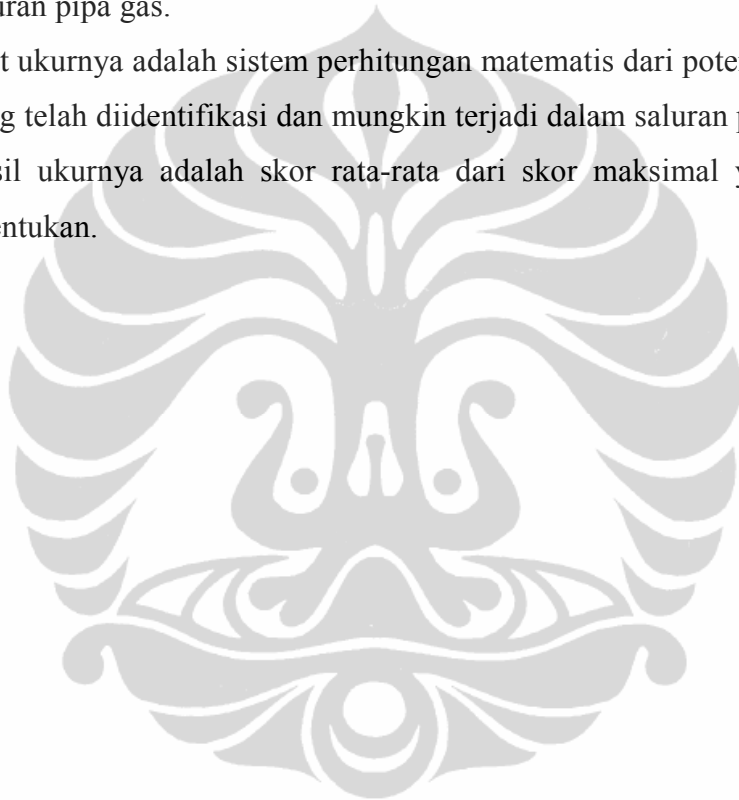
- Definisi *Spill* adalah bahaya-bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan oleh faktor karakteristik penyebaran kebocoran fluida di sekitar jalur pipa gas tersebut .
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring pada penyebaran gas tersebut yang disesuaikan dengan karakteristiknya.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari karakteristik dari penyebaran gas tersebut.
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.9 Faktor Penerima (*Receptor*)

- Definisi *Receptor* adalah bahaya-bahaya yang telah diidentifikasi dan dikategorikan, yang diakibatkan oleh faktor jumlah penduduk di sekitar jalur pipa gas tersebut , yang kemungkinan terkena dampak bila terjadi kebocoran
- Cara ukurnya dengan melakukan skoring pada jumlah bangunan sepanjang 1,6 kmdan lebar 0,4 km di sekitar jalur pipa tersebut.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari bangunan tersebut
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.

3.3.10 Indek Dampak Kebocoran (*Leak Impack Factor*)

- Definisi *Leak Impack Factor* adalah besaran risiko atau bahaya yang ada dalam operasi jalur pipa, baik dari produk yang mengalir atau konsekuensi bocoran terhadap lingkungan dan sekitarnya.
- Cara ukurnya dengan membagi skor product hazard dan faktor penyebaran yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.
- Alat ukurnya adalah sistem perhitungan matematis dari potensi bahaya yang telah diidentifikasi dan mungkin terjadi dalam saluran pipa gas.
- Hasil ukurnya adalah skor rata-rata dari skor maksimal yang telah ditentukan.



BAB 4

METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Desain Penelitian

Dalam penelitian ini dilakukan dengan mengidentifikasi faktor-faktor yang mempunyai potensi bahaya jalur pipa kemudian melakukan analisa resiko dari setiap jalur pipa. Disain penelitian bersifat semikuantitatif dengan melakukan

analisa resiko yang menggunakan metode *Risk Rating Model* yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer (2004). Pada metode ini setiap kemungkinan kegagalan resiko dihitung dengan menghitung faktor-faktor yang menyebabkan kegagalan pengoperasian jalur pipa gas.

4.2 Metode Pengumpulan Data

Data-data yang ada dikumpulkan dengan cara :

- Wawancara langsung dengan petugas yang berkaitan dengan sistem pengoperasian pemeliharaan pipa.
- Observasi ke lapangan ke lokasi jalur pipa.
- Mengumpulkan data yang berasal dari dokumen-dokumen penunjang berupa gambar teknis, data spesifikasi pipa dan dokumen lainnya.

4.3 Perangkat Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan dengan menggunakan :

- ³⁵/₁₇ Panduan pengumpulan data sekunder
- ³⁵/₁₇ Checklist inspeksi
- ³⁵/₁₇ Perlengkapan yang menunjang : kamera , alat tulis , dll.

4.4 Lokasi Dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan di jalur pipa gas PT X , sepanjang 14.4 km dari plant D sampai S, yang berlokasi daerah Sumatera Selatan. Penelitian ini dilakukan pada bulan April sampai Juni 2012. Risiko yang dianalisa meliputi risiko terhadap kebocoran jalur pipa gas.

4.5 Teknik penentuan seksi jalur pipa

Teknik penentuan seksi dilakukan berdasarkan kondisi jalur pipa gas. Untuk itu evaluator harus menetapkan kriteria pembagian seksi jalur pipa agar memudahkan identifikasi dan mendapatkan gambaran risiko yang akurat. Pendekatan yang dilakukan dengan memperhatikan :

- Kondisi tanah
- Kepadatan penduduk
- Kondisi coating

- Usia pipa

Dari kondisi yang ada dalam penelitian ini jalur pipa sepanjang 14.4 km dibagi setiap 1 km menjadi 14 seksi berdasarkan pertimbangan diatas, sehingga mudah dalam skoringnya.

4.6 Penilaian risiko

Tahap yang dilakukan sebagai berikut :

4.6.1 Identifikasi risiko

Pada tahap ini dilakukan dengan mengidentifikasi faktor-faktor dan kondisi pengoperasian yang mempunyai risiko yang akan menimbulkan kerugian. Untuk memudahkan identifikasi maka dilakukan pembagian menjadi beberapa seksi.

4.6.2 Analisis risiko

Metode yang akan digunakan untuk menganalisa risiko adalah Risk Rating Model dari W.Kent Muhlbaeur 2004. Model ini sudah banyak digunakan di berbagai sistem perpipaan di perusahaan minyak di dunia. Metode ini memperhitungkan risiko secara keseluruhan dengan menghitung faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat risiko keselamatan jalur pipa gas. Metode ini bersifat semi kuantitatif. Penilaian bobot dilakukan pada kondisi pipa berdasarkan kriteria paramater yang ada untuk menghitung risiko. Hasil analisi risiko bisa dinilai potensi konsekuensi kerusakan dan tingkat probability.

4.6.3 Evaluasi risiko

Nilai hasil analisis risiko akan dibandingkan dengan suatu kriteria yang sudah ditetapkan sebelumnya (tabel 2.4 Kriteria Risiko). Evaluasi risiko menjadi dasar atau rekomendasi untuk mengambil tindakan lanjutan.

4.7 Metode perhitungan Risk Rating

Penghitungan dilakukan dengan memasukkan data yang diperoleh dari penelitian ke dalam perhitungan matematis dengan sistem skoring sebagai berikut :

4.7.1 Total skor indek (*Index Sum*) , berkisar 0 - 400

Index Sum adalah penjumlahan skor dari 4 index sebagai berikut :

$\text{Index sum} = \text{Skor Third Party Index} + \text{Skor Corrosion Index} + \text{Skor Design Index} + \text{Skor Incorrect Operation Index}$

4.7.1.1 Third Party Damage Index (skor maks= 100 pts)

Third party Damage index terdiri dari 7 komponen sebagai berikut :

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

A. *Minium Depth of Cover* (skor maks = 20 pts)

Penentuan skor berdasarakan formula berikut ini :

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

Bila ada perlindungan tambahan, diberikan nilai tambahan sebagai berikut:

- a. 2 inch concrete coating = 8 incih lapisan tanah
- b. 4 inch concrete coating = 12 inch lapisan tanah
- c. Pipa casing = 24 incih lapisan tanah
- d. Concrete slab = 24 inch lapisan tanah
- e. Warning tape = 6 inch lapisan tanah

B. Activity Level (skor maks = 20 pts)

Kajian penilaian Tingkat Aktivitas (skor maksimum = 20 poin)

Komponen ini terdiri dari 4 variabel sebagai berikut:

1) Aktivitas tingkat tinggi (skor = 0),

Dengan memenuhi salah satu atau lebih karakteristik dibawah ini:

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk klas 3 menurut DOT CFR 192.

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk tinggi

$\frac{35}{17}$ Frekuensi aktivitas pembangunan tinggi

$\frac{35}{17}$ Frekuensi laporan adanya kegiatan disekitar jalur pipa lebih dari 2 kali dalam seminggu

$\frac{35}{17}$ Jalur pipa melewati lintasan rel kereta api atau jalan raya

$\frac{35}{17}$ Banyak fasilitas lain yang ditanam disekitar jalur pipa

2) Aktivitas tingkat menengah (skor = 8 poin),

Dengan salah satu atau lebih karakteristik dibawah ini:

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk klas 2 menurut DOT CFR 192

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk rendah disekitar pipa

$\frac{35}{17}$ Kegiatan pembangunan jarang

$\frac{35}{17}$ Frekuensi laporan dibawah 5 kali dalam 1 bulan

$\frac{35}{17}$ Fasilitas lain yang ditanam disekitar pipa sedikit

3) Aktivitas tingkat rendah (skor = 15 poin), dengan semua karakteristik dibawah ini:

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk klas 1 menurut DOT CFR 192

$\frac{35}{17}$ Kepadatan penduduk rendah (Pedesaan)

$\frac{35}{17}$ Jarang dilakukan laporan (dibawah 10 kali dalam 1 tahun)

$\frac{35}{17}$ Tidak terdapat aktivitas pembangunan selama 10 tahun terakhir

4) Tidak ada aktivitas berisiko disekitar pipa (skor = 15 poin)

C. Aboveground Facilities (skor maks = 10 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

- Tidak ada fasilitas diatas permukaan tanah = 10 pts

- Ada fasilitas diatas permukaan tanah = 0 pts
- Fasilitas berjarak lebih dari 200 kaki dari jalan kendaraan = 5 pts
- Dipasang pagar kawat keliling dengan jarak 6 kaki = 2 pts
- Perlindungan dudukan pipa baja 4 inci = 3 pts
- Perlindungan pohon diameter 12 inci = 4 pts
- Perlindungan dengan parit = 3 pts
- Pemasangan tanda peringatan = 1 pts

D. *Line locating* (skor maks = 15 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

- Effektive/dilengkapi aspek hukum = 4 pts
- Data-data bukti efisiensi dan handal = 2 pts
- Ada pemberitahuan kepada masyarakat = 2 pts
- Minimum memenuhi standar ULCCA (Penanggulangan Bencana) = 2 pts
- Reaksi perusahaan cepat terhadap pemberitahuan = 5 pts

E. *Public Education Program* (skor maks 15 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

- Ada pemberitahuan melalui surat-surat = 2 pts
- Pertemuan dengan pemuka masyarakat sekali setahun = 2 pts
- Pertemuan dengan kontraktor lokal sekali dalam setahun = 2 pts
- Program pendidikan yang teratur untuk kelompok masyarakat = 2 pts
- Kontak dari rumah kerumah dengan penduduk yang = 4 pts

berdekatan

- Ada pemberitahuan dengan surat kepada kontraktor = 2 pts
- Pemasangan pengumuman sekali dalam setahun = 1 pts

F. *Right of Way Condition* (Skor maks = 5 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

- Daerah sekitar jalur pipa bebas dan tidak terbebani dapat dilihat dengan jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, marka dan tanda jelas terlihat	Baik sekali	5 pts
- Daerah sekitar jalur pipa bebas, dapat dilihat jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, tetapi marka dan tanda tidak jelas terlihat	Bagus	5 pts
- Row tidak seragam, dibutuhkan tanda dan marka yang lebih banyak dan jelas	Rata-rata	2 pts
- Row tertutup pepohonan, daerah sekitar jalur pipa tidak selalu terlihat dari udara, marka dan tanda tidak jelas	Di bawah rata-rata	1 pts
- Tidak dapat dikenali sebagai jalur pipa dan tidak ada marka	Jelek	0 pts

G. *Patroli Frequency* (skor maks 15 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

- Patroli dilaksanakan setiap hari = 15 pts
- Patroli dilakukan 4 hari dalam seminggu = 12 pts
- Patroli dilakukan 3 hari dalam seminggu = 10 pts
- Patroli dilakukan 2 hari dalam seminggu = 8 pts
- Patroli dilakukan sekali dalam seminggu = 6 pts
- Patroli dilakukan dibawah 4 kali dalam sebulan = 4 pts
- Patroli dilakukan kurang dari 1 kali dalam sebulan = 2 pts
- Patroli tidak pernah dilakukan = 0 pts

4.7.1.2 *Corrosion Index* (skor maks 100 pts)

Penilaian berdasarkan kategori berikut :

	Komponen	Scores	Bobot
a	Atmospheric Corrosion		
1	Atmospheric exposures (Susceptible Facility)	0– 5 pts	
2	Atmospheric Type	0 – 2 pts	
3	Atmosphering Coating	0 – 3 pts	
	TOTAL a =	0 –10 pts	10 %
b	Internal Corrosion	Scores	Bobot
1	Product Corrosivity	0– 10 pts	
2	Internal Protection	0– 10 pts	
	TOTAL b =	0– 20 pts	20 %
c	Subsurface Corrosion	Scores	Bobot
1	Subsurface Environment	0– 20 pts	
-	Soil Corrosivity	0– 15 pts	
-	Mechanical Corrosion	0 – 5 pts	
2	Cathodic Protection	0– 25 pts	
-	Effectiveness	0– 15 pts	
	Age Of System		
	Test Lead		
	Close Internal survey		
-	Interference Potensial	0– 10 pts	
	Cathodic Protection		
	Other Methal		
	AC Interference		
3	Coating	0– 25 pts	
-	Fitness / Internal Inspection tool	0– 10 pts	
	Coating Condition	0 – 15 pts	
	TOTAL c	0– 70 pts	70 %
	TOTAL a+ b + c	0–100 pts	100%

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

1) *Susceptible Facilitises* (skor maks = 5 pts)

Penilaian sebagai berikut :

- Ada pertemuan dengan udara/air = 0 pts
- Ada selubung pipa = 1 pts
- Ada isolasi = 2 pts
- Ada support/gantungan = 2 pts
- Ada pertemuan dengan tanah/udara = 3 pts
- Ada pemaparan lain = 4 pts
- Tidak ada pemaparan dengan atmosferik = 5 pts
- Ada lebih dari 1 detector = -1 pts

2) *Atmospheric type* (skor maks = 10 pts)

Penilaian sebagai berikut :

- Ada industri kimia dan letaknya dekat dengan laut = 0 pts
- Ada industri kimia dan kelembaban tinggi = 2 pts
- Letaknya dekat laut, rawa dan pesisir pantai = 4 pts
- Kelembaban tinggi, temperatur tinggi = 6 pts
- Ada industri kimia dan kelembaban rendah = 8 pts
- Kelembaban rendah = 10 pts

TOTAL SCORE = X 2/10 =

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

Deskripsi	Good Skor =3	Fair Skor = 2	Poor Skor=1	Absent Skor =0
Coating				
<i>Aplication</i>				
<i>Inspection</i>				
<i>Correction of defect</i>				

TOTAL SCORE = X 3/12 =

- *Coating* adalah lapisan yang tepat dan berkualitas sesuai dengan persyaratannya.
 - Good : Lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan.
 - Fair : Lapisan yang digunakan memadai tetapi tidak dirancang untuk lingkungan tertentu.
 - Poor : Lapisan digunakan tetapi tidak cocok untuk lingkungan yang ada
 - Absent : Tidak digunakan lapisan
- *Application* adalah pertimbangan proses penggunaan lapisan dan syarat-syarat kualitas yang diperhatikan pada pre-cleaning, ketebalan lapisan dan faktor lingkungan seperti suhu, kelembaban, debu serta proses pembuatannya.
 - Good : Spesifikasi yang digunakan dengan rinci, memperhatikan semua aspek penggunaan dan sistem control kualitas yang digunakan tepat.
 - Fair : Penggunaan tepat, tetapi tanpa supervisi atau kontrol kualitas
 - Poor : Penggunaan berkualitas rendah dan sembarangan
 - Absent : Penggunaan tidak tepat, tahap-tahap yang diabaikan dan lingkungan tidak terkontrol
- Inspeksi adalah menilai program inspeksi mengenai ketepatan waktu ketelitian program inspeksi.
 - Good : Inspeksi bersifat formal, khusus dilakukan bagi korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer
 - Fair : Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut.
 - Poor : Inspeksi yang dilaksanakan hanya sedikit dan hanya sekilas.
 - Absent : Inspeksi tidak dilakukan.
- *Correction of Defect* adalah menilai program dari syarat-syarat perbaikan kerusakan yang mencakup ketelitian dan ketepatan waktu.
 - Good : Ada laporan kerusakan lapisan yang didokumentasikan dengan segera dan mempunyai jadwal untuk perbaikan.

- Fair : Kerusakan-kerusakan lapisan dilaporkan secara informal dan diperbaiki pada waktu yang lapang / kosong.
- Poor : Kerusakan-kerusakan lapisan tidak dilaporkan secara konsisten atau tidak diperbaiki.
- Absent : Kecil atau tidak ada perhatian yang diberikan pada kerusakan-kerusakan lapisan.

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

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

Penilaian sebagai berikut :

<i>Strongly corrosive</i>	Sangat korosif: sangat mungkin menyebabkan korosi dengan cepat	0 pts
<i>Miindly corrosive</i>	Sedang: korosi terjadi secara lambat	3 pts
<i>Corrosive only under special condition</i>	Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab korosi masuk kedalam produk	7 pts
<i>Never corrosive</i>	Tidak pernah korosif	10 pts

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

Penilaian sebagai berikut :

<i>None</i>	Tidak ada tindakan pencegahan untuk menurunkan korosi internal	0 pts
<i>Internal Monitoring</i>	Ada monitoring internal dengan probe dan kupon	2 pts
<i>Inhibitor injection</i>	Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab korosi masuk kedalam produk	4 pts
<i>Internal Coating</i>	Lapisan internal (<i>coating internal</i>) pada bagian dalam pipa dengan material yang diciptakan khusus pencegah korosi	10 pts
<i>Operational Measure</i>	Tindakan operasional yang digunakan untuk mencegah kotoran-kotoran dari produk yang menyebabkan korosi dengan menggunakan sistim dehidrasi atau filter	3 pts
<i>Pigging</i>	Pembersihan kotoran didalam pipa dengan memasukkan suatu alat (<i>sphere pig</i>) kedalam pipa bersama dengan aliran produk	3 pts

c. *Subsurface Corrosion* (Skor maks = 20 pts)

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

- Soil Corrosivity (skor maks = 15 pts)

1.	Potensi korosi tinggi (<500 Ohm-cm tanah)	0 pts
2.	Potensi korosi sedang (500-10.000 Ohm-cm tanah)	2 pts
3.	Potensi korosi rendah (>10.000 Ohm-cm tanah)	4 pts
4.	Tidak diketahui	0 pts
5.	Situasi khusus yaitu aktivitas mikro organisme tinggi atau rendah	-1 pts

TOTAL SCORE = X 15/4 =

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

Penilaian pada karakteristik ini ditentukan berdasarkan % *Tensile stress* atau % MAOP dan nilai *environment* (lingkungan)

% MAOP = $\frac{\text{Operating pressure tertinggi yang pernah tercapai}}{\text{MAOP}}$ =%

MAOP

Environment = (korosifitas produk) + (korosifitas tanah)

Nilai *environment* minimum = 0 pts, maksimum = 14pts

Table 4.1 Penentuan skoring hubungan antara MAOP dan Nilai Environment

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

2) *Catodic Protection* (skor maks = 25 pts)

- *Effectiveness* (skor maks = 15 pts)

• *Age Of System*

- Usia pipa 0-5 tahun = 3 pts
- Usia pipa 5- 10 tahun = 2 pts
- Usia pipa 10-20 tahun = 1 pts
- Usia pipa diatas 20 tahun = 0 pts

TOTAL SCORE = X 15/17 =

• *Test Lead*

Penilaian pada kategori ini dilakukan sebagai berikut :

○ Penempatan tes timbal pada lokasi dimana ada pertemuan dengan logam lain, yaitu:

- Tes timbal dengan jarak <1 mil, skor = 3 pts
- Testimbal dengan jarak 1-2mil, skor = 2 pts
- Tes timbal dengan jarak >2 mil, skor = 0 pts

○ Frekuensi pembacaan tes timbal berdasarkan interval waktu :

- Dibawah 6 bulan, skor = 3pts
- Antara 6 bulan - 1 tahun, skor..... = 2 pts
- Diatas 1 tahun, skor = 1 pts

○ Close interval survey (skor maksimum = 20/17 pts)

Penilaian dilakukan berdasarkan pencatatan aktivitas potensial korosi sebagai berikut:

$\frac{35}{17}$ Survey dilakukan terakhir pada tahun ini, skor= 8 pts

$\frac{35}{17}$ Survei dilakukan terakhir 2 tahun lalu, skor 8-1= 7 pts

$\frac{35}{17}$ Survei dilakukan terakhir 3 tahun lalu, skor 8-2.....= 5 pts

, dan seterusnya.

