

*COMPARISON APPROACH OF MUHLBAUER AND FUZZY INFERENCE
SYSTEM IN THE RISK ASSESSMENT PROCESS: A CASE STUDY OF SUBSEA*

PIPE 14 "PHE-WMO

Student Name : Budhi Santoso
NRP : 4112204003
Promotor : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc.
Raja Oloan Saut Gurning, ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

Potential hazard that could lead to the failure of the operations of gas pipelines 14 "PT PHE-WMO is often found in the offshore and onshore area. In order to prevent potential damage, the companies need to conduct risk assessment. This study compares the risk assessment approach between Muhlbauer and Fuzzy Inference System to get a proper risk assessment for gas pipelines 14 "PT PHE-WMO. Muhlbauer scoring system used in this approach is consist of third party damage index, corrosion index, design index, incorrect operation index, and the leak impact factor. On the other hand, Fuzzy Inference System approach applied in the scoring system is Mamdani method (Max-Min) that includes the formation of fuzzy set, the implications of the application functions, composition rules, and defuzzification. The result of the risk assessment analysis then compared to 5x5 matrixes which has five classifications; i.e. very low, low, medium, high, and very high. The comparative results of both RSS approach are used as consideration to determine the next appropriate mitigation step for gas pipe 14 "PT PHE-WMO.

The result of the risk mapping of the gas pipe 14" is divided into ten segments. The last score of each segment index of both methods is shown at the low risk level. Even though the score for the first, second and third segments are at medium risk. Muhlbauer method has a tendency to approach the medium risk level. It indicates that the value of the IS and LIF smaller than the value of fuzzy. On the other hand, the assessment of fuzzy risk level shows that the IS and LIF value greater than the Muhlbauer risk level that tend to lead to low risk. The calculation of pipe using fuzzy approaches provides greater difference value in RRs. The greater difference value of RRS makes it easy and clear in administering the rank for each segment of data input. Thus, the fuzzy method is more accurate and precise than the Muhlbauer.

Keyword: Risk Assessment, Gas Pipeline, Mulhbauer, Fuzzy Inference system.

PERBANDINGAN PENDEKATAN MUHLBAUER DAN FUZZY
INFERENCE SYSTEM PADA PROSES PENILAIAN RISIKO : STUDI KASUS
PIPA BAWAH LAUT 14 “ PHE-WMO”

Nama Mahasiswa : Budhi Santoso
NRP : 4112204003
Pembimbing : Prof. Dr. Ketut Buda Artana, ST., M.Sc
Raja Oloan Saut Gurning, ST.,M.Sc.,Ph.D

ABSTRAK

Dalam kegiatan operasional jaringan pipa gas 14” *PT PHE-WMO* yang melewati daerah *offshore* dan *onshore* banyak ditemukan potensi *hazard* yang dapat mengakibatkan kegagalan pipa. Perusahaan perlu melakukan penilaian risiko sebagai upaya untuk mengevaluasi potensi kerugian yang mungkin terjadi. Pada penelitian ini, akan dibandingkan pendekatan penilaian risiko *Muhlbauer* dan *Fuzzy Inference System*, sehingga didapatkan penilaian risiko yang tepat untuk jaringan pipa gas 14” *PT PHE-WMO*. Penilaian risiko dengan pendekatan *Kent Muhlbauer* menggunakan model indeks (*scoring*) yang didasarkan pada indeks kerusakan akibat pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain, indeks kesalahan operasi, dan faktor dampak kebocoran. Pendekatan penilaian risiko *Fuzzy Inference System* menggunakan metoda *Mamdani (Max-Min)* dimana metoda ini meliputi pembentukan himpunan *fuzzy*, aplikasi fungsi implikasi, komposisi aturan, dan penegasan (*defuzzy*). Hasil analisis penilaian risiko dipetakan kedalam risk matrik 5x5 yang dikalisifikasikan dalam lima kategory risiko yaitu very low, low, medium, high, dan Very high. Perbandingan RRS kedua metode sebagai pertimbangan dalam menentukan langkah mitigasi yang tepat untuk pipa gas 14” *PT PHE-WMO*.

Dari hasil pemetaan risiko pipa gas 14” yang terbagi dalam 10 segment kedua metode didapatkan skor akhir indeks masing-masing segmen berada pada

level *low risk*, hanya saja pada segmen 1, 2, dan 3 ini berada pada level *medium risk*. Metode Muhlbauer memiliki kecenderungan mendekati level risiko *medium risk*, hal ini ditunjukkan nilai IS dan LIF lebih kecil dibandingkan dengan nilai fuzzy. Sedangkan penilaian level risiko fuzzy memiliki nilai IS dan LIF yang lebih besar dibandingkan dengan Muhlbauer sehingga level risiko cenderung mengarah ke *low risk*. Perhitungan pipa menggunakan pendekatan *fuzzy* memberikan selisih nilai RRS yang lebih besar. Nilai selisih RRS yang lebih besar memudahkan dan mempertegas pemberian ranking pada masing-masing input data setiap segmen. Sehingga metode *fuzzy* lebih akurat dan presisi dibandingkan dengan Muhlbauer.