TOTAL SCORE = X 15/17 =

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

$\frac{35}{17}$ *Cathodic Protection* (skor maks = 80 / 16 pts)

- Memenuhi kriteria umum = 8 pts
- Tidak Memenuhi kriteria umum = 0 pts

TOTAL SCORE = X 10/16 =

$\frac{35}{17}$ *Current Flow Other Buried Metal* (skor maks = 40 / 16 pts)

- Tidak ditemukan = 4 pts
- 1-10 kali ditemukan = 2 pts
- 11-25 kali ditemukan = 1 pts
- > 25 = 0 pts

Adakah tindakan pencegahan yang diterapkan ? Ya Tidak

Jika ya, berikan skor dan kalikan nilai diatas dengan faktor 2 sampai dengan 3 :

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

TOTAL SCORE = X 10/16 =

$\frac{35}{17}$ *AC Interface* (skor maks = 40 / 16 pts)

- Tidak ada AC power (tenaga listrik) pada jarak <500 kaki dari pipa = 4 pts
- Tenaga listrik dekat dengan pipa tetapi tidak ada tindakan pencegahan yang digunakan untuk melindungi pipa = 2 pts
- Tenaga listrik dekat dengan pipa, tidak ada tindakan pencegahan yang dilakukan = 0 pts

TOTAL SCORE = X 10/16 =

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

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

Intelligent pigs score dilakukan dengan formula sbb :

Skor = 8 – (tahun terakhir inspeksi)

Contoh :

Apabila inspeksi terakhir 3 tahun yang lalu, maka Skor = 8–3 = 5 pts

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

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

Penilaian sebagai berikut :

Deskripsi	Good Skor =3	Fair Skor = 2	Poor Skor = 1	Absent Skor = 0
Coating				
<i>Aplication</i>				
<i>Inspection</i>				
<i>Correction of defect</i>				

TOTAL SCORE = X 15/12 =

Keterangan:

- *Coating* adalah lapisan yang tepat dan berkualitas sesuai dengan persyaratannya.
 - Good: Lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan.
 - Fair: Lapisan yang digunakan memadai tetapi tidak dirancang untuk lingkungan tertentu.
 - Poor: Lapisan digunakan tetapi tidak cocok untuk lingkungan yang ada
 - Absent : Tidak digunakan lapisan

Cara lain yang dapat digunakan untuk menilai kondisi lapisan adalah dengan proteksi katoda dengan tingkat penilaian seperti berikut :

Current Requirements	Kondisi lapisan
0,0003 mA/sq ft	Good
0,003 mA/sq ft	Fair
0,1 mA/sq ft	Poor
1,0 mA/sq ft	Absent

- *Application* adalah pertimbangan proses penggunaan lapisan dan syarat-syarat kualitas yang diperhatikan pada pre-cleaning, ketebalan lapisan dan faktor lingkungan seperti suhu, kelembaban, debu serta proses pembuatannya.
 - Good: Spesifikasi yang digunakan dengan rinci, memperhatikan semua aspek penggunaan dan sistem control kualitas yang digunakan tepat.
 - Fair: Penggunaan tepat, tetapi tanpa supervisi atau kontrol kualitas
 - Poor: Penggunaan berkualitas rendah dan sembarangan
 - Absent: Penggunaan tidak tepat, tahap-tahap yang diabaikan dan lingkungan tidak terkontrol

- Inspeksi adalah menilai program inspeksi mengenai ketepatan waktu ketelitian program inspeksi.
 - Good: Inspeksi bersifat formal, khusus dilakukan bagi korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer.
 - Fair: Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut.
 - Poor: Inspeksi yang dilaksanakan hanya sedikit dan hanya sekilas.
 - Absent: Inspeksi tidak dilakukan.

- *Correction of Defect* adalah menilai program dari syarat-syarat perbaikan kerusakan yang mencakup ketelitian dan ketepatan waktu.
 - Good: Ada laporan kerusakan lapisan yang didokumentasikan dengan segera dan mempunyai jadwal untuk perbaikan.
 - Fair: Kerusakan-kerusakan lapisan dilaporkan secara informal dan diperbaiki pada waktu yang lapang/kosong
 - Poor: Kerusakan-kerusakan lapisan tidak dilaporkan secara konsisten atau tidak diperbaiki
 - Absent : Kecil atau tidak ada perhatian yang diberikan pada kerusakan-kerusakan lapisan.

4.7.1.3 *Design Index* (Skor maks = 100 pts)

Index desain terdiri dari :

Komponen	Scores	Bobot
A. Safety Factor	0 – 35 pts	35 %
- Pipe Safety Factor		
- System Safety Factor		
B. Fatigue	0 – 15 pts	15 %
C. Surge Potential	0 – 10 pts	10 %
D. System Hydrostatic Test	0 – 25 pts	25 %
E. Land Movements	0 – 15 pts	15 %
Total =	0 – 100 pts	100 %

A. *Safety Factor* (Skor maks = 30 pts)

- *Pipe Safety Factor*

Faktor ini untuk melihat sejauh mana sistem keselamatan pipa ditinjau dari besarnya perbandingan antara ketebalan pipa yang digunakan (*actual*) dengan ketebalan pipa yang sesuai dengan desain,

T	point
<1,0	-5 Warning
1,0-1,1	2
1,11-1,20	5
1,21-1,40	9
1,41-1,60	12
1.01-1,80	16
>1,81	20

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

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

. P = tekanan operasi maksimal

. D = diameter pipa

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

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

- *System Safety Factor*

Pertimbangan pada bagian ini yaitu perbedaan antara tekanan operasi an disain dan tekanan operasional maksimum yang diperbolehkan (Design to

MAOP Ratio).

Rasio	points
2,0	20
1,75-1,99	16
1,50-1,74	12
1,25-1,49	8
1,10-1,24	5
1,00-1,10	0
<1,00	-10

Atau dapat juga menggunakan rumus :

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

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

B. Fatigue (Skor maks = 15 pts)

Pada penelitian ini, peneliti tidak menentukan kegagalan karena fatik, tetapi hanya menentukan besarnya % MAOP yang pernah terjadi dan siklus tekanan yang dapat mempengaruhi terjadinya fatik pada pipa.

Penilaian pada faktor kelelahan ditentukan oleh 2 komponen yaitu % MAOP (Maksimum Allowable Operating Pressure) dan jumlah lifetime cycles.

Tabel 4.2
Penilaian kegagalan akibat *fatigue*

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

Sumber : Pipeline risk management manual, W.Kent Muuhlbaeur(2004)

C. Surge Potential (Skor maks = 10 pts)

Surge potensial adalah tekanan gas/ fluida terhadap jalur pipa, akibat aliran gas/ fluida.

Penilaian ini ditetapkan berdasarkan peningkatan tekanan 10% dari MAOP, dan dikategorikan dalam 3 kategori :

<i>High Probability</i>	Apabila dalam pengoperasian system (devices,equipment,fluid velocity) dapat menimbulkan presure surge	0 pts
<i>low probability</i>	Apabila fluid velocity dapat mengakibatkan presure surge, namun system (surge tanks,reliefe valves, slow valve closures) dapat meredam kemungkinan terjadinya presure surge	5 pts
<i>Impossible</i>	Kondisi dimana system tidak mempunyai potensi terjadinya terjadinya presure surge	10 pts

D. System Hydrostatic Test (Skor maks = 25 pts)

Tes hidrostatik adalah tes tekanan dalam jalur pipa yang diisi dengan air, kemudian ditekan sampai nilai tekanan yang telah ditetapkan dan tekanan tersebut ditahan selama waktu yang telah ditentukan.

Perhitungan skor dapat dilakukan sbb:

- Menghitung H, dimana H adalah Tekanan tes/MAOP

(Skor maksimum = 15 pts)

- $\frac{35}{17}$ $H < 1,10$ (1,10= tekanan tes 10% diatas MAOP) ... = 0 pts
- $\frac{35}{17}$ $1,11 < H < 1,25$, skor = 5pts
- $\frac{35}{17}$ $1,26 < H, < 1,40$, skor = 10 pts
- $\frac{35}{17}$ $H > 1,41$, skor = 15 pts

Atau menggunakan rumus berikut:

$(H - I) \times 30 = \dots \text{ pts}$, Skor minimal = 0 pts.

b. Berdasarkan waktu sejak tes terakhir (skor maksimum 10 pts)

Penentuan skor berdasarkan tes terakhir yaitu:

- $\frac{35}{17}$ Tes terakhir tahun berjalan, skor 10 – 0 = 10 pts
- $\frac{35}{17}$ Tes terakhir 4 tahun yang lalu, skor 10-4 = 6 pts
- $\frac{35}{17}$ Tes terakhir pada 10 tahun yang lalu, skor 10-10 = 0 pts

E. Land Movement (Skor maks = 10 pts)

Penilaian dilakukan berdasarkan tanah, yang terdiri dari beberapa kategori sebagai berikut:

- Tinggi: tanah yang selalu berubah, = 0 pts
- Sedang: kondisi tanah jarang berubah, = 2 pts
- Rendah: kondisi tanah yang jarang sekali terjadi pergerakan... = 6 pts
- Tidak bergerak: tidak terjadi pergerakan..... = 10 pts
- Tidak diketahui. = 0 pts

Tindakan koreksi dapat dilakukan dengan pembuatan sistim drain, untuk menambah skor sebagai berikut:

- $\frac{35}{17}$ Monitoring setiap tahun..... skor + 1 pts
- $\frac{35}{17}$ Monitoring secara kontinyu..... skor + 2 pts
- $\frac{35}{17}$ Stress releving.....skor +3 pts

4.7.1.4 *Incorrect Operation Index* (Skor maks = 100 pts)

Indek kesalahan operasi terdiri dari :

	Komponen	Scores	Bobot
--	----------	--------	-------

A	Design		
1	Hazard Identification	0 – 4 pts	
2	MAOP Potential	0 – 12 pts	
3	Safety System	0 – 10 pts	
4	Material Selection	0 – 2 pts	
5	Checks	0 – 2 pts	
	TOTAL A =	0 – 30 pts	30 %
B	Construction	Scores	Bobot
1	Inspection	0 – 10 pts	
2	Materials	0 – 2 pts	
3	Joining	0 – 2 pts	
4	Backfill	0 – 2 pts	
5	Handling	0 – 2 pts	
6	Coating	0 – 2 pts	
	TOTAL B =	0 – 20 pts	20 %
C	Operation /Subsurface Corrosion	Scores	Bobot
1	Procedures	0 – 7 pts	
2	SCADA/ Comunication	0 – 3 pts	
3	Drug Testing	0 – 2 pts	
4	Safety Program	0 – 2 pts	
5	Surveys	0 – 5 pts	
6	Training	0 – 10 pts	
7	Mech Errors Preventers	0 – 6 pts	
	TOTAL B =	0 – 35 pts	35 %
D	Maintenance	Scores	Bobot
1	Documentation	0 – 2 pts	
2	Schedule	0 – 3 pts	
3	Procedures	0 – 10 pts	
	TOTAL B =	0 – 35 pts	15 %
	TOTAL A +B + C+D	0 – 100 pts	100 %

A. *Design* (Skor maks = 30 pts)

- 1) Identifikasi bahaya, skor maksimum = 4 pts
- 2) Potensial MAOP, skor maksimum = 12 pts
 - $\frac{35}{17}$ Rutin, skor = 0 pts
 - $\frac{35}{17}$ Jarang terjadi, skor = 5 pts
 - $\frac{35}{17}$ Sangat jarang terjadi, skor = 10 pts
 - $\frac{35}{17}$ Tidak mungkin terjadi, skor = 12 pts
- 3) Sistem keselamatan pipa, skor maksimum = 10 pts
 - $\frac{35}{17}$ Tidak ada sistim keselamatan pipa, skor = 0 pts

$\frac{35}{17}$	Ada, hanya 1 tingkat, skor	= 3 pts
$\frac{35}{17}$	Ada 2 atau lebih dari 1 tingkat, skor	= 6 pts
$\frac{35}{17}$	Hanya observasi, skor	= 1 pts
$\frac{35}{17}$	Observasi dan kontrol, skor	= 3 pts
$\frac{35}{17}$	Tidak ada, tetapi aktif menyaksikan, skor	= -2 pts
$\frac{35}{17}$	Tidak ada dan tidak ada keterlibatan, skor	= -3 pts
$\frac{35}{17}$	Tidak diperlukan sistim keselamatan, skor	= 10 pts

4) Seleksi material pipa, skor maksimum = 2 pts

5) Tindakan pengecekan, skor maksimum = 2 pts

B. *Construction* (Skor maks = 20 pts)

Kajian penilaian tahap konstruksi terdiri dari 6 kategori antara lain:

1) Inspeksi = 10 pts

2) Material = 2 pts

3) Penyambungan = 2 pts

4) Back fill = 2 pts

5) Handling = 2 pts

6) Coating = 2 pts

C. *Operation* (Skor maks = 35 pts)

Kajian penilaian tahap operasi terdiri dari 7 kategori antara lain:

1) Prosedur (Skor maks = 7 pts)

Skor maksimal diperoleh bila semua prosedur dilaksanakan yaitu:

- Pemeliharaan kerangan
- Dilakukan inspeksi dan kalibrasi terhadap safety device
- Prosedur start-up dan down pipeline
- Pengoperasian pergerakan produk
- Perubahan pergerakan produk
- Pemeliharaan ROW
- Dilakukan kalibrasi terhadap flow meter
- Pemeliharaan peralatan instrumentasi

2) Komunikasi / SCADA (skor maks = 3 pts)

Skor maksimum diperoleh bila sistim dan prosedur protokol dilakukan dalam hal komunikasi antara teknisi lapangan dengan pusat pengendalian antara lain dalam hal:

- Membuka atau menutup kerangan-kerangan
- Menghidupkan atau mematikan pompa-pompa dan kompresor
- Mengoperasikan atau menghentikan vendor flow
- Peralatan instrumen sedang dipersiapkan untuk diperbaiki
- Kegiatan pemeliharaan lain yang mungkin berdampak terhadap operasi pipa

3) *Drug testing* (skor maks = 2 poin)

Pada kategori ini dinilai apakah pihak pengelola pernah mengadakan test ketergantungan obat terhadap pekerjaanya dalam rangka untuk mengurangi potensi kesalahan manusia

4) Program keselamatan (skor maks = 2 pts)

Pada kategori ini dinilai masalah yang menyangkut dengan program keselamatan sebagai berikut:

- Program keselamatan yang tertulis dalam suatu dokumen sebagai suatu komitmen perusahaan
- Program keselamatan yang ada, apakah sudah melibatkan seluruh pekerja di semua tingkat jabatan
- Performance K3 apakah sudah baik
- Tanda, slogan dan sebagainya mengenai keselamatan dan lingkungan sudah dipasang
- Housekeeping apakah sudah dilaksanakan
- Apakah ada petugas K3 yang standby selama 24 jam

5) Survei (skor maks = 5 pts)

Pada kategori ini penilaian didasarkan adanya survey termasuk survei kondisi coating, kepadatan penduduk dan lain-lain

6) Pelatihan (Skor maksimum = 10 pts)

Pada kategori ini dinilai masalah yang berhubungan dengan pelatihan :

- 1) Tersedianya dokumen = 2 pts

2) Testing = 2 pts

Topik-topik yang dibahas antara lain:

- Karakteristik produk = 0,5 pts
- Material stresses pipa = 0,5 pts
- Korosi pipa = 0,5 pts
- Operasi dan kontrol pipa = 0,5 pts
- Pemeliharaan = 0,5 pts
- Emergency drill = 0,5 pts
- Prosedur kerja = 2 pts
- Jadwal pelatihan = 1 pts

7) Pencegahan Kesalahan Mekanik (skor maksimum = 7 pts)

Penilaian pada kategori ini menyangkut masalah peralatan dan instrumentasi seperti berikut:

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

D. Maintenance (Skor maks = 15 pts)

- Dokumentasi = 2 pts
- Jadwal pemeliharaan = 3 pts
- Prosedur-prosedur pemeliharaan = 10 pts

4.7.2 Faktor dampak kebocoran (*Leak Impact Factor/LIF*)

Berikut ini formula untuk melakukan perhitungan dampak kebocoran :

$$\text{Leak Impact Factor} = \text{Product Hazard} / \text{Dispersion}$$

4.7.2.1 *Product Hazard* / PH (skor maks = 22 pts)

A	Acute hazard :	Scores	Bobot
1	Flammability (Nf).	0 – 4 pts	
2	Reactivity (Nr)	0 – 4 pts	

3	Toxicity (Nh)	0 – 4 pts	
	TOTAL B =	0 – 12 pts	12 %
B	Cronic Hazard reportable Quantity (RQ)	0 – 10 pts	10 %
PH	TOTAL A +B	0 – 22 pts	22%

4.7.2.2 Dispersion (D)

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

4.7.2.3 Leak Volume (Spill Score)

Penilaian volume kebocoran berdasarkan tabel dibawah ini :

Tabel 4.3 Effective spill size adjusment factor

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

³⁵₁₇ Menggunakan nilai lebih kecil ketika mengevaluasi liquid pipeline

SMYS (*Specified Minimum Yield Stress*) adalah jumlah tekanan suatu materi yang dapat bertahan sebelum kerusakan permanen (hasil) terjadi.

4.7.2.4 Receptor (R) / Population Score

Perhitungan population density adalah berdasarkan tabel berikut :

Tabel 4.4 Kategorisasi Kepadatan Penduduk (Menurut Keputusan Menteri dan energi No.300/K/38/M.PE/1997.)

Klasifikasi	Kriteria jumlah bangunan dalam wilayah sepanjang 1,6 km, lebar 0,4 km	Score
1	0 - 10	1
2	11 - 46	2
3	> 46	3
4	>46 dan bertingkat	4

4.7.3 *Relative Risk Score*

Relative risk score adalah nilai relative dari efektifitas manajemen risiko terhadap suatu sistem perpipaan. Semakin besar faktor risiko akan semakin kecil nilai relative dari efektifitas manajemen komponen risiko.

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

4.7.4 **Analisa Data**

Peneliti dalam melakukan analisa data menggunakan metode analisa risiko dari W. Kent Muhlbauer.

BAB 5

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

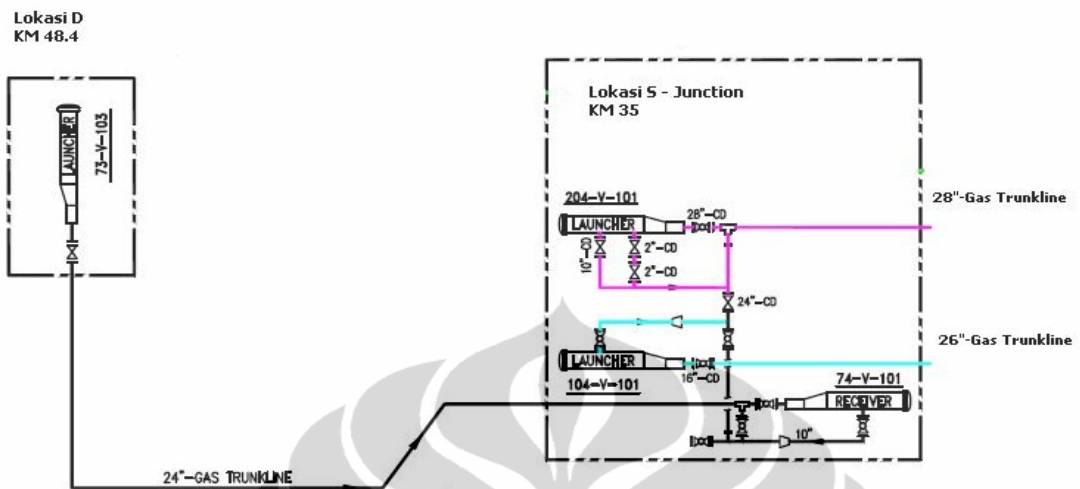
Bab ini menjelaskan hasil penelitian yang ditemukan di lapangan, pembahasan dan analisa terhadap hasil yang diperoleh.

5.1 **Gambaran Teknis Jalur Pipa Gas Lokasi D - S**

Berikut ini adalah gambaran umum jalur pipa penyalur gas PT X , baik lokasi serta kondisi lingkungan sekitar, serta spesifikasi pipa dan produk yang mengalir didalamnya .

5.1.1 Lokasi Jalur Pipa

Jalur pipa gas PT. X yang membentang dari lokasi D – S mempunyai panjang 14.4 km, berlokasi di daerah Sumatera Selatan. Pipa tersebut mempunyai posisi di bawah permukaan tanah.



Gambar 5.1 Sistem Distribusi Jalur Pipa Gas D - S



Gambar 5.2 Lokasi S - Junction

5.1.2 Spesifikasi Produk

Produk yang dialirkan pada jalur pipa tersebut adalah gas alam (natural gas) yang memiliki komposisi sebagai berikut :

Tabel 5.1 Spesifikasi gas jalur D - S

No.	Jenis Gas	Konsentrasi %
1	Methane (CH ₄)	67.2
2	Carbon dioxide (CO ₂)	32
3	Ethane (C ₂ H ₆)	0.35
4	Nitrogen (N ₂)	0.3
5	Propane (C ₃ H ₈)	0.03
6	Iso Butane	0.12
7	Iso Petane	0.07
8	Hexane (C ₆ H ₁₄)	0.014

Sumber : Analisa laboratory PT X (2012)

5.1.3 Spesifikasi Pipa gas lokasi D - S

Transportasi gas melalui pipa dari lokasi D ke lokasi S dimulai tahun 1998, dengan spesifikasi pipa sebagai berikut :

Tabel 5.2 Spesifikasi pipa jalur D - S

No.	Spesifikasi	Keterangan
1	Panjang	14.4 m
2	Bahan Pipa	API 5L X60
3	Diameter luar (D)	24 inch
4	Tebal dinding (t)	9.5 mm
5	Design temperatur (Tds)	149 ° F (65 ° C)
6	Operating temperatur (Top)	125 ° F
7	Specified Minimum Yield Strength (SMYS)	60000 psi
8	Design pressure (DP)	2284 Psig
9	Operating pressure (Pop)	1180 Psig
10	MAOP	1350 Psig
11	Tahun dibuat / mulai digunakan	1998
12	Design life	20 years

Sumber : Technical Spesification Pipeline D-S PT X (1998)

5.1.4 Identifikasi Bahaya

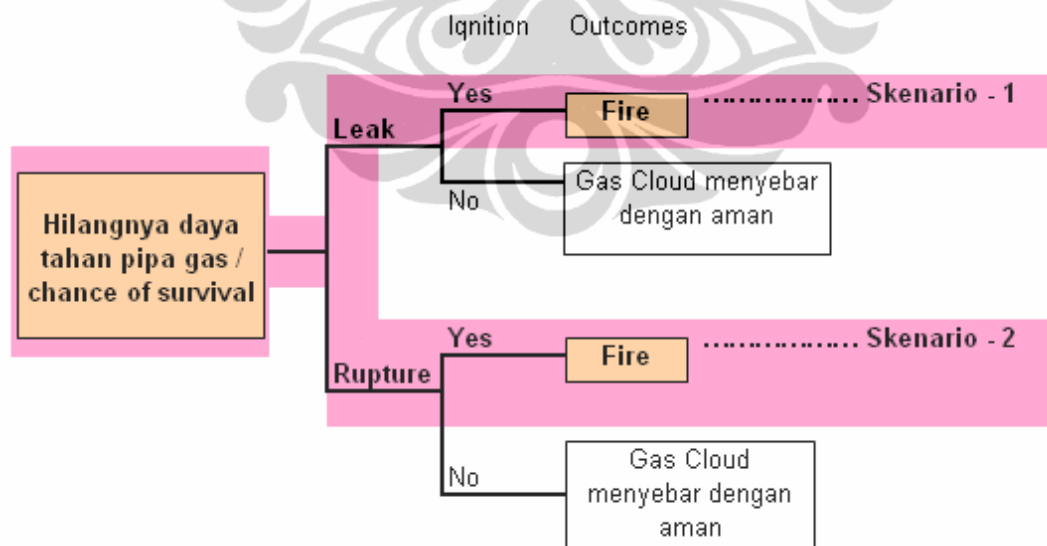
Dari hasil identifikasi risiko bahaya yang dilakukan pada jalur pipa gas ini , menunjukkan adanya potensi bahaya sebagai berikut :

Tabel 5.3 Hasil Identifikasi Bahaya

No	Bahaya	Potensi Dampak
----	--------	----------------

1	Internal Corrosion	$\frac{35}{17}$ Pipa pecah
2	External Corrosion	$\frac{35}{17}$ Pipa bocor $\frac{35}{17}$ Kebakaran
3	Perlindungan jalan yang melalui ROW (road crossing)	$\frac{35}{17}$ Tumpahan $\frac{35}{17}$ Pencemaran $\frac{35}{17}$ Gangguan operasi

Untuk jalur pipa gas lokasi D - S, bahaya utama yang dapat muncul adalah kebocoran dari gas hidrokarbon (mudah terbakar) yang sedang dialirkan pada *pipeline*. Kebocoran diasumsikan dapat muncul melalui lubang pada dinding pipa atau peralatan lainnya. Lubang yang ada dapat berukuran kecil (*pinhole*), berukuran lebih besar (*leak/puncture*), atau bisa berukuran sebesar *full-bore rupture*. Sebuah skenario dari suatu kejadian dapat memprediksi apakah gas yang mengalami kebocoran akan terbakar atau tidak. Hal ini bergantung dari jenis lubang yang terjadi. Karena banyaknya kemungkinan dari variabel dan kombinasi suatu kebocoran, maka digunakan *event tree* untuk memodelkan kronologi kejadian mulai dari kebocoran awal sampai akhir.



Gambar 5.3 Identifikasi bahaya

5.2 Hasil Analisa Risiko

Dalam penelitian ini gambaran risiko akan dijelaskan dalam beberapa bagian yaitu gambaran tingkat risiko secara keseluruhan jalur pipa gas PT X dari lokasi D - S dan selanjutnya menjelaskan gambaran tingkat risiko masing-masing seksi serta gambaran tingkat risiko setiap indeks dari setiap seksi.

5.2.1 Gambaran Tingkat Risiko Keselamatan secara Keseluruhan

Secara keseluruhan jalur pipa gas PT X dari lokasi D –S mempunyai nilai risiko relatif sebesar **27,22**. Sementara untuk nilai Sum Index (total nilai indeks) yang merupakan penjumlahan dari : Third party index + Corrosion index + Design index + Incorrect operation index mempunyai nilai **272.16** (nilai maksimal 400). Nilai Sum Index dapat digunakan untuk menunjukkan tingkat change of survival sebesar **68.04%**. Ini berarti jalur pipa lokasi D-S mempunyai chance of failure sebesar $100 - 68.04 \% = 31.96\%$.

Komponen atau faktor yang berkontribusi terhadap nilai Risiko Relatif secara rinci dapat dilihat di tabel berikut :

Tabel 5.4 Skor Rinci per Index Jalur Pipa D – S

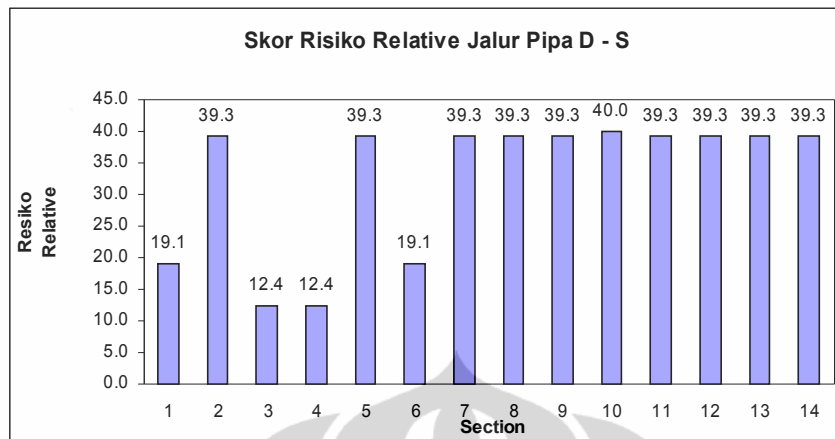
No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Persentase	Max	Bobot	Total Standar
A	INDEX SUM	272.16	272.16			400
A1	Third Party Damage Index	67.21	67.21	100 pts	100%	100
a	Minimum Depth of Cover	20	20.00	20 pts	20%	
b	Activity Level	12	12.21	20 pts	20%	
c	Aboveground Facilities	10	10.00	10 pts	10%	
d	Line Locating	7	7.00	15 pts	15%	
e	Public Education	5	5.00	15 pts	15%	
f	Right of Way Condition	5	5.00	5 pts	5%	
g	Patrol Frequency	8	8.00	15 pts	15%	
A2	Corrosion Index	68.65	68.65	100 pts	100%	100
a	Atmospheric Corrosion	9.0	8.95	10 pts	10%	10
a.1	Atmospheric exposures	5.0	5.00	5 pts	5%	
a.2	Atmospheric Type	1.2	1.20	2 pts	2%	

a.3	Atmosphering Coating	2.8	2.75	3 pts	3%	
b	Internal Corrosion	13.0	13.00	20 pts	20%	20
b.1	Product Corrosivity	7.0	7.00	10 pts	10%	
b.2	Internal Protection	6.0	6.00	10 pts	10%	
c	Subsurface Corrosion	46.70	46.70	70 pts	70%	70
c.1	Subsurface Environment	9.5	9.50	20 pts	20%	20
c.1.1	Soil Corrosivity	7.5	7.50	15 pts	15%	
c.1.2	Mechanical Corrosion	2	2.00	5 pts	5%	
c.2	Cathodic Protection	19.7	19.70	25 pts	25%	
c.2.1	Effectiveness	9.7	9.70	15 pts	15%	
c.2.1.1	Age Of System					
c.2.1.2	Test Lead					
c.2.2	Interference Potential	10.00	10.00	10 pts	10%	
c.2.2.1	Cathodic Protection					
c.2.2.2	Other Methal					
c.2.2.3	AC Interference					
c.3	Coating	17.5	17.50	25 pts	25%	
c.3.1	Fitness / Internal Inspection tool	3.75	3.75	10 pts	10%	
c.3.2	Coating Condition	13.8	13.75	15 pts	15%	
A3	Design Index	45.30	45.30	100 pts	100%	100
a	Safety Factor	12.30	12.30	35 pts	35%	35
a.1	- Pipe Safety Factor	7.90	7.90			
a.2	- System safety Facor	4.40	4.40			
b	Fatigue	3	3.00	15 pts	15%	
c	Surge Potential	10	10.00	10 pts	10%	
d	System Hydrostatic Test	10	10.00	25 pts	25%	
e	Land Movements	10	10.00	10 pts	10%	
A4	Incorrect Operation Index	91	91.00	100 pts	100%	100
a	Design	26.00	26.00	30 pts	30%	30
1	Hazard Identification	4	4.00	4 pts	4%	
2	MAOP Potential	12	12.00	12 pts	12%	
3	Safety System	6	6.00	10 pts	10%	
4	Material Selection	2	2.00	2 pts	2%	
5	Checks	2	2.00	2 pts	2%	
b	Construction	20	20.00	20 pts	20%	20
1	Inspection	10	10.00	10 pts	10%	
2	Materials	2	2.00	2 pts	2%	
3	Joining	2	2.00	2 pts	2%	
4	Backfill	2	2.00	2 pts	2%	

5	Handling	2	2.00	2 pts	2%	
6	Coating	2	2.00	2 pts	2%	
c	Operation /Subsurface Corrosion	30	30.00	35 pts	35%	35
1	Procedures	7	7.00	7 pts	7%	
2	SCADA/Comunication	3	3.00	3 pts	3%	
3	Drug Testing	2	2.00	2 pts	2%	
4	Safety Program	2	2.00	2 pts	2%	
5	Surveys	5	5.00	5 pts	5%	
6	Training	9	9.00	10 pts	10%	
7	Mech Errors Preventers	2	2.00	6 pts	6%	
d	Maintenance	15	15.00	15 pts	15%	15
1	Documentation	2	2.00			
2	Schedule	3	3.00			
3	Procedures	10	10.00			
B	LEAK IMPACK FACTOR	10.0	10,00			
B1	Product Hazard / PH	7	7,00	22 pts	22%	22
1	Acute Hazard	5	5,00	12 pts	12%	12
	Flammability (Nf)	4	4,00	4 pts	4%	
	Reactivity (Nf)	0	0,00	4 pts	4%	
	Toxicity (Nh)	1	1,00	4 pts	4%	
2	Cronic Hazard (RQ)	2	2,00	10 pts	10%	10
B2	Leak Volume (LV)	1	1,00	6 pts	6%	6
B3	Dispersion	0.83	0,83	6 pts		
B4	Receptors	1.43	1,43	4 pts	4%	4
	Relative Risk	27,22	27,22	400		400

5.2.2 Gambaran Tingkat Risiko Masing-masing Seksi

Penelitian ini juga menghitung tingkat risiko relatif yang didapat pada keseluruhan seksi (14 section). Untuk mengetahui seksi mana yang paling mempunyai potensi menimbulkan bahaya. Hasilnya dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 5.4 Skor Risiko Relatif Tiap Section Jalur Pipa D – S

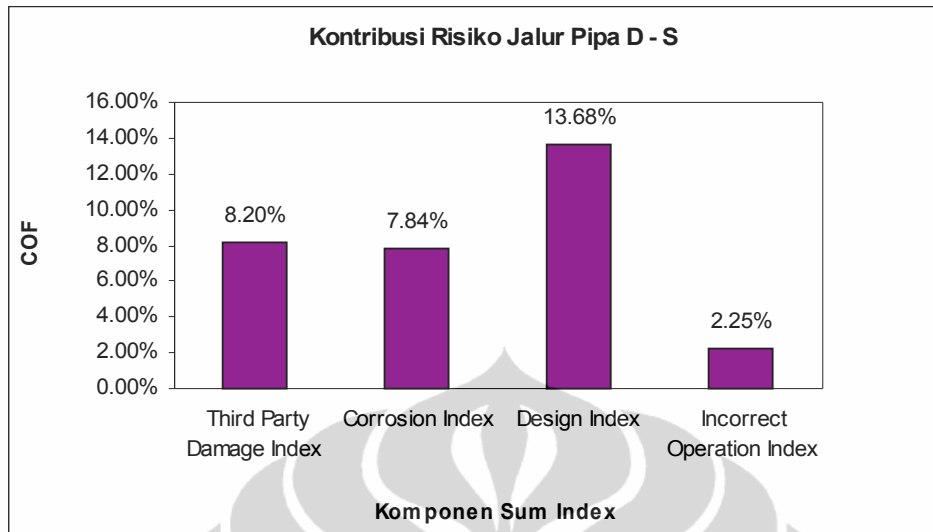
Dari Gambar 5.4, terlihat skor indeks terendah adalah 12.4 , yang berada pada seksi 3 dan 4 (km 46-47 dan km 45-44), sedangkan skor tertinggi adalah 40. Rata-rata risiko relative berada pada skor indeks 32.01, dengan jumlah frekuensi paling banyak berada di kisaran skor 31 – 40 sebanyak 10 seksi.

5.3 Kontribusi Faktor Risiko Keselamatan secara Keseluruhan

Keseluruhan kontribusi faktor-faktor risiko keselamatan pada sistem jalur pipa gas hasilnya dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 5.5 Faktor Kontribusi Risiko

No	Index	Skor	Chance of Survival	Chance of Failure
A1	Third Party Damage Index	67.21	16.80%	8.20%
A2	Corrosion Index	68.65	17.16%	7.84%
A3	Design Index	45.30	11.33%	13.68%
A4	Incorrect Operation Index	91.00	22.75%	2.25%
	Total Probability index	272.16	68.04%	31.96%

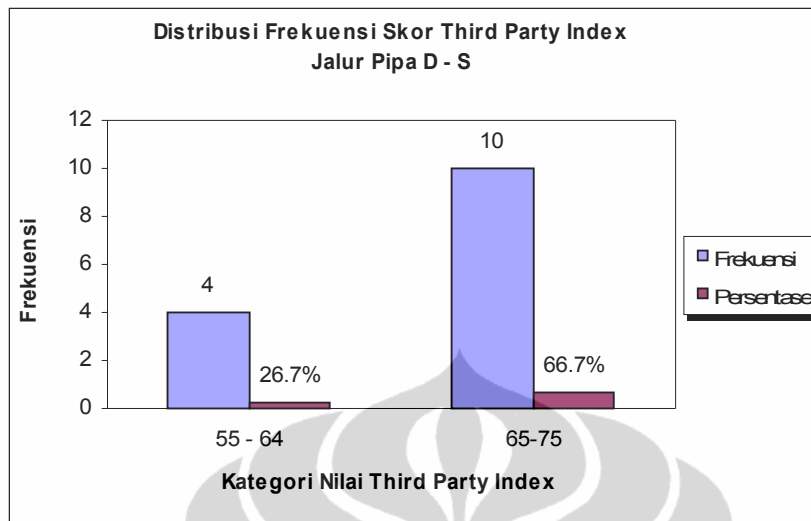


Gambar 5.5 Kontribusi Risiko Tiap Section Jalur Pipa D – S

Dari hasil tersebut terlihat faktor desain/design index merupakan faktor yang paling besar terhadap risiko keselamatan pipa yaitu 13,68%. Kemudian faktor lain yang juga berpengaruh adalah nilai third party index yang menggambarkan potensi kerusakan jalur pipa yang disebabkan oleh pihak ketiga memiliki kemungkinan terjadinya kesalahan adalah 8.2 %. Sementara itu, kerusakan yang berhubungan dengan faktor korosi/ *corrosion index* adalah sebesar 7.84 %. Faktor yang memiliki kontribusi yang paling kecil terhadap risiko keselamatan pipa adalah incorrect operation index, yaitu sebesar 2,25% .