Kata Kunci: *Risk Assessment, Gas Pipeline, Muhlbauer, Fuzzy Inference system.*

BAB 2 DASAR TEORI

2.1 Umum

Pipeline adalah suatu fasilitas yang digunakan untuk mentransferkan fluida pada industri minyak dan gas alam. Mulai dari sumur tempat pengolahan atau antara bangunan anjungan lepas pantai (*offshore facility*) ataupun dari bangunan anjungan lepas pantai langsung ke darat (*onshore facility*). Salah satu keunggulan *pipeline* dapat secara cepat menyalurkan hasil produksi daripada dengan menggunakan bentuk unit-unit penyimpanan minyak dan gas yang bersifat sementara.

Pipeline dapat diartikan sebagai sebuah sambungan/rangkaian memanjang dari segmen-segmen pipa, dengan pompa, katup, dan peralatan kendali serta peralatan yang lain sebagai pendukung pengoperasian sistem. Istilah *pipeline* berarti sebagai bentangan pipa berukuran besar dengan jarak yang sangat jauh. Produk-produk yang dibawa oleh pipa adalah air, gas alam, minyak tanah, dan produksi hasil pengolahan minyak bumi (Adnyana, GTB, 2010).

Dikarenakan jalur yang dilewati *pipeline* memiliki karakteristik yang berbeda, maka sangat dimungkinkan terjadinya kegagalan pada pipa yang diakibatkan kerusakan lingkungan. Dampak dari kegagalan jalur *pipeline* akan mengakibatkan kerusakan lingkungan disekitar jalur *pipeline*. Selain itu juga menimbulkan kerugian material dan non materiil seperti hilangnya nyawa manusia, pencemaran lingkungan, dan lain-lain.

2.2 Analisa Risiko

Risiko adalah sebagai fungsi peluang kegagalan (*probability of failure*) dan fungsi konsekuensi akibat terjadi kegagalan (*concequence of failure*). Hal yang dilakukan pertama kali adalah mengidentifikasi *hazard* dan dampak dari *hazard* itu sendiri dan siapa atau apa yang akan terkena akibatnya. Langkah kedua adalah menentukan besarnya frekuensi atau *probability* dari kejadian. Langkah berikutnya adalah menentukan besarnya *concequence* dari kejadian karena *risk* adalah kombinasi dari *frequence* dan *concequence* (Wahyu Abdullah, 2012).

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

Risiko adalah Kemungkinan terjadinya peristiwa yang dapat merugikan perusahaan, atau bahaya yang dapat terjadi akibat sebuah proses yang sedang berlangsung atau kejadian yang akan datang. Frekuensi adalah Kemungkinan terjadinya peristiwa persatuan waktu, biasanya dalam satu tahun. Konsekuensi adalah Seberapa besar tingkat kerusakan yang diakibatkan karena adanya bahaya. Proses dari analisa risiko ini terdiri dari empat langkah dasar antara lain:

1. Identifikasi Bahaya (*Hazard*).
2. Perkiraan Frekuensi.
3. Perkiraan Konsekuensi.
4. Evaluasi Risiko.

2.3 Identifikasi *Hazard*

Hazard adalah suatu keadaan yang bersifat kualitatif yang memiliki pengaruh terhadap frekuensi kemungkinan terjadinya kerugian ataupun besarnya jumlah dari kerugian yang mungkin terjadi. Identifikasi bahaya adalah proses dalam mengenali bahaya yang mungkin terjadi dengan tanpa melihat hal yang diterima atau tidak diterima dari suatu kejadian yang mungkin terjadi. Integritas pipa secara mekanikal ditentukan oleh tipe dan ukuran dari cacat/*defect* atau adanya anomali pada pipa. memahami mekanisme dan perilaku *defect* sangat diperlukan untuk merencanakan sistematika kerja dalam upaya mengurangi kegagalan pipa dan meningkatkan keselamatan pengoperasian pipa transmisi. Tabel 2.1 berikut menunjukkan identifikasi *hazard* dan kerusakan yang dapat terjadi selama pengoperasian pipa.

Tabel 2.1 Mekanisme bahaya dan kegagalan pipa

Mekanisme bahaya	Penyebab	Parameter Utama	Jenis Kegagalan Pipa
<i>External Corrosion</i>	korosi disebabkan karena adanya reaksi antara pipa dan tanah/air. Ada reaksi mikroskopis antara anodic dan cathodic yang dipacu cacat coating. Perbedaan areasi, perbedaan resistivitas dan keasaman tanah, serta heterogenitas keasaman tanah	kualitas <i>coating</i> , keefektifan dari perlindungan <i>cathodic</i> , serta kondisi lingkungan (pH, resistivitas tanah, ion CL elektrolites)	pipa mengalami kebocoran, pipa pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Internal Corrosion</i>	korosi yang diakibatkan oleh kandungan gas yang mengandung air, CO ₂ , H ₂ S, atau presenasi SRB	kondisi tekanan, suhu, laju aliran, kandungan CO ₂ dan H ₂ S, konsentrasi SRB, dan kondisi aliran	pipa mengalami kebocoran, pipa pecah (<i>Leak, Rupture</i>)

lanjutan tabel 2.1

Mekanisme bahaya	Penyebab	Parameter Utama	Jenis Kegagalan Pipa
<i>stress corrosion cracking (SCC)</i>	korosi internal atau eksternal yang disebabkan oleh bahan sensitif dan tegangan tarik serta kondisi lingkungan korosif. H ₂ S menjadi kontributor utama terjadinya <i>stress corrosion cracking (SCC)</i>	tekanan suhu, kandungan CO ₂ , H ₂ S, dan konsentrasi SRB. Besaran dan orientasi tegangan tarik, ketangguhan faktor bahan, dan geometris dari retak	pipa mengalami kebocoran, pipa pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Hydrogen induced cracking (HIC)</i>	korosi internal atau eksternal yang disebabkan oleh bahan sensitif dan tegangan tarik serta kondisi lingkungan korosif. H hasil dari disosiasi H ₂ sebagai hasil dari proses las sebelum menjadi kontributor utama HIC	kandungan H ₂ pada tegangan tarik, ketangguhan bahan, ukuran dan orientasi dari <i>defect</i>	pipa mengalami kebocoran, pipa pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Erosion</i>	modus kegagalan pipa ditandai dengan metal loss atau penipisan pipa yang disebabkan oleh bahan-bahan abrasive yang ada. Tingkat keparahan dari pipa tergantung pada laju aliran gas, tekanan, jenis kuantitas, dan ukuran partikel abrasive	tekanan operasional, temperature, kecepatan aliran, ketangguhan bahan, dan posisi pipa (<i>elbow</i>)	pipa mengalami kebocoran (<i>Leak</i>)

<p><i>Fatigue</i></p>	<p>proses aplikasi berulang dan penghilang stress. Kelelahan fatigue dapat menyebabkan kegagalan yang terjadi pada tingkat stress yang relatif rendah, bahan-bahan yang digunakan untuk menahan siklus stress harus dirancang khusus</p>	<p>tegangan dan tekana siklik, besaran dan orientasi tegangan, daya tahan fatigue (sifat material), lokasi konsentrasi stress (area pengelasan)</p>	<p>pipa mengalami kebocoran, pipa pecah (<i>Leak, Rupture</i>)</p>
-----------------------	--	---	--

Kondisi bahaya dalam keadaan tertentu akan mengakibatkan kegagalan pipa, dan karenanya kemungkinan kegagalan maupun risiko yang terkait dengan setiap bahaya harus ditampung dan diukur dengan benar. Penentuan dan perhitungan formula risiko dikembangkan secara sistematis, sederhana, *comprehensive*, konsisten serta seimbang dimana bobot faktor ditentukan berdasarkan identifikasi *hazard* selama sejarah pengoperasian pipa, kondisi lapangan, dan kebijakan pemerintah.

2.4 Metode *Risk Assessment* Muhlbauer

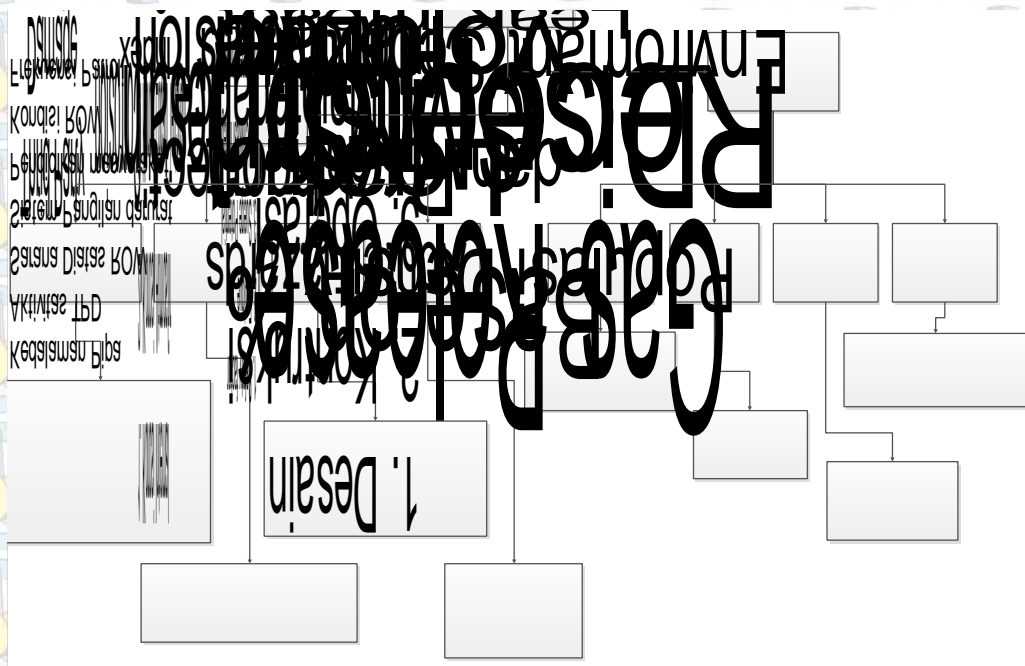
Menurut Muhlbauer definisi risiko adalah probabilitas dari suatu peristiwa yang dapat menyebabkan kerugian atau kegagalan atau potensi kegagalan. Sedangkan pada umumnya bahaya digambarkan sebagai karakteristik dan kelompok yang akan menimbulkan potensi kerugian. Metode Muhlbauer yaitu metode penilaian risiko dengan menggunakan sistem indeks untuk menilai risiko pipa transmisi jarak jauh. Dengan pertimbangan adanya perbedaan lingkungan antara pipa transmisi jarak jauh dan pipa gas perkotaan, laut, perbukitan, dan daerah pantai. Menurut model ini, tingkat risiko keselamatan pada sistem perpipaan dipengaruhi oleh faktor probabilitas dan konsekuensi. Faktor yang berpengaruh pada probabilitas adalah (Muhlbauer. 2004):