5.3.1 Faktor Kerusakan Pihak Oleh Ketiga (*Third Party Damage Index*)

Dari 14 section jalur pipa D-S didapatkan distribusi skor *Third Party Damage Index* sebagai berikut:



Gambar 5.6 Distribusi Frekuensi Skor Third Party Index

Dari Gambar 5.6 bisa diartikan sebagai berikut :

- Skor 55 - 64, sebanyak 4 seksi sebesar 26.7 %
- Skor 65- 75, sebanyak 10 seksiebesar 67.7 %

Indeks third party damage index merupakan faktor resiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan eksternal pipa, diantaranya adalah :

- ³⁵₁₇ Kedalaman letak Pipa (*Minimum Depth cover*)
- ³⁵₁₇ Tingkat Aktivitas (*Acivity Level*)
- ³⁵₁₇ Fasilitas di atas jalur pipa (*Aboveground Facilities*)
- ³⁵₁₇ Prosedur Penempatan Jalur Pipa (*Line Locating Procedur*)
- ³⁵₁₇ Pendidikan masyarakat (*Public Education Program*)
- ³⁵₁₇ Kondisi Jalur Pipa (*Right-of-Way Condition*)

Dari hasil pengolahan data, maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut:

Tabel 5.6 Third Party Index Jalur Pipa D - S

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Mak	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Minimum Depth of Cover	20	20	5.0%	5%	0%
b	Activity Level	12	20	5.0%	3%	1.9%
c	Aboveground Facilities	10	10	2.5%	2.5%	0%
d	Line Locating	7	15	3.8%	1.8%	2.0%
e	Public Education	5	15	3.8%	1.3%	2.5%
f	Right of Way Condition	5	5	1.3%	1.3%	0%
g	Patrol Frequency	8	15	3.8%	2%	1.8%
A1	Third Party Damage Index	67.21	100	25%	16.8%	8.2%

Berdasarkan hasil analysis, Third Party Damage Index memiliki nilai yang relatif cukup tinggi yaitu 67,21.

Beberapa faktor yang dominan mempengaruhi kehandalan faktor ini adalah :

- **Kedalaman Pipa (*Minimum depth of cover*)**

Pada studi ini diperoleh nilai maksimum yaitu **20** dikarenakan kedalaman pipa di semua seksi lebih dari 1.5 m. Skor ini menunjukkan risiko dari pihak ketiga yang berhubungan dengan faktor kedalaman pipa berada dalam kondisi relatif aman.

- **Faktor Fasilitas di atas Pipa (*Above ground facilities*)**

Di atas maupun sekitar jalur pipa D – S tidak terdapat fasilitas atau kegiatan konstruksi bangunan dan lain-lain yang dapat menjadi sumber risiko dari pihak ketiga, sehingga didapatkan nilai maksimum **10**, hal ini berarti dapat dikatakan relatif aman.

- **Faktor Kondisi Lingkungan Di Sekitar Jalur Pipa (*Right of Way/(ROW)*)**

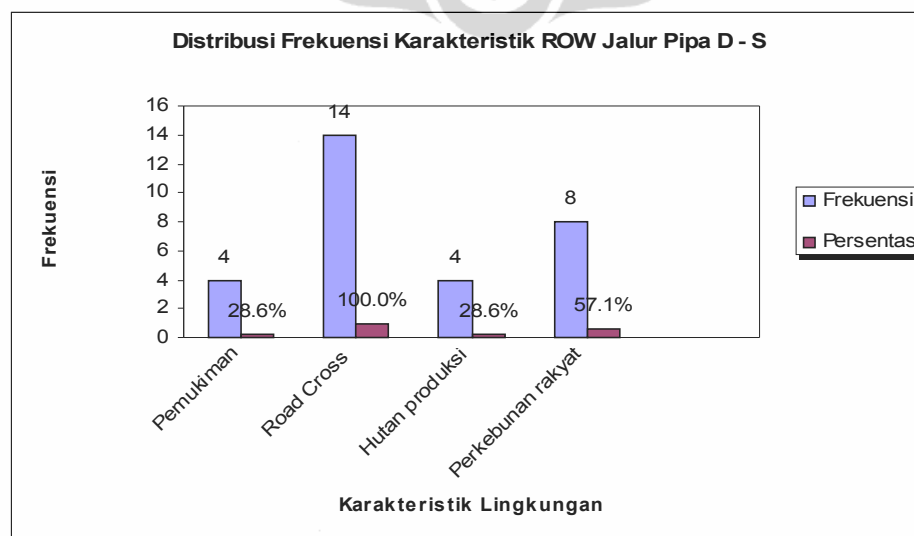
Karena jalur pipa mudah dan jelas dikenali dengan adanya tanda-tanda pipa yang terpasang di sepanjang jalur pipa maka faktor kondisi ROW mempunyai nilai maksimum **5**. Hal ini bisa tercapai karena perusahaan telah melakukan pembersihan secara rutin ROW pipa, untuk memudahkan pengenalan adanya

jalur pipa. Selain itu juga melakukan pemasangan patok-patok baru yang dapat memperjelas ROW pipa sehingga memudahkan untuk identifikasi dan pemantauan kondisi fisik pipa, serta pemasangan tanda-tanda batas area ROW dengan jarak dari jalur ROW selebar 9 meter berupa beton-beton berwarna putih setiap 100 m.

Berikut ini gambaran karakteristik ROW pada jalur sepanjang 14.4 km, yang di bagi atas 14 seksi.



Gambar 5.7 Gambar Lingkungan ROW



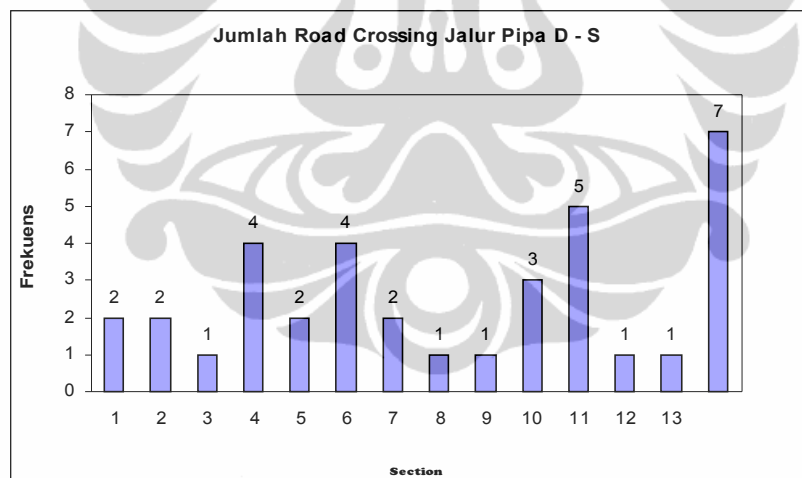
Gambar 5.8 Distribusi Frekuensi Karakteristik ROW

Pada gambar diatas dapat dilihat karakteristik ROW sebagai berikut:

- Berada di daerah pemukiman penduduk 4 seksi (28.6 %)
- Pipa banyak yang berada pada perlintasan jalan atau *road crossing* yaitu sebanyak 14 seksi (100 %)
- Berada di lokasi hutan produksi sebanyak 4 seksi (28.6 %)
- Di daerah perkebunan rakyat 8 seksi (57.1 %)

Berdasarkan hasil tersebut di atas terlihat cukup banyak variasi karakteristik ROW yang dapat berkontribusi pada risiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan dimana lokasi jalur pipa berada.

Berikut ini gambaran distribusi jumlah road crossing, dimana terbanyak terjadi di seksi 14 (km 35-36) dengan jumlah road crossing 7.



Gambar 5.9 Distribusi Road Crossing

- **Faktor Tingkat Aktifitas Di sepanjang Jalur Pipa (*Activities Level*)**

Pada studi ini, faktor risiko yang berhubungan dengan tingkat aktifitas sepanjang jalur pipa mempunyai nilai sebesar **12** (max score 20), yang berarti relatif aman karena di sepanjang jalur pipa 71,4 % berada di daerah klas 1 yang jarang penduduknya.

- **Faktor Monitoring (*Patrol Frequency*)**

Kegiatan monitoring yang ditujukan untuk mendeteksi potensi bahaya keselamatan pada sistem perpipaan sedini mungkin dilakukan 2 kali seminggu oleh petugas line checker, oleh karena itu faktor ini mempunyai skor **8** (max score 15). Ini yang berarti intensitas kegiatan monitoring terhadap sistem perpipaan sudah dilakukan dengan relatif baik.

Sedangkan beberapa faktor yang dominan mempengaruhi risiko faktor ini dan perlu diperhatikan adalah :

- **Faktor Penyuluhan Terhadap Masyarakat (*Public education program*).**
Didapat skor 5 (max score 15), kegiatan yang telah dilaksanakan seperti pertemuan dengan pemuka masyarakat dan mengirim surat ke kontraktor serta memasang poster-poster tentang bahaya jalur pipa. Tetapi masih ada hal-hal yang belum dilaksanakan seperti pemberitahuan ke pemerintah daerah masih bersifat informal belum melalui surat-surat tertulis, belum adanya pertemuan rutin dengan kontraktor lokal minimal sekali dalam setahun, belum adanya program pendidikan yang teratur kepada penduduk di sekitar jalur pipa tentang bahaya yang berhubungan dengan sistem perpipaan.
- **Faktor Sistem Komunikasi Tanggap Darurat (*Line Locating*)**
Sistem komunikasi ini masih belum memenuhi kriteria dengan skor 7 (max score 15). Skor ini menunjukkan sistem komunikasi yang ada belum terkoordinasi dengan baik .

5.3.2 Faktor Korosi (*Corrosion Index*)

Faktor risiko korosi memberikan kontribusi yang cukup signifikan dalam penilaian seluruh skor indeks sum. Skor Corrosion Index untuk semua section adalah sebesar **81.41** (max score 100). Berikut gambaran yang didapat :

Tabel 5.7 Corrosion Index Jalur Pipa D - S

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Max	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Atmospheric Corrosion	9.0	10	2.5%	2.2%	0.3%
a.1	Atmospheric exposures	5.0	5	1.3%	1.3%	0.0%
a.2	Atmospheric Type	1.2	2	0.5%	0.3%	0.2%
a.3	Atmosphering Coating	2.8	3	0.8%	0.7%	0.1%
b	Internal Corrosion	13.0	20	5.0%	3.3%	1.8%
b.1	Product Corrosivity	7.0	10	2.5%	1.8%	0.8%

b.2	Internal Protection	6.0	6	1.5%	1.5%	0.0%
c	Subsurface Corrosion	46.70	70	17.5%	11.7%	5.8%
c.1	Subsurface Environment	9.5	20	5.0%	2.4%	2.6%
c.1.1	Soil Corrosivity	7.5	15	3.8%	1.9%	1.9%
c.1.2	Mechanical Corrosion	2	5	1.3%	0.5%	0.8%
c.2	Cathodic Protection	19.7	25	6.3%	4.9%	1.3%
c.2.1	Effectiveness	9.7	15	3.8%	2.4%	1.3%
c.2.1.1	Age Of System					
c.2.1.2	Test Lead					
c.2.2	Interference Potensial	10.00	10	2.5%	2.5%	0.0%
c.2.2.1	Cathodic Protection					
c.2.2.2	Other Methal					
c.2.2.3	AC Interference					
c.3	Coating	17.5	25	6.3%	4.4%	1.9%
c.3.1	Fitness / Internal Inspection tool	3.75	10	2.5%	0.9%	1.6%
c.3.2	Coating Condition	13.8	15	3.8%	3.4%	0.3%
A2	Corrosion Index	68.65	100	25.0%	17.2%	7.8%

Faktor yang berkontribusi

Dari hasil evaluasi terhadap faktor-faktor diatas, maka terdapat berbagai faktor yang berkontribusi terhadap rendahnya skor untuk indeks korosi ini, antara lain disebabkan oleh:

- Kondisi lingkungan (*atmospheric corrosion*)
- Korosi yang berasal dari dalam pipa itu sendiri (*internal corrosion*)
- Korosi karena pipa terpendam (*sub surface corrosion*).

Dari ke 3 faktor diatas yang dominan mempengaruhi kehandalan faktor ini adalah:

a. Korosi yang disebabkan lingkungan atmosfer (*Atmospheric Corrosion*)

Faktor ini memberikan bobot sebesar 9.0 (max score 10). Hal ini menunjukkan kegagalan pipa yang disebabkan mekanisme *atmospheric corrosion* jarang terjadi atau berjalan sangat lambat, ini bisa di sebabkan faktor berikut ini :

- Semua jalur pipa D-S merupakan pipa gas yang ditanam bawah tanah sehingga tidak ada pemaparan dengan atmosferik sehingga didapat skor max 5.

- Kondisi atmosferik area sepanjang jalur pipa D-S seperti umumnya di Indonesia mempunyai tingkat kelembaban yang tinggi .
- Kondisi coating dan inspeksi yang dilaksanakan:
 - Kondisi coating sangat maksimal dengan skor 3 karena kualitas yang digunakan adalah coating dengan kualitas tinggi dan didesain sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada, coating yang digunakan yaitu *Fuse Bonding Epoxi* (FBE).
 - Aplikasi coating yang digunakan jelas spesifikasinya serta quality control yang diterapkan juga maksimal - skor 3.
 - Inspeksi juga dilakukan oleh individu yang terlatih skor yang didapat adalah 3.
 - Tindakan perbaikan (*correction of defects*) - memperoleh skor 2, karena pelaporan masih bersifat informal terhadap setiap kerusakan pipa dan upaya perbaikan dilakukan belum terjadwal.

b. Korosi yang berasal dari dalam pipa (*Internal Corrosion*)

Faktor korosi yang disebabkan oleh jenis korosi ini mempunyai skor 13 (skor max 20). Secara umum dapat dikatakan bahwa korosi internal dan tindakan yang dilakukan sudah cukup baik. Hal ini juga menunjukkan bahwa kasus kegagalan pipa yang disebabkan oleh mekanisme internal corrosion dapat dikatakan termasuk kasus yang jarang terjadi.

Dari hasil analisa disebabkan faktor berikut ini :

- ***Product corrosivity***, jalur pipa tersebut mengalirkan gas alam dimana bersifat *dry gas* dengan kandungan Methane 67,2 % dan Carbon dioksida (CO₂) 32% dimana CO₂ bersifat meningkatkan laju korosi , maka skor yang diberikan adalah 7
- ***Internal protection***, tindakan perlindungan internal yang telah dilakukan perusahaan antara lain dengan adanya tindakan operasional yang digunakan untuk mencegah kotoran serta melakukan pigging berkala untuk membersihkan kotoran didalam pipa, maka skor yang diberikan adalah 6.

c. Korosi Yang Diakibatkan Karena Pipa Terpendam (*Sub Surface Corrosion*).

Total skor yang diperoleh untuk sub surface corrosion adalah 50 (Skor max 60). Secara umum dapat dikatakan bahwa pencegahan dan tindakan perlindungan terhadap korosi ini sudah cukup baik.

Dari keseluruhan indeks, faktor korosi yang disebabkan oleh jenis korosi ini memberikan bobot sebesar **70%** dari total keseluruhan faktor risiko indeks korosi, selain itu jalur pipa gas dari D-S sebagian besar merupakan jalur pipa yang terpendam. Hal ini menunjukkan bahwa faktor risiko ini faktor risiko yang paling kompleks namun paling berpengaruh dan berkontribusi terhadap keseluruhan total skor. Faktor-faktor yang berkontribusi adalah:

c.1) Korosivitas tanah, dari 13 seksi (km 35-48) soil corrosivitynya berada pada level dengan potensi korosi rendah (>10.000 Ohm-cm tanah) dan hanya satu seksi (km 48-48.4) yang soil corrosivitynya pada level dengan potensi korosi sedang (500-10.000 Ohm-cm tanah) . Hal ini menunjukkan bahwa kondisi tanah pada lokasi sangat kecil bisa mempengaruhi korosi .

c.2) Mechanical corrosion, mechanical corrosion dipengaruhi oleh kondisi lingkungan (*product corrosivity dan soil corrosivity*) dan % stress level. Kedua faktor ini kemudian dipadukan sehingga diperoleh skor 4.

c.3) Cathodic protection – memperoleh skor 19.7 (max score 25). Hal ini dipengaruhi oleh beberapa factor berikut ini :

- **Umur pipa**, penggunaan pipa sudah berumur 14 tahun , sehingga skor mencapai 1 dari total maksimal yang bisa diperoleh yaitu 5.
- **Lokasi Test Leads**, penempatan titik test poin katodik proteksi jaraknya cukup jauh tiap 5 km(> 2 mil). Skor yang didapat 0 (skor max 3)
- **Interval Testing**, frekuensi pengetesan catodic protection dilakukan tiap 3 bulan sekali hal ini sangat baik karena kurang dari 6 bulan dan memperoleh skor maksimal yaitu 3.

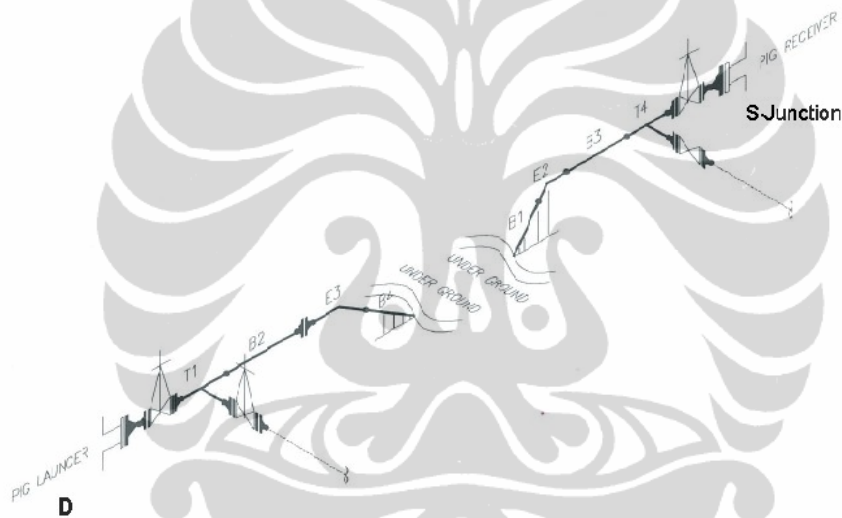
- **Close Internal Survey**, Close internal survey dilakukan dengan metode CIPS (*Close Interval Potential Survey*) tiap 3.5 tahun dan terakhir dilakukan tahun 2010, sehingga skor yang diperoleh adalah 7.
 - **Current Flow to other Buried Metal**, hampir tidak terdapatnya logam lain sepanjang sebagian besar jalur pipa, sehingga didapat skor maksimal 4.
 - **AC Interference**, tidak terdapatnya AC interference memberikan skor maksimal yaitu 4. Kondisi ini perlu dipertahankan untuk menjaga faktor korosi yang diakibatkan oleh adanya AC interference.
- c.4) **Coating**, secara umum memperoleh skor 17.5, Hal ini dipengaruhi oleh beberapa faktor berikut ini :
- c.4.1 **Internal inspection**, perusahaan melakukan intelligent pigs setiap 7 tahun dan terakhir dilakukan tahun 2007
- c.4.2 **Coating**
- **Kondisi coating**, memberikan skor yang maksimal 3 karena menggunakan coating *Fuse Bonding Epoxi* (FBE) yang berkualitas tinggi dan sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada .
 - **Aplikasi coating**, memberikan skor yang maksimal yaitu 3 karena yang digunakan jelas spesifikasinya serta quality control yang diterapkan juga maksimal .
 - **Inspeksi**, memberikan skor yang maksimal yaitu 3 karena inspeksi dilakukan secara formal, adanya reading proteksi katodik yang terbaru
 - **Tindakan Perbaikan (*Correction of Defects*)**, memperoleh skor 2, karena pelaporan masih bersifat informal terhadap setiap kerusakan pipa dan upaya perbaikan dilakukan belum terjadwal.