1. Kerusakan akibat pihak ketiga
2. Korosi
3. Desain
4. Kesalahan Operasi, sedangkan

Faktor yang mempengaruhi konsekuensi adalah :

1. Bahaya produk
2. Kebocoran
3. Faktor Hamburan /dispersi
4. Reseptor

Pendekatan risiko diperlukan untuk mengelola pipa gas, untuk mengakomodasi faktor keamanan (*safety*), serta untuk meningkatkan percaya diri dalam pengoperasian pipa sepanjang umur desain pipa dan seterusnya dengan mempertimbangkan kemungkinan probabilitas dan konsekuensi kegagalan pipa. Diagram alur dari penilaian resiko model indeks yang dikembangkan oleh Muhlbauer (*pipeline risk management manual edition 3. 2004*) sebagaimana dijelaskan pada gambar 2.1 berikut ini.



Gambar 2.1 Diagram Alur Muhlbauer (Muhlbauer, 2004. *Pipeline Risk Management Manual, Third Edition*)

Dengan asumsi dasar bahwa kondisi terburuk adalah kondisi dimana resiko tertinggi yang di nilai, untuk Subjektif tergantung interpretasi (kualifikasi), Relatif hasil penilaian merupakan perbandingan dengan *section-section* lain dalam satu *assessment*. Tidak berlaku untuk *assessment* yang berbeda kegiatan. Penilaian kuantitatif (*engineering judgment*) dengan bobot masing-masing indek adalah 100 poin. Jika data yang didapat bersifat *uncertainty* berarti memiliki tingkat risiko tinggi (*uncertainty = increasing risk*).

2.5 Penentuan Probabilitas Kegagalan (*Indeks Sum*)

Penentuan kemungkinan terjadinya kegagalan pipa yang terjadi Probabilitas kegagalan (*Indeks Sum*) dihitung berdasarkan parameter kerusakan pipa dengan mempertimbangkan bobot masing-masing bahaya yang terjadi. Sistem *scoring* atau indeks yang digunakan didasarkan pada metode risiko Muhlbauer (Muhlbauer. 2004).

Pada dasarnya konsep dari RRS (*Relative risk score*) adalah *IS (index sum)* dibagi dengan LIF (*leak impact factor*) (Muhlbauer. 2004).

$$RRS = \frac{IS}{LIF} \quad (2.2)$$

$$RRS = \frac{\text{Score of } IS}{\text{Score of } LIF} \quad (2.3)$$

$$IS = TPD + C + D + IO \quad (2.4)$$

$$LIF = PH \times LV \times DI \times RE \quad (2.5)$$

Dimana :

RRS = *Relative risk score*

TDP (*third-party damage*) = Bahaya dari pihak ketiga

C (*corrosion*) = Korosi

D (*design*) = Desain (perancangan)

IO (*incorrect operasi*) = Operasional

PH (*product hazard*) = Dampak *hazard*

LV (*leak volume*) = Volume kebocoran

DI (*dispersion*) = Factor hamburan

RE (*receptor*) = *Receptor*

IS (*index sum*) = Nilai total

LIF (*leak impact factor*) = Faktor kebocoran

2.5.1 Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga

Indek kerusakan akibat pihak ketiga adalah secara langsung mengganggu kualitas *pipeline*. Kegiatan ini dilakukan dari pihak ketiga (bukan dari pemilik *pipeline*) yang berpotensi menimbulkan bahaya pada pipa. *third party damage* mempunyai nilai risiko sebesar 40 % kegagalan pada pipa. Hal ini dikarenakan

berdasarkan data statistik dunia mengenai kegagalan pipa oleh adanya aktivitas yang dilakukan oleh pihak luar. Untuk variabel *third party damage* sendiri masih dibagi dalam beberapa variabel sebagaimana dijelaskan tabel 2.2 sebagai berikut (Muhlbauer, 2004) :

Tabel 2.2 Penilaian Indeks Kerusakan Akibat Pihak ketiga (*third damage party*)

Komponen Nilai	Pts	Bobot (%)
Kedalaman Pipa	0-20	20
Tingkat aktivitas disekitar jalur pipa	0-20	20
Sarana diatas jalur pipa	0-10	10
Sistem panggilan darurat	0-15	15
Pengetahuan masyarakat terhadap jalur pipa	0-15	15
Kondisi jalur pipa	0-5	5
Frekuensi patroli	0-15	15
total	0-100	100

Sumber: Muhlbauer, 2004

2.5.2 Indeks Korosi

Di dalam API STD 1160, korosi adalah kerusakan dari material yang biasanya adalah material logam melalui reaksi dengan lingkungan. Laju dimana logam mengalami kerusakan atau terkorosi biasanya dipicu oleh faktor lingkungan dimana material itu berada, juga langkah-langkah pencegahan yang dilakukan untuk memitigasi risiko yang terjadi. Penilaian korosi dibedakan berdasarkan lingkungan kemungkinan terjadinya korosi terdiri dari (Muhlbauer, 2004) sebagaimana disebutkan dalam tabel 2.3 berikut ini:

Tabel 2.3 Penilaian Indeks Korosi

Komponen Nilai	Bobot (%)
Korosi atmosfer	10
Korosi internal	20
Korosi logam tertanam	70

Sumber: Muhlbauer, 2004

2.5.2.1 Korosi Atmosfer

Korosi atmosfer pada dasarnya adalah perubahan zat kimia dalam material pipa yang dihasilkan interaksi material dengan atmosfer sekitar. Interaksi yang sering terjadi menyebabkan oksidasi dari material logam pipa tersebut. Meskipun sebagian besar pipa di pendam dalam tanah tidak sepenuhnya tahan terhadap korosi.

a. *Atmospheric type* (bobot 20% dari korosi atmosfer)

Karakteristik tertentu dari atmosfer dapat meningkatkan atau mempercepat terjadinya korosi pada logam. Oksidasi adalah mekanisme utama yang dievaluasi dalam bagian ini.

b. *Atmospheric coating* (bobot 30% dari korosi atmosfer)

Komponen ketiga dalam penelitian ini potensi atmosfer korosi adalah analisa tindakan pencegahan untuk meminimalkan potensi acaman. Bentuk yang paling umum untuk pencegahan korosi adalah dengan membuat perlindungan (*coating*) pipa dari lingkungannya. *Coating* dapat berupa perlindungan dengan cat, *tape-wraps*, lilin, aspal dan lain-lain.

2.5.2.2 Korosi Internal (bobot 20% of corrosion threat)

Korosi internal dan eksternal akan mempercepat terjadi korosi pada sistem pipa. Korosi internal adalah berkurangnya diameter atau kerusakan pada bagian dalam pipa yang berinteraksi dengan media yang dialirkan oleh pipa tersebut. Pipa memiliki kecenderungan mudah mengalami korosi dalam waktu yang relatif pendek. Apabila terjadi kesesuaian dengan material yang dialirkan dalam pipa, maka tingkat risiko korosi akan rendah. Dimana faktor kemurnian produk yang dialirkan mempengaruhi terjadinya korosi. Jika produk tercampur dengan kotoran (air) akan menimbulkan korosi pada dinding pipa. Proteksi pada bagian dalam pipa sangat dibutuhkan untuk meminimalisasi terjadinya korosi. Bobot korosi internal pipa memiliki nilai 10% dari total PoF pipa. Beberapa

faktor yang mempengaruhi korosi *internal* antara lain korosifitas produk (PoF_1) dengan bobot 50%, preventions (PoF_2) dengan bobot 50%.

$$PoF \text{ internal corrosion} = (PoF_1 \times 30\%) + (PoF_2 \times 50\%) \quad (2.6)$$

2.5.2.3 Korosi Logam Tertanam (bobot 70%)

Risiko terjadinya korosi pipa yang tertanam dalam tanah akan lebih besar dibandingkan dengan pipa yang berada di atas tanah. Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi terjadinya korosi dalam tanah antara lain:

a. Korositivitas Tanah

Pengukuran derajat korositivitas tanah berdasarkan resistansi tanah dan unsur-unsur yang terdapat didalamnya. Resistansi tanah adalah ukuran aliran listrik yang mempengaruhi terjadinya proses korosi pada pipa. Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi seperti kandungan uap air, konsentrasi ion-ion, porositas tanah, temperatur, dan jenis tanah.

b. Umur Pipa

Pada umumnya umur pipa di rancang untuk jangka waktu antara 30 sampai 50 tahun. Meskipun pada dasarnya prinsip pipa tidaklah sebagai indikator risiko pipa, tetapi komponen umur pipa menjadi salah satu faktor pening dalam menentukan kegagalan pipa.

c. Keberadaan Pipa Logam Lain

Dua pipa yang saling berdekatan dalam satu jalur pipa terpendam akan memicu terjadinya bahaya korosi. Penyebabnya adalah adanya penyimpangan/interferensi terhadap sistem *cathodic protection*.

Bahaya akan muncul apabila salah satu pipa memiliki elektromagnetivitas yang tinggi, sehingga akan mengakibatkan pipa utama menjadi anoda dan mengalami korosi.

d. Potensi Terjadinya Penyimpangan Aliran Listrik Karena Listrik

Disekitar jalur pipa menimbulkan medan magnet dan medan listrik sehingga menyebabkan pipa bermuatan listrik. Pipa yang

mempunyai muatan listrik tidak saja berbahaya bagi sistem pipa sendiri, tetapi juga membahayakan bagi yang ada disekitarnya seperti keberadaan manusia disekitar jalur pipa. Ada beberapa cara untuk mencegah munculnya aliran listrik pada pipa yaitu menggunakan *elektical shield*, *grounding mat*, *bonding*, dan *independent structure*. Risiko yang ada bergantung pada jarak transmisi listrik tersebut dengan pipa, oleh karena itu faktor jarak sangat berpengaruh pada tindakan pencegahan pada penilaian risiko korosi.

e. Mechanical Korosi

Faktor yang berpengaruh pada korosi ini adalah tekanan (*stress*), kondisi lingkungan, dan jenis logam. Tingkat tekanan tinggi dilihat berdasarkan operasi dibandingkan dengan *Maximum Allowable Operation Pressure (MAOP)*.