Berikut ini hasil pengukuran ketebalan dinding pipa lokasi D-S yang dilakukan perusahaan pada bulan Juni 2011 :

Tabel 5.8 Hasil Pengukuran Ultrasonic Test (UT)

PARTS	IDENT.	PIPE SCH	NOM. THK	POINT OF MEASUREMENT				MINIMUM	SURFACE COND
				.12	.03	.06	.09		
DIA. 24'' D - S	T1.1	20	9.52	20.31	20.30	20.20	20.29	20.20	PNT
	T1.2	20	9.52	20.30	20.35	19.78	20.32	19.78	PNT
	T1.3	20	9.52	20.31	20.34	20.27	20.32	20.27	PNT
	B2.1	20	9.52	14.45	14.42	14.48	14.34	14.34	PNT
	B2.2	20	9.52	14.55	14.56	14.61	14.71	14.55	PNT
	E3.1	20	9.52	14.15	14.05	14.09	14.19	14.05	PNT
	E3.2	20	9.52	14.13	13.62	14.97	13.66	13.62	PNT
	E3.3	20	9.52	14.09	14.17	14.20	14.22	14.09	PNT
	B4.1	20	9.52	9.41	9.45	-	9.44	9.41	PNT

Sumber : Hasil UT Pipeline D-S PT X (2011)



Gambar 5.10 Titik pengukuran Ultrasonic Test (UT)

Dari gambar dan tabel diatas, hasil pengukuran yang dilakukan di titik B4.1 terlihat bahwa ketebalan semula adalah 9.52 mm tahun 1998 pada tahun 2011 menjadi 9.41 mm, artinya terjadi korosi sebesar 0,11 mm atau 1,2 %.

5.3.3 Faktor Desain (*Design Index*)

Dalam penelitian ini untuk semua section didapat nilai **45.3** (max score 100). Faktor risiko desain memberikan kontribusi yang kurang atau paling kecil dalam penilaian seluruh skor indeks sum. Dari hasil pengolahan data maka didapatkan gambaran risiko sebagai berikut:

Tabel 5.9 Design Index Jalur Pipa D - S

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Max	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Safety Factor	12.3	35	8.8%	3.1%	5.7%
a.1	- Pipe Safety Factor	7.9				
a.2	- System safety Facor	4.4				
b	Fatigue	3.0	15	3.8%	0.8%	3.0%
c	Surge Potential	10.0	10	2.5%	2.5%	0.0%
d	System Hydrostatic Test	10.0	25	6.3%	2.5%	3.8%
e	Land Movements	10.0	10	2.5%	2.5%	0.0%
A3	Design Index	45.3	100	25.0%	11.3%	13.7%

Dari hasil evaluasi terhadap faktor-faktor tersebut diatas, maka terdapat berbagai faktor yang berkontribusi terhadap rendahnya skor untuk indeks desain ini, antara lain yaitu :

³⁵/₁₇ **Safety Factor**, memperoleh skor 12.3. Faktor ini memberikan kontribusi yang paling signifikan pada risiko keselamatan pipa, dimana terdiri dari faktor :

- **Pipe safety factor**, pada studi ini skor faktor keselamatan pipa adalah sebesar 7.9. Nilai ini diperoleh dari perbandingan antara ketebalan aktual dengan ketebalan pipa pada tahap disain. Berdasarkan data-data pemeriksaan pipa yang pernah dilakukan tahun 2011, ketebalan ada penurunan sebesar 0,11 mm atau 1,2% dari tahun 1998. Ini artinya terjadi laju korosi walau relatif kecil.
- **System safety factor**, diperoleh dari selisih antara tekanan pada tahap disain dengan tekanan operasi saat ini, atau disebut dengan design-to-MAOP ratio. Skor yang diperoleh adalah 4.4.

³⁵/₁₇ **Fatigue**, mempunyai skor 3 (skor max 15). Faktor ini juga memberikan kontribusi yang cukup signifikan pada risiko keselamatan pipa. Fatigue dapat terjadi karena kelemahan material akibat tekanan yang berulang-ulang pada material. Proses lemahnya material tergantung dari frekuensi dan besarnya tekanan yang terjadi pada material.

Sedangkan faktor-faktor disain indeks yang berkontribusi terhadap kehandalan system perpipaan adalah:

³⁵₁₇ **Surge Potential**, dari penelitian diperoleh skor 10 (skor max 5), hal ini dikarenakan system tidak mempunyai potensi terjadinya *pressure surge*. Hal ini menunjukkan bahwa faktor ini sudah cukup aman untuk keselamatan sistem perpipaan .

³⁵₁₇ **Hydrostatic Test**, hanya dilakukan pada tahap konstruksi pipa dengan nilai 1.25, sehingga didapatkan skor 5 (nilai max 25).

³⁵₁₇ **Land movement**, diperoleh skor 10 (skor max 10). Hal ini dikarenakan daerah sepanjang pipa tanahnya relatif stabil atau tidak terjadi pergerakan.

5.3.4 Faktor Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*)

Pada studi ini diperoleh hasil rata-rata skor incorrect operation index sebesar 91 (Skor max 100). Secara keseluruhan, faktor ini memberikan kontribusi yang cukup tinggi dalam penilaian seluruh skor indeks sum.

Tabel 5.10 Incorrect Operation Index Jalur Pipa D - S

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Max	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Design	26.00	30	7.5%	6.5%	1.0%
1	Hazard Identification	4	4	1.0%	1.0%	0%
2	MAOP Potential	12	12	3.0%	3.0%	0%
3	Safety System	6	10	2.5%	1.5%	1%
4	Material Selection	2	2	0.5%	0.5%	0%
5	Checks	2	2	0.5%	0.5%	0%
b	Construction	20	20	5.0%	5.0%	0%
1	Inspection	10	10	2.5%	2.5%	0%
2	Materials	2	2	0.5%	0.5%	0%
3	Joining	2	2	0.5%	0.5%	0%
4	Backfill	2	2	0.5%	0.5%	0%
5	Handling	2	2	0.5%	0.5%	0%
6	Coating	2	2	0.5%	0.5%	0%
c	Operation /Subsurface Corrosion	30	35	8.8%	7.5%	1.3%
1	Procedures	7	7	1.8%	1.8%	0%
2	SCADA/Comunication	3	3	0.8%	0.8%	0%
3	Drug Testing	2	2	0.5%	0.5%	0%

4	Safety Program	2	2	0.5%	0.5%	0%
5	Surveys	5	5	1.3%	1.3%	0%
6	Training	9	10	2.5%	2.3%	0.3%
7	Mech Errors Preventers	2	6	1.5%	0.5%	1.0%
d	Maintenance	15	15	3.8%	3.8%	0.0%
1	Documentation	2		0%	0.5%	-0.5%
2	Schedule	3		0%	0.8%	-0.8%
3	Procedures	10		0%	2.5%	-2.5%
A4	<i>Incorrect Operation Index</i>	91	100	25.0%	22.8%	2.3%

Berikut ini faktor-faktor *Incorrect Operation Index* yang berkontribusi terhadap kehandalan sistem perpipaan adalah:

a. Tahap konstruksi

Dari studi ini diperoleh skor maksimal 20. Dari hasil wawancara pihak pengelola pipa diperoleh informasi tahap ini, namun informasi ini belum ditunjang dengan dokumentasi yang lengkap.

³⁵₁₇ **Inspeksi**, perusahaan telah melakukan kegiatan inspeksi pada tahap konstruksi .

³⁵₁₇ **Material**, sistem perpipaan yang ada telah dilakukan pemeriksaan material pada tahap konstruksi.

³⁵₁₇ **Joining**, skor penilaian kegiatan penyambungan pada tahap konstruksi sudah cukup baik .

³⁵₁₇ **Backfill**, kegiatan pemasangan backfill pada sistem perpipaan ini memiliki skor yang cukup baik .

³⁵₁₇ **Handling**, kegiatan pengangkutan dan penyimpanan pipa pada tahap konstruksi sudah dilakukan sesuai dengan prosedur .

³⁵₁₇ **Variabel coating**, skor variabel kegiatan pemasangan coating dan pengecekan terhadap hasil kegiatan sudah bagus.

b. Tahap pemeliharaan

Pada studi ini diperoleh nilai maksimal dengan skor 15 hal ini bisa dilihat dengan tersedianya prosedur pemeliharaan, dokumentasi yang baik dan tersedianya jadual pelaksanaan kegiatan.

c. Design

Pada studi ini diperoleh skor 26 (skor max 30), dimana beberapa variabel sudah cukup baik dengan memperoleh skor maksimal diantaranya identifikasi bahaya sudah dilakukan, belum pernah melampaui MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure), pemilihan pipa sudah dilakukan dengan baik, serta sudah dilakukan pengecekan pada tahap disain. Sedangkan untuk sistem keselamatan perpipaan, perusahaan menggunakan 2 (dua) sistem keselamatan yaitu SDV (Shut Down Valve) dan PSV (Pressure Shut Down Valve), skor yang dicapai adalah 6 dari maksimal skor 10.

Sedangkan faktor-faktor *Incorrect Operation Index* yang perlu ditingkatkan kontribusi terhadap kehandalan sistem perpipaan adalah :

a. Pengoperasian pipa

Pada studi ini diperoleh skor 30 (skor max 35), dimana beberapa variabel berikut ini perlu ditingkatkan yaitu :

- ³⁵₁₇ Pelatihan, materi pelatihan belum mencakup pengenalan produk gas yang dialirkan serta belum mencakup tindakan bila terjadi emergency.
- ³⁵₁₇ Sistem Pengaman Mekanis (*Mechanical Devices*), perusahaan baru menggunakan sistem *Log out Tag Out* (LOTO) untuk pengaman, hal ini masih bisa ditambahkan dengan system yang lainnya.

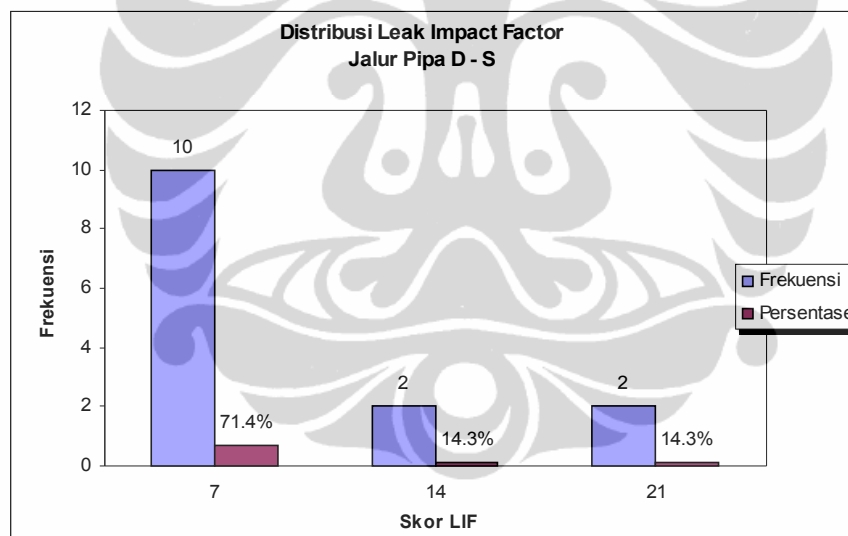
Variabel dari pengoperasian pipa yang lainnya sudah cukup baik penerapannya yaitu :

- ³⁵₁₇ Prosedur Pengoperasian pipa, diantaranya prosedur pemeliharaan valve, prosedur inspeksi dan kalibrasi sistem pengaman pipa, prosedur start up dan shut down pipa, dan prosedur pemeliharaan instrumentasi.
- ³⁵₁₇ Sistem Komunikasi/*Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), yang telah diterapkan adalah saluran telepon, namun sistem SCADA yang ada belum dilakukan secara komputerisasi sehingga dapat dimungkinkan terjadinya penundaan informasi atau akses data. SCADA yang ditunjang dengan komputerisasi ini dapat meningkatkan sistem transmisi data-data pengoperasian pipa di sepanjang jalur pipa.
- ³⁵₁₇ Tes Obat terlarang (Drug testing), perusahaan telah mempunyai kebijakan pemeriksaan pemakaian obat-obatan terlarang pada seluruh karyawan

termasuk petugas operator pipa setiap tahun, hal ini dapat mengurangi risiko kesalahan operasi yang berasal dari operator karena adanya pemakaian obat-obatan terlarang.

- ³⁵/₁₇ Program Keselamatan Perpipaan, hal yang sudah dijalankan perusahaan diantaranya menetapkan kebijakan kesehatan keselamatan kerja, laporan pelaksanaan program keselamatan, tanda - tanda keselamatan yang dipasang di sekitar pipa, dan adanya petugas yang melakukan patroli.
- ³⁵/₁₇ Survei Perpipaan, hal yang telah dilakukan diantaranya survei kondisi fisik pipa dan survei internal pipa.

5.4 Gambaran dan Pengendalian *Leak Impact Factor*



Gambar 5.11 Distribusi Leak Impact Factor

Dari hasil studi pipa gas sepanjang D-S pipa bisa dilihat distribusi frekuensi skor Leak Impact Factor sebagai berikut:

- ³⁵/₁₇ Skor 7, sejumlah 10 seksi atau 71.4 %
- ³⁵/₁₇ Skor 14, sejumlah 2 seksi atau 14.3 %
- ³⁵/₁₇ Skor 21, sejumlah 2 seksi atau 14.3 %

Berdasarkan penelitian ini faktor konsekuensi (*leak impact factor*) berada pada range 7 sampai 21, dengan rata-rata skor *leak impact factor* adalah 10. Semakin rendah nilai skor *leak impact factor*, maka nilai risiko relatifnya makin besar karena faktor ini adalah faktor pembagi. Dari hasil tersebut diatas, sejumlah 12 section tingkat *leak impact factor* rendah, sedangkan 2 section mempunyai skor yang tertinggi yaitu 21.

Dalam studi ini faktor konsekuensi kebocoran pipa memberikan kontribusi yang cukup signifikan dalam penilaian seluruh skor risiko relatif. Bila banyak terjadi kebocoran, maka semakin besar dampak yang dapat terjadi artinya semakin besar skor *leak impact factor* maka akan membuat tingkat risiko pengoperasian pipa menjadi besar.

Tabel 5.11 Leak Impact Factor Jalur Pipa D - S

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Max
B1	Product Hazard / PH	7	22 pts
1	Acute Hazard	5	12 pts
	Flammability (Nf)	4	4 pts
	Reactivity (Nf)	0	4 pts
	Toxicity (Nh)	1	4 pts
2	Cronic Hazard (RQ)	2	10 pts
B2	Leak Volume (LV)	1	6 pts
B3	Dispersion	0.83	6 pts
B4	Receptors	1.43	4 pts
B	LEAK IMPACK FACTOR	10	

Dari hasil penilaian skor pada indek *leak impact*, faktor-faktor yang berkontribusi terhadap skor dampak kebocoran adalah:

- a. **Product Hazard**, bahaya yang ditimbulkan dari karakteristik fluida yang mengalir di dalam pipa yaitu :

³⁵₁₇ *Flammability*, Nf, berdasarkan klasifikasi NFPA masuk kedalam kategori "flammable" atau Nf = 4.

³⁵₁₇ *Reactivity*, Nr, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa bahan kimia yang bersifat stabil, masuk kedalam kategori Nr = 0.

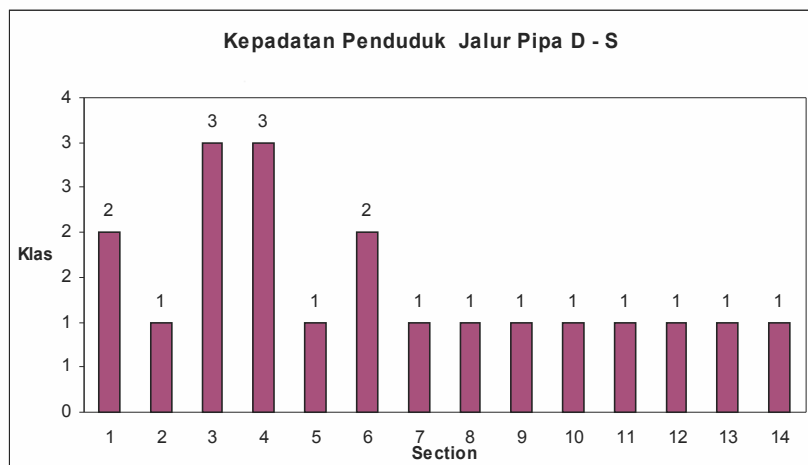
³⁵₁₇ Toksisitas akut, Nh, berdasarkan klasifikasi NFPA, bahwa tidak terdapat bahaya kesehatan atau Nh = 0.

³⁵₁₇ Bahaya kronik, RQ, berdasarkan W. Kent Muhlbauer, Appendix A dan CERCLA Rating , untuk methane adalah 5000, sehingga nilai RQ = 2.

b. **Faktor dispersi**, faktor ini adalah jika terjadi kebocoran. Bahaya dari produk yang terdispersi tergantung pada nilai leak volume dan receptor (leak volume : receptor). Dalam studi ini di dapatkan skor rata-rata 0,83.

c. **Leak Volume**, nilai ini merupakan perpaduan dari kekuatan pipa (toughness) dan prosentase dari SMYS (% of SMYS). Dari studi di ketahui pipa gas sepanjang D-S menggunakan jenis API 5L X60, maka sesuai table 4.3 nilai *leak volumespill size* di adjust menjadi skor rata-rata 1.

d. **Receptor/Population Density**, nilai ini didapat dengan melihat jumlah penduduk didaerah tersebut. Sebagian besar (71,4 %) jalur pipa berada dalam daerah yang jarang penduduknya (klas 1), hal ini bisa kita lihat dari gambar berikut :



Gambar 5.12 Distribusi Kepadatan Penduduk

Dari hasil studi pipa gas sepanjang D-S pipa bisa dilihat distribusi kepadatan penduduk sebagai berikut:

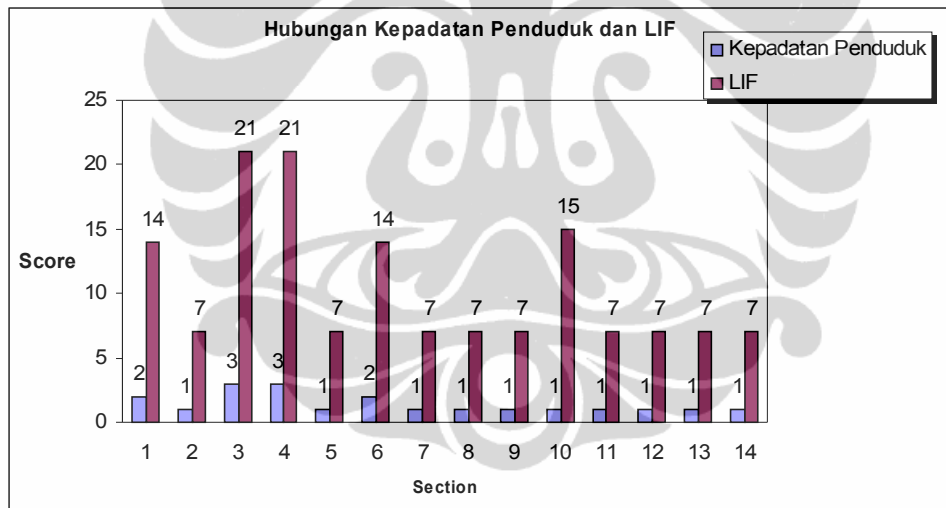
$\frac{35}{17}$ Skor 1, sejumlah 10 seksi atau 71.4 %

$\frac{35}{17}$ Skor 2, sejumlah 2 seksi atau 14.3 %

$\frac{35}{17}$ Skor 3, sejumlah 2 seksi atau 14.3 %

Terdapat 2 seksi dengan skor 3 (km 46-47 & km 45-46), hal ini menunjukkan bahwa pada seksi ini terdapat kepadatan penduduk yang tinggi, yaitu kelas 3.

Faktor kepadatan penduduk sangat berperan dalam menentukan skor pada *leak impact factor*, hal ini bisa dilihat gambar grafik berikut :



Gambar 5.13 Hubungan Kepadatan Penduduk dan Leak Impact Factor

Dari gambar diatas bisa diartikan,

$\frac{35}{17}$ lokasi yang padat penduduknya (skor 3), leak impact factornya mencapai skor 21

$\frac{35}{17}$ pada lokasi yang kepadatan penduduknya rendah (skor 1), maka skor turun menjadi 7

Hal ini menunjukkan bahwa semakin jarang penduduknya maka semakin kecil nilai leak impact factornya, yang berarti menurunkan dampak yang cukup

signifikan jika terjadi kebocoran pipa. Oleh karena itu pembatasan akses penduduk perlu dilakukan di daerah di sepanjang jalur pipa D - S guna mengurangi dampak jika terjadi kebocoran pipa.

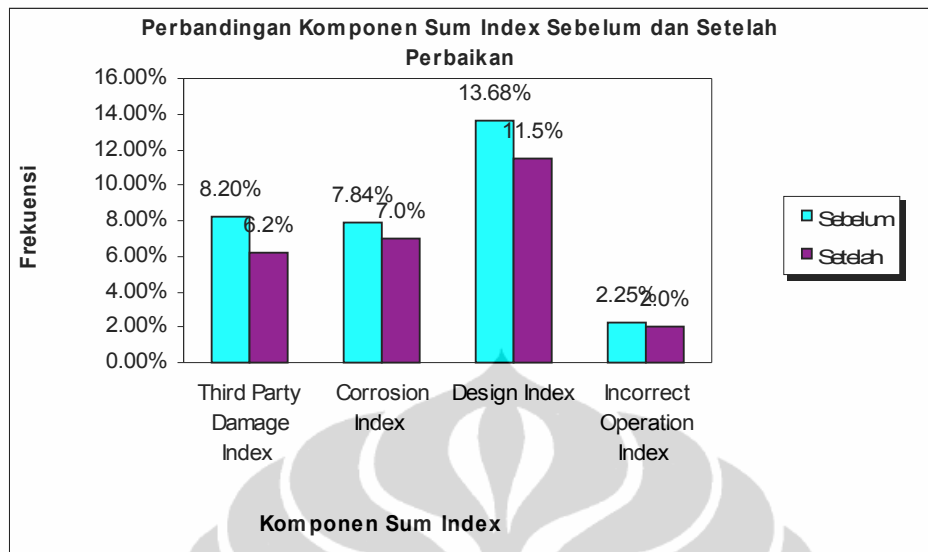
5.5 Simulasi Perbaikan .

Skenario 1 (Probability)

Dengan melakukan perbaikan – perbaikan di faktor Index Sum (Probability) seperti merubah safety factor, menambah jadwal frekuensi patrol, melakukan penyuluhan masyarakat, menambah titik pengetesan catodic protection, serta meningkatkan program pelatihan kemudian setelah dilakukan simulasi perhitungan, hasilnya sebagai berikut :

Tabel 5.12 Nilai Perbandingan COF Index Sum Sebelum Dan Setelah Perbaikan

No	Index	COF-Sebelum	COF-Setelah
A1	Third Party Damage Index	8.20%	6.2%
A2	Corrosion Index	7.84%	7.0%
A3	Design Index	13.68%	11.5%
A4	Incorrect Operation Index	2.25%	2.0%
	Total Probability index	31.96%	26.7%

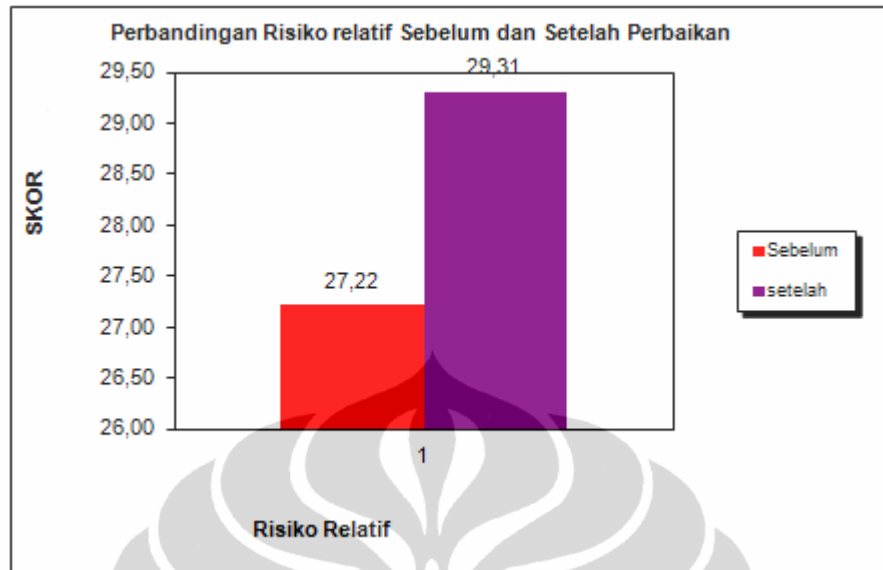


Gambar 5.14 Perbandingan COF Index Sum Sebelum Dan Setelah Perbaikan

Sedangkan nilai risiko relatif yang diperoleh setelah perbaikan sebagai berikut :

Tabel 5.13 Nilai Perbandingan Risiko Relatif Sebelum Dan Setelah Perbaikan

No	Index	RR-Sebelum	RR-Setelah
	RR	27,2	29,3



Gambar 5.15 Perbandingan Risiko Relatif Sebelum Dan Setelah Perbaikan

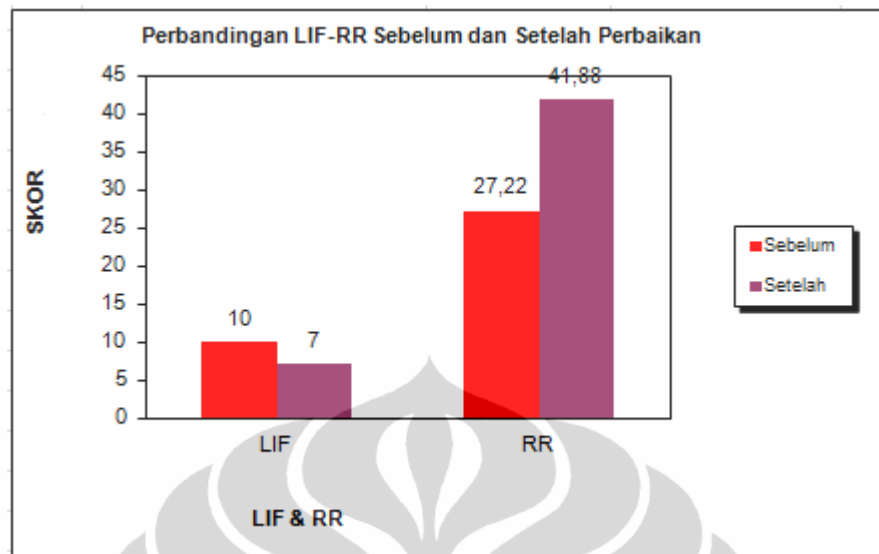
Terlihat nilai Chance of failure (COF) bisa turun dari semula 31,96% menjadi 26,7 % ini berarti tingkat perlindungan pipa gas menjadi naik. Sehingga nilai risiko relatif setelah perbaikan berubah dari 27,22 menjadi 29,31. Nilai ini masih berada dalam daerah high (*intolerable*).

Skenario 2 (*Consequency*)

Selain melakukan perbaikan dari tingkat perlindungan pipa (*probability*) seperti skenario 1 ditambahkan juga usaha perbaikan di faktor dampak kebocoran (*Leak Impack Factor*) dengan melakukan relokasi penduduk yang tinggal di area parameter sekitar pipa dalam jarak 200m terutama di seksi 1, 3 ,4, dan 6. Setelah dilakukan simulasi perhitungan hasilnya sebagai berikut :

Tabel 5.14 Nilai Perbandingan LIF dan RR Sebelum Dan Setelah Perbaikan

No	Index	Sebelum	Setelah
	LIF	10	7
	RR	27,22	41.88



Gambar 5.16 Perbandingan LIF-Risiko Relatif Sebelum Dan Setelah Perbaikan

Terlihat bahwa setelah dilakukan perbaikan nilai leak impact factor (LIF) turun dari 10 menjadi 7 sehingga nilai risiko relatif juga bisa mengalami perubahan dari 27,22 menjadi 41,8. Nilai ini masih berada dalam daerah high (*intolerable*).

Dengan melihat skenario 1 (pertama) dan 2 (dua) diatas terlihat bahwa upaya – upaya perbaikan di faktor index sum dan leak impact factor akan menaikkan nilai risiko relatif akan tetapi masih berada dalam daerah high (*intolerable*). Hal itu disebabkan karena faktor dari produk yang dialirkan dalam jalur pipa itu berupa gas alam yang mempunyai skor *product hazard* 7, sehingga nilai leak impact factornya maksimal bisa diturunkan ke nilai 7. Untuk itu maka upaya-upaya yang bisa dilakukan adalah dengan mempersiapkan langkah-langkah emergensi bila terjadi kebocoran.

5.6 Hasil Penelitian Lain yang pernah dilakukan tentang Kajian Risiko Jalur Pipa

Menurut Zulkifli Djunaidi (2009), pada model yang dikembangkan Kent Muhlbauer terdapat beberapa pengertian dasar analisa risiko pipa yang perlu dijelaskan untuk dapat memahami hasil penelitian yang ada.

Beberapa pengertian dasar tersebut diantaranya adalah :

³⁵₁₇ Formula : Risk = probability/ consequences (Kent Muhlbaeur)

³⁵₁₇ Pada formula diatas pengertian probability menurut Kent dipahami sebagai variable kemampuan (potensi) sistem untuk mencegah dan mengendalikan risiko.

³⁵₁₇ Sedangkan consequences adalah dampak yang paling mungkin terjadi

³⁵₁₇ Oleh karena itu pada konsep formula Kent diatas, risiko dapat dipahami sebagai kemampuan sistem untuk menahan konsekuensi

³⁵₁₇ Konsep ini didasari pada konsep Reliabilitas, Safety dan Life Cycle dari peralatan di dalam sistem

Konsep dasar Kent dapat menjadi dasar untuk melihat tingkat survivabilitas dari sistem yang ada (chance of survival).

Formula Kent terlihat seperti tidak sesuai dengan formula generik risiko dimana ,
Risk = probability x consequence

Pada Formula Generik Risk, probability dipahami sebagai kemungkinan terjadinya risiko. Oleh karena itu dapat juga dikatakan sebagai potensi kerusakan ataupun kerugian. Perbedaannya dengan formula kent, konsep generik berorientasikan pendekatan yang negatif (chance of failure). Sedangkan konsep Kent berorientasikan pendekatan yang positif.

Perbedaan antara konsep generik dan Kent bisa dilihat pada tabel di bawah ini :

Tabel 5.15 Perbedaan Model Risiko Kent Muhlbauer dan Model Generik

Model Generik	Model Kent Muhlbaeur
---------------	----------------------

Risk = Probability x Coonsequency	Risk = Probability / Coonsequency
Probability = chance of failure	Probability = chance of survival
Teori dasar : safetyy, accident model	Teori dasar : reliabilitas dan life cycle
Negatif approach	Positive approach

Tabel 5.16 Hasil Review Model Analisis Risiko Kent Muhlbauer

Faktor	Keunggulan	Keterbatasan
Ruang Lingkup	Model ini telah mempertimbangkan faktor-faktor keselamatan, lingkungan dan kesehatan dalam perhitungan tingkat risiko kebocoran pada pipa penyalur, sehingga cukup komprehensif	Bobot nilai yang diiberikan kepada faktor-faktor probabilitas sama, sehingga tidak menggambarkan besar pengaruh sesungguhnya faktor-faktor tersebut pada risiko kebocoran pipa. Khususnya pada faktor pengaruh pihak ketiga (third party damage index) di Indonesia faktor ini dapat diasumsikan mempunyai pengaruh yang sangat besar karena pengetahuan masyarakat terhadap keselamatan pipa relatif rendah. Selain itu juga law enforcement terhadap pelanggaran hukum masih rendah.

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Keseluruhan jalur pipa gas PT X yang dioperasikan dari Plant D sampai S mempunyai rata-rata nilai risiko relatif sebesar **27,22**. Berdasarkan kriteria risiko menurut API (2002) nilai ini berada pada daerah **high risk (intolerable)** atau berisiko tinggi sehingga perlu dilakukan usaha untuk mengurangi risiko.

2. Dari index sum diketahui peluang terjadinya kegagalan keseluruhan pada jalur pipa gas D - S adalah 31.96 % .
 - $\frac{35}{17}$ Desain, mempunyai peluang kegagalan **13.68 %**
 - $\frac{35}{17}$ *Third party damage*, mempunyai peluang kegagalan 8.2 %
 - $\frac{35}{17}$ Korosi, mempunyai peluang kegagalan 7.84 %
 - $\frac{35}{17}$ Kesalahan operasional, mempunyai peluang kegagalan 2.25 %Terlihat komponen risiko yang paling besar kontribusinya terhadap kegagalan pengoperasian pipa PT X jalur D-S adalah **faktor desain**. Sehingga dapat dikatakan bahwa faktor keselamatan pipa dari segi desain yang berisiko tinggi untuk mengalami kegagalan. Rendahnya skor disain pipa ini terutama terjadi pada *safety factor (Pipe safety factor dan System Safety Factor)* serta faktor *fatigue* .

3. Dari hasil penelitian terhadap 14 section jalur pipa sepanjang D-S terlihat bahwa seksi 3 & 4 (km 46-47 & km 45-46) berpotensi mempunyai risiko paling besar terhadap kegagalan pengoperasian pipeline .

4. Konsekuensi kegagalan yang ditimbulkan dari *leak impack factor* untuk keseluruhan jalur pipa D - S memperoleh 10. Hal ini menunjukkan risiko terjadinya kebocoran yang bisa berdampak bagi lingkungan dan kesehatan masyarakat sekitar. Semakin padat penduduk akan semakin tinggi pula dampak kebocoran. Dalam penelitian ini jalur yang padat penduduknya adalah di seksi 3 & 4 .

5. Skenario 1, yang dilakukan untuk memperbaiki faktor index sum (probability) bisa mengurangi chance of failure (COF) dari semula 31,96% menjadi 26,7 % dan Risiko relatif (RR) dari 27,22 menjadi 29,31 . Nilai ini masih dalam daerah *high risk*.
6. Skenario 2, yang dilakukan untuk memperbaiki faktor leak impact factor (LIF)/ konsekuensi, bisa mengurangi LIF dari semula 10 menjadi 7 dan Risiko relatif (RR) dari 27,22 menjadi 41,88 . Nilai ini masih dalam daerah *high risk*.

5.2 Saran

Peningkatan nilai risiko dapat dicapai bila komponen pencegahan (*index sum*) dapat di maksimalkan , diantaranya dengan :

1. Menaikkan nilai desain faktor dengan cara berikut :

- a) Merubah *Safety Factor*

Merubah design pressure di PSV (Pressure Safety Valve) dari semula 1350 psig menjadi 1275 psig, hal ini akan membuat nilai pipe safety factor menjadi 1.5 (skor 12) dari semula 1.4 (skor 9).

- b) Faktor *Fatigue*, dimana bisa dilakukan dengan cara – cara berikut :

- ³⁵/₁₇ Pressure Cycle Frequency

Dengan meningkatkan kegiatan monitoring yang sudah ada untuk menjaga tekanan operasi agar tidak melampaui 90% MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure) serta menghindari frekuensi terjadinya shutdown dan start up terlalu sering.

- ³⁵/₁₇ Melakukan penghitungan ulang (rekalkulasi) terhadap design dari pipa tersebut, seperti design pressure, operating pressure dan MAOPnya

2. Menaikkan nilai *third party index* dengan cara berikut :

- a) Menambah jadwal frekuensi patroli sepanjang jalur pipa oleh petugas (*line checker*) dari semula 2 kali seminggu menjadi 3 kali seminggu sehingga bisa segera diketahui kalau ada kebocoran.
 - b) Melakukan penyuluhan terhadap masyarakat, dengan mengadakan pertemuan dengan kontraktor lokal sekali dalam setahun serta mengirimkan surat kepada instansi terkait dan kontraktor tentang ROW jalur pipa dan memasang poster-poster serta rambu-rambu peringatan/larangan.
3. Menaikkan nilai *corrosion index*
Dengan menambah titik-titik pengetesan *cathodic protection* setiap 2.5 km dari semula setiap 5 km sepanjang jalur pipa gas D-S, serta secara kontinyu melakukan pengetesan setiap 3 bulan.
4. Menaikkan nilai *incorrect operation index*
Dengan meningkatkan program pendidikan dan latihan serta menambahkan beberapa materi tentang karakteristik produk gas yang dialirkan dalam pipa D - S serta materi tentang tindakan emergensi bila terjadi kebocoran dalam pelatihan yang dijalankan kepada petugas yang bertugas dengan pengoperasian jalur pipa..
5. Untuk menekan dampak kebocoran pipa (Leak Impack Factor) antara lain dengan :
- a) Melakukan patroli secara rutin untuk memeriksa kebocoran oleh petugas (*line checker*) dengan dilengkapi dengan peralatan seperti gas detector, sensor infra red, topography, kamera, dan lainnya
 - b) *Pressure sensing*, untuk mendeteksi tekanan rendah atau tinggi yang bersifat abnormal .
 - c) Memasang SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) secara komputerisasi untuk menganalisis aliran dan tekanan pada waktu tertentu

secara langsung. Sistem ini akan memberikan informasi bila terjadi kebocoran dan menentukan apakah kebocoran ini kritis.

d) Menyiapkan tindakan bila terjadi kondisi darurat (Emergency Response) dengan cara :

³⁵₁₇ Melokalisir area, dengan mencegah kendaraan memasuki zona berbahaya dengan tujuan membatasi sumber *ignition*/percikan.

³⁵₁₇ Evakuasi, sistem evakuasi dilakukan dengan membuat/ menyediakan peta jalur evakuasi.

³⁵₁₇ Menyiapkan tim tanggap darurat yang terlatih untuk kesiapan tanggap darurat dengan melakukan latihan secara rutin dan dilengkapi dengan perangkat komunikasi, peralatan breathing apparatus, fire retardant clothing, serta mobil pemadam kebakaran (Fire Truck).

³⁵₁₇ Menjalin kontak dengan rumah sakit dan pemerintah setempat.

6. Melakukan simulasi *Fire Explosion Model* (FEM) untuk mendapatkan skenario-skenario kebocoran dan jarak aman dengan penduduk sekitar bila terjadi kebakaran.