Untuk faktor lingkungan dilihat berdasarkan faktor eksternal (*soil corrosivity*) dan faktor internal (*product corrosivity*). Faktor jenis logam akan dibahas pada *Desaign Index*.

f. *Catodic Protection*

Cathodic protection memberikan perlindungan pada pipa secara mekanisme sel Galvanis. Aliran elektron kurang dari nol mengalir melalui suatu *bed* anoda melalui tanah sebagai media elektrolit, dimana jalur pipa diperlakukan sebagai katoda sehingga pipa akhirnya terlindungi dari korosi. Untuk memberikan perlindungan yang cukup pada pipa gaya eletrolit harus cukup besar supaya pipa tahan terhadap korosi. Untuk mengukur besar gaya *elektromotif* pada pipa menggunakan potensial pipa terhadap tanah sebesar 850 mVolt (elektroda pembanding Cu/CuSO₄). Hal yang terpenting adalah adanya *rectifire* ini berfungsi sebagai gaya dorong aliran listrik (*impressed current*) sehingga pipa terlindungi. *Sacrifical* anode merupakan sistem lain untuk melindungi pipa. Dimana sistem ini arus dan potensialnya bukan berasal dari sumber

lain namun berdasarkan perbedaan *elektronegativitas* antara katoda dan anoda.

g. *Test Lead (test box)*

Merupakan salah satu metode untuk memonitoring efektifitas sistem *cathodic protection*. Dari *test lead* ini dapat dilakukan pengukuran dengan menggunakan *Voltmeter* dan elektroda pembanding sehingga diketahui potensial pipa terhadap tanah. Hasil pengukuran yang dilakukan menggunakan *test lead* menunjukkan derajat perlindungan pada pipa karena menunjukkan kecenderungan mengalirnya arus listrik, besaran arus listrik dan arah arus listrik. Data yang dihasilkan oleh *test load* memberikan gambaran lokasi disekitar *test load*, lokasi yang tidak dilakukan *test load* tidak dapat diketahui. Oleh sebab itu jarak dan waktu sangat berpengaruh terhadap hasil *test load*.

h. *Close Potential Interval Survey*

Untuk melihat gambaran seluruh jalur pipa dapat dilihat dengan menggunakan *Close Potential Interval Survey* ini memberikan profil potensial pipa terhadap tanah disepanjang jalur pipa, karena pembacaan dilakukan setiap 2 s ampai 5 feet. Langkah ini dilakukan karena pada pembacaan menggunakan *test lead* tidak dapat memberikan gambaran keseluruhan jalur pipa, *test lead* hanya menunjukkan gambaran pada lokasi sekitar yang dilakukan *test lead* saja. *Close Potential Interval Survey* menunjukkan lokasi-lokasi dimana dapat interfensi. Interfensi baik yang berasal dari logam lain, interfensi karena adanya casing, lokasi dimana sistem *cathodic protection* tidak berjalan dengan baik, hingga lokasi dimana terdapat cacat *coating*.

i. Inspeksi *Internal*

Inspeksi internal mempunyai pengaruh yang tinggi terhadap korosi, dikarenakan indikator langsung terhadap aktivitas korosi. Salah satu alat untuk inspeksi *internal* adalah *Intelegent Pig*. Alat ini sudah

dilengkapi dengan teknologi ultrasonic, ataupun *fluks* magnet untuk melakukan inspeksi *internal*. Perangkat ultrasonic ini di dasari pada suara yang dapat mengukur secara terus menerus pada ketebalan dinding pipa dengan di ikuti perangkat *pigging* berjalan sepanjang jalur pipa. Sedangkan *fluks* magnet menghasilkan medan magnet pada dinding pipa. Indikasi perubahan dinding pipa dapat dilihat pada perubahan medan magnet. Kerusakan-kerusakan yang diperoleh pada waktu inspeksi *internal* dinding pipa, seperti cacat *coating*, ukuran cacat yang terjadi, ukuran logam yang hilang, dan adanya patahan pipa.

2.5.3 Indeks Desain

Faktor ini menyangkut perencanaan yang baik dan benar sejak pipa di *install*. Faktor desain mempunyai pengaruh yang penting untuk menjamin kelangsungan keselamatan operasi pipa. Banyak terjadi kegagalan sistem pipa dikarenakan perencanaan awal yang tidak benar. Faktor-faktor yang mempengaruhi desain dan kondisi lingkungan operasional seperti : pemilihan material, pemilihan jalur, teknik pemasangan dan lain-lainnya.

Salah satu bagian terpenting untuk melihat gambaran risiko yang terjadi pada jalur pipa adalah melihat hubungan antara desain awal dari jalur pipa dengan bagaimana pipa tersebut di operasikan. Aspek-aspek yang dinilai sesuai dengan metode Muhlbauer yaitu faktor sistem keselamatan (*system safety factor*), *fatigue*, potensi terjadinya sentakan (*surge potensial*), verifikasi integritas (*intergrity verification*), dan pergeseran tanah (*land movement*) (Muhlbauer, 2004) sebagaimana disebutkan dalam tabel 2.4 berikut ini.

Tabel 2.4 Penilaian Indeks Desain

Komponen Nilai	Bobot (%)
Faktor sistem keselamatan	20
<i>Fatigue</i>	20
Potensi sentakan	10
Verifikasi integritas	15
Perpindahan tanah	15

Sumber: Muhlbauer, 2004

Dari faktor-faktor diatas dapat dikelompokkan menjadi dua kelompok besar yaitu: Faktor-faktor (risitensi / daya tahan) pipa yang lebih banyak berhubungan dengan beban eksternal (*load*) yaitu : F aktor sistem keselamatan (*system safety factor*), *fatigue*, dan Perpindahan tanah (*land movement*).

a. Faktor keselamatan pipa

Hal terpenting dalam penilaian faktor keselamatan pipa adalah ketebalan pipa yang digunakan. Pada jalur pipa pada umumnya dipasang ketebalan yang lebih. Dengan ketebalan yang lebih ini berguna untuk melindungi pipa dari adanya korosi dan kerusakan dari luar. Untuk melihat desain minimum dapat dilihat pada desain awal pipa. Jika tidak terdapat maka dapat dilakukan perhitungan, dengan melihat hasil *test hidrostatic* yang pernah dilakukan. *Test hidrostatic* ini berpengaruh pada penentuan *Maximum Allowable Operational Pressure (MAOP)*. Apabila belum pernah dilakukan test hidrostatic, maka perhitungan ketebalan minimum pipa ditentukan dengan formula *Borlow* yang menghitung ketebalan pipa untuk perlindungan dari luar, seperti beban kendaraan, longsoran tanah dan lain-lain. Selanjutnya bandingkan ketebalan pipa hasil perhitungan dengan ketebalan pipa yang terpasang. Perbandingan antara ketebalan pipa desain dengan ketebalan pipa yang terpasang akan mempengaruhi bobot penilain faktor keselamatan pipa.

b. Faktor Sistim Keselamatan

Untuk mendapatkan penilaian faktor sistim keselamatan dilakukan dengan cara membandingkan tekanan pipa menurut desain dengan tekanan operasi pipa *maximum* yang diperbolehkan MAOP.

c. *Fatigue*

Fatigue merupakan kegagalan yang diakibatkan oleh kerusakan mekanik bahan. *Fatigue* adalah kegagalan material akibat *brittle*, hal ini disebabkan karena pada saat terjadi *brittle* tidak di ikuti dengan peningkatan sehingga mengakibatkan terjadinya kerusakan *fatigue*.

Fatigue juga dapat terjadi kaena tekanan yang berulang-ulang pada material. Proses terjadinya *fatigue* bergantung pada frekuensi dan besarnya tekanan pada material. Pada jalur pipa frekuensi yang mengakibatkan terjadinya kegagalan *fatigue* disebabkan karena terjadinya perubahan tekanan di dalam pipa, tekanan lalulintas dapat disebut dengan tekanan berulang-ulang yang harus diperhitungkan dalam *fatigue*. Penilaian *fatigue* dihitung berdasarkan presentasi besarnya tekanan berulang dibandingkan dengan tekanan MAOP. Sedangkan Faktor-fator (risitensi/daya tahan) pipa yang lebih banyak berhubungan dengan beban internal (*load*) yaitu: Potensi sentakan (*surge potential*).

d. Potensi terjadinya sentakan (*surge potential*)

Potensi terjadinya sentakan dipengaruhi oleh *density* dan *elasticity product*.

e. Sistim pengujian hidrostatic (*hydrostatic test*)

f. Pergeseran tanah (*Land Soil Movement*)

2.5.4 Indeks Kesalahan Operasi

Kesalahan manusia (*human error*) terutama pada operator, termasuk cara pencegahannya. Indeks Kesalahan Operasi dilakukan untuk menentukan potensi kemungkinan kesalahan sistem operasi pipa. Pengkajian risiko kesalahan operasi adalah dengan memperkirakan kesalahan sekecil mungkin yang mungkin terjadi di setiap proses operasi. Pada metode Muhlbauer melakukan evaluasi kesalahan operasi dibagi menjadi 4 (empat) faktor sebagaimana disebutkan dalam tabel 2.5 berikut ini:

Tabel 2.5 Penilaian Kesalahan Operasi

Komponen Nilai	Bobot (%)
Desain	30
Konstruksi	20

Operasi	35
Perawatan	15

Sumber: Muhlbauer, 2004

Beberapa hal yang menyangkut indeks kesalahan operasi adalah:

1. Faktor desain

Pada tahap desain ini dievaluasi beberapa komponen sebagai berikut :

- a. Identifikasi bahaya
- b. Kemampuan operasi maksimum saat ini (MAOP)
- c. Sistem pengamanan
- d. Seleksi material
- e. *Check list*

2. Faktor konstruksi

Pada tahap desain ini dievaluasi beberapa komponen sebagai berikut :

- a. Sistem inspeksi
- b. Seleksi bahan baku
- c. Penanaman jalur pipa
- d. Pengangkutan
- e. Lapisan pelindung pipa