7. Melakukan risk assesment dengan metode lain untuk mendapatkan perbandingan tingkat risiko pada jalur pipa gas dari lokasi D ke S tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

Muhlbaeur, W.Kent, 2004. *Pipeline Risk Manajemen Manual: Ideas Tecnique and Resources*, Gulf Publising Company, Burlington, USA

Muhlbaeur, W.Kent, 1992. *Pipeline Risk Manajemen Manual: Ideas Tecnique and Resources*, Gulf Publising Company, Burlington, USA

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

Hamer, W, 1989. *Occupational Safety Management and Engineering*. Prentice Hall, inc,Englewood Cliffs, New Jersey

ASME B31.8 (2003), *ASME Code for Pressuring Gas Transmission and Distributing Piping System*, The American Society of Mechanical Engineers (ASME)

ASME B580 (2002), *ASME Code for Risk Base Inspection*, The American Society of Mechanical Engineers (ASME)

Kolluru,RaoV,Bartell. Steven M,Pitblado. Robin M,1996. *Risk Assesment and Management Handbook*. McGraw-Hill,Inc, New York.

Cross, jean 1998, *Study Notes SESC9211 Risk Management* Department of Safety Science, UNSW, Sydney, Australia.

Cross, jean 1998, *Study Notes Hazard and Risk Assesment*, Department of Safety Science, UNSW, Sydney, Australia.

Douglas A. Wiegmann and Scott A. Shappell (2003). *A Human Error Approach to Aviation Accident Analysis: The Human Factors Analysis and Classification System*. Ashgate Publishing, Ltd

Bird, Frank E, Jr (1990). *Practical Loss Control Leadership*. Institute Publishing Division of International Loss Control Institute, Loganville.

Ericson, C. A. 2005. *Hazard Analysis Techniques for System Safety*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.

Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 300/K/38/M.PE/1997 tentang *Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi*. Departemen Pertambangan dan Energi Republik Indonesia.

Pedoman Tata Kerja No 012/PTK/II/2007 tentang *Pengoperasian dan Pemeliharaan Pipa Penyalur Minyak Dan Gas Bumi*. Badan Pelaksana kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) Republik Indonesia.

Djunaidi, Zulkifli (2009), *Studi Pengembangan Model Analisa Risiko Keselamatan Pada Pipa Penyalur Gas Dan Minyak Mentah*, Universitas Indonesia

Undang-undang Nomor: 1 Tahun 1970 Republik Indonesia, tentang *Keselamatan Kerja*

Lampiran 1. Tabel Hasil Risiko Relatif 14 Seksi

No	Index	SECTION														Hasil Skor Rata-rata	Persentase	Max		Bobot	Total Standar
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14						
A	INDEX SUM	268	275	260	260	275	268	275	275	275	280	275	275	275	275	272,16	272,16				400
A1	Third Party Damage Index	63	70	55	55	70	63	70	70	70	75	70	70	70	70	67,21	67,21	100	pts	100%	100
a	Minimum Depth of Cover	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,00	20	pts	20%	
b	Activity Level	8	15	0	0	15	8	15	15	15	20	15	15	15	15	12	12,21	20	pts	20%	
c	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%	
d	Line Locating	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	15	pts	15%	
e	Public Education	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	15	pts	15%	
f	Right of Way Condition	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	5	pts	5%	
g	Patrol Frequency	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8,00	15	pts	15%	
A2	Corrosion Index	68,7	68,7	68,65	68,65	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,65	68,65	100	pts	100%	100
a	Atmospheric Corrosion	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	9,0	8,95	10	pts	10%	10
a.1	Atmospheric exposures	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,00	5	pts	5%	
a.2	Atmospheric Type	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,20	2	pts	2%	
a.3	Atmosphering Coating	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	3	pts	3%	
b	Internal Corrosion	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13,0	13,00	20	pts	20%	20
b.1	Product Corrosivity	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,00	10	pts	10%	
b.2	Internal Protection	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,00	10	pts	10%	
c	Subsurface Corrosion	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,70	46,70	70	pts	70%	70
c.1	Subsurface Environment	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,50	20	pts	20%	20
c.1.1	Soil Corrosivity	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,50	15	pts	15%	
c.1.2	Mechanical Corrosion	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	5	pts	5%	
c.2	Cathodic Protection	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7	19,70	25	pts	25%	
c.2.1	Effectiveness	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,70	15	pts	15%	
c.2.1.1	Age Of System																				
c.2.1.2	Test Lead																				
c.2.2	Interference Potensial	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10,00	10	pts	10%	
c.2.2.1	Cathodic Protection																				
c.2.2.2	Other Methal																				
c.2.2.3	AC Interference																				
c.3	Coating	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,50	25	pts	25%	
c.3.1	Fitness / Internal Inspection	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	10	pts	10%	
c.3.2	Coating Condition	13,8	13,8	13,75	13,75	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,75	15	pts	15%	
A3	Design Index	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,3	45,30	45,30	100	pts	100%	100
a	Safety Factor	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,30	12,30	35	pts	35%	35
a.1	- Pipe Safety Factor	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,90	7,90				
a.2	- Svsstem safetv Facor	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,40	4,40					

d	System Hydrostatic Test	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	25	pts	25%		
e	Land Movements	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%		
A4	Incorrect Operation Index	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91,00	100	pts	100%	100
a	Design	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26,00	26,00	30	pts	30%	30
1	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,00	4	pts	4%		
2	MAOP Potential	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,00	12	pts	12%		
3	Safety System	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,00	10	pts	10%		
4	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
b	Construction	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,00	20	pts	20%	20
1	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%		
2	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
3	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
4	Backfill	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
6	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
c	Operation /Subsurface	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30,00	35	pts	35%	35
1	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	7	pts	7%		
2	SCADA/Communication	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00	3	pts	3%		
3	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
4	Safety Program	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Surveys	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	5	pts	5%		
6	Training	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9,00	10	pts	10%		
7	Mech Errors Preventers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	6	pts	6%		
d	Maintenance	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15,00	15	pts	15%	15
1	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00					
2	Schedule	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00					
3	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00					
B	LEAK IMPACK FACTOR	14	7	21	21	7	14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	10,0	10,00				
B1	Product Hazard / PH	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	22	pts	22%	22
1	Acute Hazard	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	12	pts	12%	12
	Flammability (Nf)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,00	4	pts	4%		
	Reactivity (Nf)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	4	pts	4%		
	Toxicity (Nh)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00	4	pts	4%		
2	Cronic Hazard (RO)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	10	pts	10%	10	
B2	Leak Volume (LV)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00	6	pts	6%	6
B3	Dispersion	0,5	1	0,333	0,333	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,83	6	pts	6%	6
B4	Receptors	2	1	3	3	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,43	1,43	4	pts	4%	4
	Relative Risk	19,1	39,3	12,38	12,38	39,3	19,1	39,3	39,3	39,3	40	39,3	39,3	39,3	39,3	27,22	27,22				400	

Lampiran 2. Tabel Probability - Konsekuensi dan Risiko Relatif

KM	Section	Third Party Damage Index	Corrosion Index	Design Index	Incorrect Operation Index	Sum Index	LIF	RR
48-48.4	1	63	68.7	45.3	91	267.95	14	19.14
47-48	2	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
46-47	3	55	68.7	45.3	91	259.95	21	12.38
45-46	4	55	68.7	45.3	91	259.95	21	12.38
44-45	5	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
43-44	6	63	68.7	45.3	91	267.95	14	19.14
42-43	7	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
41-42	8	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
40-41	9	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
39-40	10	75	68.7	45.3	91	279.95	7	39.99
38-39	11	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
37-38	12	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
36-37	13	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28
35-36	14	70	68.7	45.3	91	274.95	7	39.28

Lampiran 3. Tabel Komponen Third Party Index

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Maksimum	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Minimum Depth of Cover	20	20	5,0%	5%	0%
b	Activity Level	12	20	5,0%	3%	1,9%
c	Aboveground Facilities	10	10	2,5%	2,5%	0%
d	Line Locating	7	15	3,8%	1,8%	2,0%
e	Public Education	5	15	3,8%	1,3%	2,5%
f	Right of Way Condition	5	5	1,3%	1,3%	0%
g	Patrol Frequency	8	15	3,8%	2%	1,8%
A1	Third Party Damage Index	67,21	100	25%	16,8%	8,2%



Lampiran 4. Tabel Komponen Corrosion Index

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Maksimum	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Atmospheric Corrosion	9,0	10	2,5%	2,2%	0,3%
a.1	Atmospheric exposures	5,0	5	1,3%	1,3%	0,0%
a.2	Atmospheric Type	1,2	2	0,5%	0,3%	0,2%
a.3	Atmosphering Coating	2,8	3	0,8%	0,7%	0,1%
b	Internal Corrosion	13,0	20	5,0%	3,3%	1,8%
b.1	Product Corrosivity	7,0	10	2,5%	1,8%	0,8%
b.2	Internal Protection	6,0	6	1,5%	1,5%	0,0%
c	Subsurface Corrosion	46,70	70	17,5%	11,7%	5,8%
c.1	Subsurface Environment	9,5	20	5,0%	2,4%	2,6%
c.1.1	Soil Corrosivity	7,5	15	3,8%	1,9%	1,9%
c.1.2	Mechanical Corrosion	2	5	1,3%	0,5%	0,8%
c.2	Cathodic Protection	19,7	25	6,3%	4,9%	1,3%
c.2.1	Effectiveness	9,7	15	3,8%	2,4%	1,3%
c.2.1.1	Age Of System					
c.2.1.2	Test Lead					
c.2.2	Interference Potensial	10,00	10	2,5%	2,5%	0,0%
c.2.2.1	Cathodic Protection					
c.2.2.2	Other Methal					
c.2.2.3	AC Interference					
c.3	Coating	17,5	25	6,3%	4,4%	1,9%
c.3.1	Fitness / Internal Inspection tool	3,75	10	2,5%	0,9%	1,6%
c.3.2	Coating Condition	13,8	15	3,8%	3,4%	0,3%
A2	Corrosion Index	68,65	100	25,0%	17,2%	7,8%

Lampiran 5. Tabel Komponen Design Index

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Maksimum	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Safety Factor	12,3	35	8,8%	3,1%	5,7%
a.1	- Pipe Safety Factor	7,9				
a.2	- System safety Facor	4,4				
b	Fatigue	3,0	15	3,8%	0,8%	3,0%
c	Surge Potential	10,0	10	2,5%	2,5%	0,0%
d	System Hydrostatic Test	10,0	25	6,3%	2,5%	3,8%
e	Land Movements	10,0	10	2,5%	2,5%	0,0%
A3	<i>Design Index</i>	<i>45,3</i>	<i>100</i>	<i>25,0%</i>	<i>11,3%</i>	<i>13,7%</i>



Lampiran 6. Tabel Komponen Incorrect Operational Index

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Skor Max	Bobot	Chance of Survival	Chance of Failure
a	Design	26,00	30	7,5%	6,5%	1,0%
1	Hazard Identification	4	4	1,0%	1,0%	0,0%
2	MAOP Potential	12	12	3,0%	3,0%	0,0%
3	Safety System	6	10	2,5%	1,5%	1,0%
4	Material Selection	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
5	Checks	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
b	Construction	20	20	5,0%	5,0%	0,0%
1	Inspection	10	10	2,5%	2,5%	0,0%
2	Materials	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
3	Joining	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
4	Backfill	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
5	Handling	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
6	Coating	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
c	Operation /Subsurface	30	35	8,8%	7,5%	1,3%
1	Procedures	7	7	1,8%	1,8%	0,0%
2	SCADA/Comunication	3	3	0,8%	0,8%	0,0%
3	Drug Testing	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
4	Safety Program	2	2	0,5%	0,5%	0,0%
5	Surveys	5	5	1,3%	1,3%	0,0%
6	Training	9	10	2,5%	2,3%	0,3%
7	Mech Errors Preventers	2	6	1,5%	0,5%	1,0%
d	Maintenance	15	15	3,8%	3,8%	0,0%
1	Documentation	2		0,0%	0,5%	-0,5%
2	Schedule	3		0,0%	0,8%	-0,8%
3	Procedures	10		0,0%	2,5%	-2,5%
A4	Incorrect Operation Index	91	100	25,0%	22,8%	2,3%

Lampiran 7. Nilai Leak Impack Factor

No	Index	Hasil Skor Rata-rata	Max
B	LEAK IMPACK FACTOR	10,0	
B1	Product Hazard / PH	7	22 pts
1	Acute Hazard	5	12 pts
	Flammability (Nf)	4	4 pts
	Reactivity (Nf)	0	4 pts
	Toxicity (Nh)	1	4 pts
2	Cronic Hazard (RQ)	2	10 pts
B2	Leak Volume (LV)	1	6 pts
B3	Dispersion	0,83	6 pts
B4	Receptors	1,43	4 pts
	Relative Risk	27,22	400

Lampiran 8. Nilai LIF - Kepadatan Penduduk dan Lingkungan

KM	Section	LIF	Populasi	Lingkungan
48-48.4	1	14	Klas 2	Perkebunan masyarakat
47-48	2	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat
46-47	3	21	Klas 3	Pemukiman
45-46	4	21	Klas 3	Pemukiman
44-45	5	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat
43-44	6	14	Klas 2	Pemukiman
42-43	7	7	Klas 1	Pemukiman dan hutan produksi
41-42	8	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat & hutan produksi
40-41	9	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat & hutan produksi
39-40	10	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat & hutan produksi
38-39	11	7	Klas 1	Hutan produksi
37-38	12	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat
36-37	13	7	Klas 1	Pemukiman
35-36	14	7	Klas 1	Perkebunan masyarakat

Lampiran 9. Tabel Nilai Risiko Relatif 14 Seksi Setelah Perbaikan Faktor Probability (Index Sum)

No	Index	SECTION														Hasil Skor Rata-rata	Persentase	Max		Bobot	Total Standar	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14							
A	INDEX SUM	289	296	280,9	280,9	296	289	296	296	296	301	296	296	296	296	293,13	293,13				400	
A1	Third Party Damage Index	71	78	63	63	78	71	78	78	78	83	78	78	78	78	75,21	75,21	100	pts	100%	100	
a	Minimum Depth of Cover	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,00	20	pts	20%		
b	Activity Level	8	15	0	0	15	8	15	15	15	20	15	15	15	15	12	12,21	20	pts	20%		
c	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%		
d	Line Locating	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	15	pts	15%		
e	Public Education	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11,00	15	pts	15%		
f	Right of Way Condition	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	5	pts	5%		
g	Patrol Frequency	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	15	pts	15%		
A2	Corrosion Index	71,9	71,9	71,92	71,92	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,9	71,92	71,92	100	pts	100%	100	
a	Atmospheric Corrosion	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,20	10	pts	10%	10	
a.1	Atmospheric exposures	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	5	pts	5%			
a.2	Atmospheric Type	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,20	2	pts	2%		
a.3	Atmosphering Coating	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00	3	pts	3%			
b	Internal Corrosion	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13,00	13,00	20	pts	20%	20	
b.1	Product Corrosivity	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	7,00	10	pts	10%		
b.2	Internal Protection	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,00	6,00	10	pts	10%		
c	Subsurface Corrosion	49,7	49,7	49,72	49,72	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,72	49,72	70	pts	70%	70	
c.1	Subsurface Environment	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,50	20	pts	20%	20	
c.1.1	Soil Corrosivity	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,50	15	pts	15%		
c.1.2	Mechanical Corrosion	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	5	pts	5%			
c.2	Cathodic Protection	21,5	21,5	21,47	21,47	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,47	25	pts	25%		
c.2.1	Effectiveness	11,5	11,5	11,47	11,47	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,47	15	pts	15%		
c.2.1.1	Age Of System																					
c.2.1.2	Test Lead																					
c.2.2	Interference Potensial	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10,00	10	pts	10%		
c.2.2.1	Cathodic Protection																					
c.2.2.2	Other Methal																					
c.2.2.3	AC Interference																					
c.3	Coating	18,8	18,8	18,75	18,75	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,75	25	pts	25%		
c.3.1	Fitness / Internal Inspection tool	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	10	pts	10%	
c.3.2	Coating Condition	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15,00	15,00	15	pts	15%		
A3	Design Index	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54,00	54,00	100	pts	100%	100	
a	Safety Factor	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21,00	21,00	35	pts	35%	35	
a.1	- Pipe Safety Factor	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,50	10,50					
a.2	- System safety Factor	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,50	10,50					
b	Fatigue	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00	3,00	15	pts	15%		
c	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10,00	10	pts	10%		
d	System Hydrostatic Test	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10,00	25	pts	25%		
e	Land Movements	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10,00	10	pts	10%		
A4	Incorrect Operation Index	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92,00	100	pts	100%	100	
a	Design	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26,00	26,00	30	pts	30%	30	
1	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,00	4,00	4	pts	4%		
2	MAOP Potential	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,00	12,00	12	pts	12%		

4	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
b	Construction	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,00	20	pts	20%	20	
1	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%		
2	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
3	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
4	Backfill	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
6	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
c	Operation /Subsurface Corrosion	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31,00	35	pts	35%	35	
1	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	7	pts	7%		
2	SCADA/Communication	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00	3	pts	3%		
3	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
4	Safety Program	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	2	pts	2%		
5	Surveys	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	5	pts	5%		
6	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00	10	pts	10%		
7	Mech Errors Preventers	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	6	pts	6%		
d	Maintenance	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15,00	15	pts	15%	15	
1	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00					
2	Schedule	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,00					
3	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,00					
B	LEAK IMPACK FACTOR	14	7	21	21	7	14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	10,0	10,00					
B1	Product Hazard / PH	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,00	22	pts	22%	22	
1	Acute Hazard	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,00	12	pts	12%	12	
	Flammability (Nf)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,00	4	pts	4%		
	Reactivity (Nf)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	4	pts	4%		
	Toxicity (Nh)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00	4	pts	4%		
2	Chronic Hazard (RQ)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,00	10	pts	10%	10	
B2	Leak Volume (LV)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00	6	pts	6%	6	
B3	Dispersion	0,5	1	0,333	0,333	1	0,5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,8	0,83	6	pts	6%	6
B4	Receptors	2	1	3	3	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,43	1,43	4	pts	4%	4
	Relative Risk	20,6	42,3	13,38	13,38	42,3	20,6	42,3	42,3	42,3	43	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	29,31	29,31				400	

Lampiran 10. Checklist Penilaian Risiko Relatif

A	INDEX SUM			
A1	Third party Index (skor 0-100 pts)			
a	Minimum Dept of cover (Skor 0-20 pts) Skor = <u>Ketebalan cover dalam satuan inch /3</u>			
	Tambahan sbb :			
	2 inch concrete coating = 8 inci lapisan tanah			
	4 inch concrete coating = 12 inch lapisan tanah			
	Pipa casing = 24 inch lapisan tanah			
	Concrete slab = 24 inch lapisan tanah			
	Warning tape = 6 inch lapisan tanah			
b	Activity Level (Skor 0-20 pts)			
	1) Aktivitas tingkat tinggi (skor = 0),	0		
	• Kepadatan penduduk klas 3 menurut DOT CFR 192.			
	• Kepadatan penduduk tinggi			
	• Frekuensi aktivitas pembangunan tinggi			
	• Frekuensi laporan adanya kegiatan disekitar jalur pipa >2 x seminggu			
	• Jalur pipa melewati lintasan rel kereta api atau jalan raya			
	• Banyak fasilitas lain yang ditanam disekitar jalur pipa			
	2) Aktivitas tingkat menengah (skor = 8 poin),	8		
	• Kepadatan penduduk klas 2 menurut DOT CFR 192			
	• Kepadatan penduduk rendah disekitar pipa			
	• Kegiatan pembangunan jarang			
	• Frekuensi laporan dibawah 5 kali dalam 1 bulan			
	• Fasilitas lain yang ditanam disekitar pipa sedikit			
	3) Aktivitas tingkat rendah (skor = 15 poin)	15		
	• Kepadatan penduduk klas 1 menurut DOT CFR 192			
	• Kepadatan penduduk rendah (Pedesaan)			
	• Jarang dilakukan laporan (dibawah 10 kali dalam 1 tahun)			
	• Tidak terdapat aktivitas pembangunan selama 10 tahun terakhir			
	4) Tidak ada aktivitas berisiko disekitar pipa	20		
c	Aboveground Facilities (Skor 0-10 pts)			
	- Tidak ada fasilitas diatas permukaan tanah	10		
	- Ada Fasilitas diatas permukaan tanah	0		
	- Fasilitas berjarak lebih dari 200 kaki dari jalan kendaraan	5		
	- Dipasang pagar kawat keliling dengan jarak 6 kaki	2		
	- Perlindungan dudukan pipa baja 4 inci	3		
	- Perlindungan pohon diameter 12 inci	4		
	- Perlindungan dengan parit	3		
	- Pemasangan tanda peringatan	1		
d	Line Locating / one cell (Skor 0-15 pts)			
	Effektive / dilengkapi dengan aspek hukum	4		
	Data-data bukti efisiensi dan handal	2		
	Ada pemberitahuan kepada masyarakat	2		
	Minimum memenuhi standar ULCCA (Penanggulangan Bencana)	2		
	Reaksi perusahaan cepat terhadap pemberitahuan	5		
e	Public Education Program (Skor 0-15 pts)			
	Ada pemberitahuan melalui surat-surat	2		
	Pertemuan dengan pemuka masyarakat sekali dalam setahun	2		
	Pertemuan dengan kontraktor lokal sekali dalam setahun	2		
	Program pendidikan yang teratur untuk kelompok masyarakat	2		
	Kontak dari rumah kerumah dengan penduduk yang berdekatan	4		
	Ada pemberitahuan dengan surat kepada kontraktor	2		
	Pemasangan pengumuman sekali dalam setahun	1		
f	Right of Way Condition (Skor 0-5 pts)			
	Daerah sekitar jalur pipa bebas dan tidak terbebani dapat dilihat dengan jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, marka dan tanda jelas terlihat	5		
	Daerah sekitar jalur pipa bebas, dapat dilihat jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, tetapi marka dan tanda tidak jelas terlihat	3		
	Row tidak seragam, dibutuhkan tanda dan marka yang lebih banyak dan jelas	2		
	Row tertutup pepohonan, daerah sekitar jalur pipa tidak selalu terlihat dari udara, marka dan tanda tidak jelas	1		
	Tidak dapat dikenali sebagai jalur pipa dan tidak ada marka	0		
g	Patrol Frekuensi (Skor 0-15 pts)			
	Patroli dilaksanakan setiap hari	15		
	Patroli dilakukan 4 hari dalam seminggu	12		
	Patroli dilakukan 3 hari dalam seminggu	10		
	Patroli dilakukan 2 hari dalam seminggu	8		

Patroli dilakukan kurang dari I kali dalam sebulan
 Patroli tidak pernah dilakukan

2
0

A2 Corrosion Index (skor 0-100 pts)

a Atmospheric Corrosion (skor 0-10)

a.1 Atmospheric exposures (Susceptible Facility) , skor maks = 5 pts

Ada pertemuan dengan udara/air
 Ada selubung pipa
 Ada isolasi
 Ada support/gantungan
 Ada pertemuan dengan tanah/udara
 Ada pemaparan lain
 Tidak ada pemaparan dengan atmosferik
 Ada lebih dari 1 detector

0
1
2
2
3
4
5
-1

a.2 Atmospheric type (skor maks = 10 pts)

TOTAL SCORE = 6. X 2/10 = 1.2

Ada industri kimia dan letaknya dekat dengan laut
 Ada industri kimia dan kelembaban tinggi
 Letaknya dekat laut, rawa dan pesisir pantai
 Kelembaban tinggi, temperatur tinggi
 Ada industri kimia dan kelembaban rendah
 Kelembaban rendah

0
2
4
6
8
10

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

TOTAL SCORE = ... X 3/12 =

a.3.1 Coating

Good :

Lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan

3

Fair

Lapisan yang digunakan memadai tetapi tidak dirancang untuk lingkungan tertentu.

2

Poor

Lapisan digunakan tetapi tidak cocok untuk lingkungan yang ada

1

Absent

Tidak digunakan lapisan

0

a.3.2 Application

Good :

Spesifikasi yang digunakan dengan rinci, memperhatikan semua aspek penggunaan dan sistim control kualitas yang digunakan tepat.

3

Fair

Penggunaan tepat, tetapi tanpa supervisi atau kontrol kualitas

2

Poor

Penggunaan berkualitas rendah dan sembarangan

1

Absent

Penggunaan tidak tepat, tahap-tahap yang diabaikan dan lingkungan tidak terkontrol

0

a.3.3 Inspeksi

Good :

Inspeksi bersifat formal, khusus dilakukan bagi korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer

3

Fair

Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut.

2

Poor

Inspeksi yang dilaksanakan hanya sedikit dan hanya sekilas.

1

Absent

Inspeksi tidak dilakukan

0

a.3.4 Correction of Defect

Good :

Ada laporan kerusakan lapisan yang didokumentasikan dengan segera dan mempunyai jadwal untuk perbaikan

3

Fair

Kerusakan-kerusakan lapisan dilaporkan secara informal dan diperbaiki pada waktu yang lapang /kosong

2

Poor

Inspeksi

1

Kecil atau tidak ada perhatian yang diberikan pada kerusakan-kerusakan lapisan.

b Internal Corrosion (Skor maks = 20 pts)

b.1 Product Corosivity (skor maks = 10 pts)

<i>Strongly corrosive</i> :	0
Sangat korosif: sangat mungkin menyebabkan korosi dengan cepat	
<i>Miindly corrosive</i>	3
Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut.	
<i>Corrosive only under special condition</i>	7
Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab korosi masuk kedalam produk	
<i>Never corrosive</i>	10
Tidak pernah korosif	

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

<i>None</i>	0
Tidak ada tindakan pencegahan untuk menurunkan korosi internal	
<i>Internal Monitoring</i>	2
Ada monitoring internal dengan probe dan kupon	
<i>Inhibitor injection</i>	4
Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab korosi masuk kedalam produk	
<i>Internal Coating</i>	10
Lapisan internal (coating internal) pada bagian dalam pipa dengan material yang diciptakan khusus pencegah korosi	
<i>Operational Measure</i>	3
Tindakan operasional yang digunakan untuk mencegah kotoran dari produk yang menyebabkan korosi dengan sistem dehidrasi dan filter	
<i>Pigging</i>	3
pembersihan kotoran didalam pipa dengan memasukkan suatu alat (sphere pig) kedalam pipa bersarna dengan aliran produk	

c Subsurface Corrosion (Skor maks = 70 pts)

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

c.1.1 Soil Corosivity (skor maks = 15 pts)	
<i>TOTAL SCORE = .. X 15/4 =</i>	
Potensi korosi tinggi (< 500 Ohm-cm tanah)	0
Potensi korosi sedang (500-10.000 Ohm-cm tanah)	2
Potensi korosi rendah (> 10.000 Ohm-cm tanah)	4
Tidak diketahui	0
Situasi khusus yaitu aktivitas mikro organisme tinggi atau rendah	-1
c.1.2 Mechanical Corrosion (skor maks = 5 pts)	
% MAOP	
0-20%	
21- 50 %	
51-75%	
>75%	
<i>Environment = (korosifitas produk) + (korosifitas tanah)</i>	9
Product Corosivity	7
Soil Corosivity	2

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

c.2.1 - Effectiveness (skor maks = 15 pts)

c.2.1.1 Age Of System	
Usia pipa 0-5 tahun	1
Usia pipa 5- 10 tahun	3
Usia pipa 10-20 tahun	2
Usia pipa diatas 20 tahun	1
	0

c.2.1.2 Test Lead

- Penempatan tes timbal pada lokasi dimana ada pertemuan dengan logam lain	2
▪ Tes timbal dengan jarak <1 mil,	3
▪ Tes timbal dengan jarak 1-2mil	2
▪ Tes timbal dengan jarak >2 mil	0
- Frekuensi pembacaan tes timbal dihitung berdasarkan interval waktu	

- Diatas 1 tahun, skor
- Close interval survey
 - Penilaian dilakukan berdasarkan pencatatan aktivitas potensial korosi sebagai berikut:
 - Survey dilakukan terakhir pada tahun ini, skor= 8 pts
 - Survei dilakukan terakhir 2 tahun lalu, skor 8-1= 7 pts
 - Survei dilakukan terakhir 3 tahun lalu, skor 8-2.....= 5 pts , dst $TOTAL SCORE = X 15/17 =$
- c.2.2. *Interference Potensial* (skor maks = 10 pts)
- $TOTAL SCORE =16 X 10/16 = 10$
- c.2.2.1 • *Cathodic Protection* (skor maks = 80 / 16 pts)
- Memenuhi kriteria umum
 - Tidak Memenuhi kriteria umum
- $TOTAL SCORE = X 10/16 =$
- c.2.2.2 • *Current Flow Other Buried Metal* (skor maks = 40 / 16 pts)
- Tidak ditemukan
 - 1-10 kali ditemukan
 - 11-25 kali ditemukan
 - > 25
- $TOTAL SCORE = ... X 10/16 = ...$
- c.2.2.3 • *AC Interface* (skor maks = 40 / 16 pts)
- Tidak ada AC power (tenaga listrik) pada jarak <500 kaki dari pipa
 - Tenaga listrik dekat dengan pipa tetapi tidak ada tindakan pencegahan yang digunakan untuk melindungi pipa
 - Tenaga listrik dekat dengan pipa, tidak ada tindakan pencegahan yang dilakukan
- $TOTAL SCORE = ... X 10/16 = ...$
- c.3 *Coating* (skor maks = 25 pts)
- c.3.1 - *Internal Inspection Tool* (skor maks = 10 pts)
- Skor = 8 - (tahun terakhir inspeksi)
- $TOTAL SCORE = (8 - ...) x 10/8 =$
- c.3.2 - *Coating Condition* (skor maks = 15 pts)
- $TOTAL SCORE = ...X 15/12 =$

Coating	
<i>Good</i> :	<input type="text" value="3"/>
Lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan	
<i>Fair</i>	<input type="text" value="2"/>
Lapisan yang digunakan memadai tetapi tidak dirancang untuk lingkungan tertentu.	
<i>Poor</i>	<input type="text" value="1"/>
Lapisan digunakan tetapi tidak cocok untuk lingkungan yang ada	
<i>Absent</i>	<input type="text" value="0"/>
Tidak digunakan lapisan	
Application	
<i>Good</i> :	<input type="text" value="3"/>
Spesifikasi yang digunakan dengan rinci, memperhatikan semua aspek penggunaan dan sistim control kualitas yang digunakan tepat.	
<i>Fair</i>	<input type="text" value="2"/>
Penggunaan tepat, tetapi tanpa supervisi atau kontrol kualitas	
<i>Poor</i>	<input type="text" value="1"/>
Penggunaan berkualitas rendah dan sembarangan	
<i>Absent</i>	<input type="text" value="0"/>
Penggunaan tidak tepat, tahap-tahap yang diabaikan dan lingkungan tidak terkontrol	
Inspeksi	
<i>Good</i> :	<input type="text" value="3"/>
Inspeksi bersifat formal, khusus dilakukan bagi korosi yang disebabkan oleh kondisi atmosfer	
<i>Fair</i>	<input type="text" value="2"/>
Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut.	
<i>Poor</i>	<input type="text" value="1"/>
Inspeksi yang dilaksanakan hanya sedikit dan hanya sekilas.	
<i>Absent</i>	<input type="text" value="0"/>

Correction of Defect	
<i>Good</i> :	3
Ada laporan kerusakan lapisan yang didokumentasikan dengan segera dan mempunyai jadwal untuk perbaikan	
<i>Fair</i>	2
Kerusakan-kerusakan lapisan dilaporkan secara informal dan diperbaiki pada waktu yang lapang /kosong	
<i>Poor</i>	1
Kerusakan-kerusakan lapisan tidak dilaporkan secara konsisten atau tidak diperbaiki	
<i>Absent</i>	0
Kecil atau tidak ada perhatian yang diberikan pada kerusakan-kerusakan lapisan.	

A3 Design Index (skor 0-100 pts)

a Safety Factor (Skor maks = 35 pts)

a.1 Pipe Safety Factor

T	
<1,0	-5
1,0-1,1	2
1,11-1,20	5
1,21-1,40	9
1,41-1,60	12
1,01-1,80	16
>1,81	20

TOTAL SCORE = [(t-1) x 20] X 35/40 = ... x (35/40) =

a.2 System Safety Factor

Design to MAOP Ratio	
2,0	20
1,75-1,99	16
1,50-1,74	12
1,254,49	8
1,10-1,24	5
1,00-1,10	0
<1,00	-10

TOTAL SCORE = [(Desain to MAOP ratio – 1) x 20] x 35/40 =

TOTAL SCORE = x 35/40 =

b Fatique (Skor maks = 15 pts)

c Surge Potential (Skor maks = 10 pts)

<i>High Probability</i>	0
Apabila dalam pengoperasian system (devices,equipment,fluid velocity) dapat menimbulkan pressure surge	
<i>low probability</i>	5
Apabila fluid velocity dapat mengakibatkan pressure surge, namun system (surge tanks,reliefe valves, slow valve closures) dapat meredam kemungkinan terjadinya pressure surge	
<i>Impossible</i>	10
Kondisi dimana system tidak mempunyai potensi terjadinya terjadinya pressure surge	

d System Hydrostatic Test (Skor maks = 25 pts)

d.1 Menghitung H (Skor maks = 15 pts)

• H < 1,10 (1,10= tekanan tes 10% diatas MAOP)	0
• 1,11 < H < 1,25	5
• 1,26 < H, < 1,40	10
• H > 1,41	15

d.2 Berdasarkan waktu sejak tes terakhir (skor maks10 pts)

• Tes terakhir tahun berjalan, skor 10 – 0	10
• Tes terakhir 4 tahun yang lalu, skor 10-4	6
• Tes terakhir pada 10 tahun yang lalu, skor 10-10	0

e Land Movement (Skor maks = 10 pts)

Tinggi: tanah yang selalu berubah	0
Sedang: kondisi tanah jarang berubah	2
Rendah: kondisi tanah yang jarang sekali terjadi pergerakan	6
Tidak bergerak: tidak terjadi pergerakan	10
Tidak diketahui	0

a	Design (Skor maks = 30 pts)			
a.1	Identifikasi bahaya	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
a.2	Potensial MAOP (skor maks 12)		<input type="checkbox"/>	
	• Rutin, skor	0		
	• Jarang terjadi, skor	5		
	• Sangat jarang terjadi, skor	10		
	• Tidak mungkin terjadi, skor	12		
a.3	Sistem keselamatan pipa (skor maks = 10)		<input type="checkbox"/>	
	• Tidak ada sistim keselamatan pipa	0		
	• Ada, hanya 1 tingkat	3		
	• Ada 2 atau lebih dari 1 tingkat	6		
	• Hanya observasi	1		
	• Observasi dan kontrol	3		
	• Tidak ada, tetapi aktif menyaksikan	-2		
	• Tidak ada dan tidak ada keterlibatan	-3		
	• Tidak diperlukan sistim keselamatan	10		
a.4	Seleksi material pipa	2	<input type="checkbox"/>	
a.5	Tindakan pengecekan	2	<input type="checkbox"/>	
b	Construction (Skor maks = 20 pts)		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	1) Inspeksi	10		
	2) Material	2		
	3) Penyambungan	2		
	4) Back fill	2		
	5) Handling	2		
	6) Coating	2		
c	Operation (Skor maks = 35 pts)		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c.1	Prosedur (skor maks = 7 pts)		<input type="checkbox"/>	
	▪ Pemeliharaan kerangan			
	▪ Dilakukan inspeksi dan kalibrasi terhadap safety device			
	▪ Prosedur start-up dan down pipeline			
	▪ Pengoperasian pergerakan produk			
	▪ Perubahan pergerakan produk			
	▪ Pemeliharaan ROW			
	▪ Dilakukan kalibrasi terhadap flow meter			
	▪ Pemeliharaan peralatan instrumentasi			
c.2	Komunikasi / SCADA (skor maks = 3)		<input type="checkbox"/>	
	Apa ada komunikasi antara operator lapangan dan pusat kontrol ?			
	▪ Membuka atau menutup kerangan-kerangan			
	▪ Menghidupkan atau mematikan pompa-pompa dan kompresor			
	▪ Mengoperasikan atau menghentikan vendor flow			
	▪ Peralatan instrumen sedang dipersiapkan untuk diperbaiki			
	▪ Kegiatan pemeliharaan lain yang mungkin berdampak terhadap operasi pipa			
c.3	Drug testing		<input type="checkbox"/>	
c.4	Program keselamatan (skor maks = 2)		<input type="checkbox"/>	
	▪ Program keselamatan yang tertulis dalam suatu dokumen sebagai suatu komitmen perusahaan			
	▪ Program keselamatan yang ada, apakah sudah melibatkan seluruh pekerja di semua tingkat jabatan			
	▪ Performance K3 apakah sudah baik			
	▪ Tanda, slogan dan sebagainya mengenai keselamatan dan lingkungan sudah dipasang			
	▪ Housekeeping apakah sudah dilaksanakan			
	▪ Apakah ada petugas K3 yang standby selama 24 jam			
c.5	Survei		<input type="checkbox"/>	
c.6	Pelatihan (skor maks = 10)		<input type="checkbox"/>	
	1) Tersedianya dokumen	2		
	2) Testing	2		
	Topik-topik yang dibahas antara lain:			
	▪ Karakteristik produk	0,5		
	▪ Material stresses pipa	0,5		
	▪ Korosi pipa	0,5		
	▪ Operasi dan kontrol pipa	0,5		
	▪ Pemeliharaan	0,5		
	▪ Emergency drill	0,5		
	▪ Prosedur kerja	2		
	▪ Jadwal pelatihan	1		
c.7	Pencegahan Kesalahan Mekanik (skor maks = 7)		<input type="checkbox"/>	
	▪ Three way valves dengan instrumentasinya	4		
	▪ Lock-out devices	?		

- Highlighting of critical instruments
- d Maintenance (Skor maks = 15 pts)
 - Dokumentasi
 - Jadwal pemeliharaan
 - Prosedur-prosedur pemeliharaan

1
2
3
10

B LEAK IMPACK FACTOR

B1 Product Hazard / PH (skor maks = 22 pts)

B1.1 Acute Hazard

- B.1.1.2 Flammability (Nf) , skor maks 4**
 Non Combustible
 FP > 200° F
 100°F < FP < 200°F
 FP < 100°F dan BP < 100°F
 FP < 73°F dan BP < 100°F

0
1
2
3
4

B.1.1.3 Reactivity (Nr)

- Stabil walau terbakar dan tidak bereaksi dengan air
- Reaktif ringan pada pemanasan dengan tekanan
- Kereaktifan berpengaruh nyata bahkan tanpa pemanasan
- Kemungkinan meledak dengan pembatasan
- Kemungkinan meledak tanpa pembatasan

0
1
2
3
4

B.1.1.4 Toxicity (Nh)

- Tidak ada risiko kesehatan
- Hanya luka kecil
- Memerlukan tindakan medis untuk menghindari sakit sementara
- Menyebabkan luka serius
- Menyebabkan kematian aatau luka serius pada paparan yang singkat

0
1
2
3
4

B1.2 Cronic Hazard reportable Quantity (RQ), skor maks 10

- Produk CERCLA Hazardous ? Yes No
- Apakah termasuk produk berbahaya dan volatile ? Yes No

- RQ = 5000
- RQ = 1000
- RQ = 100
- RQ = 10
- RQ = 1

2
4
6
8
10

B2 Leak Volume (LV)

B3 Dispersion

- Dispersion = spill score : population score
- Spil Score
- Population score

1
0

B3 Receptors

- 0 - 10
- 11 - 46
- > 46
- >46 dan bertingkat

1
2
3
4

C RELATIVE RISK = INDEX SUM / LEAK IMPACT FACTOR