3. Faktor Operasi

Pada tahap desain ini dievaluasi beberapa komponen sebagai berikut :

- a. Prosedur operasi
- b. Sistem komunikasi (SCADA)
- c. Uji kesehatan karyawan
- d. Program pengamanan
- e. Survei
- f. Program pelatihan karyawan
- g. Pencegahan terjadinya kegagalan mekanis

4. Faktor Pemeliharaan

Pada tahap desain ini dievaluasi beberapa komponen sebagai berikut :

- a. Sistem dokumentasi
- b. Jadwal pemeliharaan
- c. Prosedur pemeliharaan

2.6 Penentuan Konsekuensi (LIF)

2.6.1 Faktor dampak kebocoran

Analisa konsekuensi kebocoran pada pipa berhubungan dengan beberapa hal antara lain jenis bahaya, potensi bahaya, dan besarnya konsekuensi dari bahaya yang terjadi. Terdapat dua faktor yang mempengaruhi risiko kebocoran yaitu jenis produk yang dialirkan didalam pipa dan lingkungan disekitar pipa (Muhlbauer, 2004). Hubungan kedua faktor seringkali sulit untuk digambarkan pada model, karena banyak variabel yang harus diperhatikan seperti tingkat kemungkinan terjadinya kebocoran, kondisi cuaca, tipe tanah tempat jalur pipa tertanam, tingkat kepadatan penduduk disekitar jalur pipa, dan lain-lain. Kesemua variabel tersebut sulit untuk diprediksi, oleh karena itu sering dilakukan pendekatan asuntif (Muhlbauer, 2004). Beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menentukan *Leak Impact Factor* adalah *product hazard* (PH), *leak/spill volume* (LV), *dispersion* (D), *receptor* (R). Dilihat dari jenis aliran dan lingkungan sekitar penilaian *Leak impact factor* sebagaimana disebutkan pada rumus 2,7 berikut ini:

$$\text{Leak impact factor} = \left\{ \frac{\text{acute} + \text{chronic}}{\frac{\text{spill}}{\text{population}}} \right\} \quad (2.7)$$

2.6.1.1 Produk Hazard

Sebagai dasar dari bahaya adalah karakteristik produk yang disalurkan dalam pipeline. Dalam mempelajari dampak kebocoran, yang perlu diperhatikan adalah mengetahui terlebih dahulu perbedaan *acute* dan *chronic hazard*. *Acute* dapat diartikan sebagai serangan secara tiba-tiba, atau membutuhkan penanganan segera. *Hazard* seperti ledakan, kebakaran, dan keracunan. *Chronic* berarti kejadian dalam waktu yang lama. *Hazard* seperti kontaminasi terhadap air tanah, *carcinogenicity*, dan efek kesehatan jangka panjang lainnya dianggap sebagai kronik *hazard*. Banyak kebocoran-kebocoran yang menyebabkan kerusakan

lingkungan termasuk *chronic hazard* karena dapat menyebabkan efek jangka panjang dan memiliki potensial untuk menjadi lebih buruk seiring bertambahnya waktu.

Perbedaan utama antara keduanya adalah jumlah waktu *immediate hazard*, terjadi secara tiba-tiba karena suatu kejadian meningkat menjadi level masalah yang paling buruk dalam beberapa menit saja, hal ini disebut *acute hazard*. *Hazard* yang berpotensi menjadi buruk seiring dengan bertambahnya waktu adalah *chronic hazard*.

a. *Acute Hazard*

Karakteristik dari produk yang disalurkan melalui *pipeline* menentukan sifat alami dari *hazard*. Berikut hal-hal yang perlu dipertimbangkan ketika menganalisa *acute hazard* antara lain *flammability*, *reactivity*, dan *toxicity*.

b. *Chronic Hazard*

Potensi kehilangan nyawa yang disebabkan oleh kebocoran isi pipa merupakan ancaman yang paling serius. Oleh karena itu hal ini sering kali diperhitungkan untuk menjadi bahaya akut ancaman mendadak. Ancaman bahaya yang lainnya juga menyebabkan kehilangan nyawa adalah kontaminasi lingkungan karena kebocoran *pipeline*. Kontaminasi lingkungan yang berdampak terhadap kehidupan, dengan kemungkinan mencapai konsekuensi meluas. Berikut ini yang perlu dipertimbangkan dalam menganalisa *chronic hazard* antara lain material *hazard*, permintaan untuk pembersihan formal, dan *reportable spill quantity* (RQ), sebagaimana dijelaskan dalam tabel 2.6 berikut ini:

Tabel 2.6 Penilaian Faktor Dampak Kebocoran

Komponen Nilai	Bobot (%)
Bahaya Produk	
a. Bahaya akut	12
b. Bahaya kronis	10
faktor penyebaran (dispersi)	
a. <i>Liquid/vapor spill</i>	6

2.6.1.2 Leak / Spill Volume

Leak volume adalah fungsi dari *leak rate*, *reaction time facility*. Hal ini adalah faktor penentu utama dari kerusakan pada *receptor* dengan asumsi bahwa ukuran daerah *hazard* proposional terhadap *spill size*. Asumsi ini adalah modeling sementara dan tidak mencakup secara akurat untuk *scenario*. *Leak volume* akan dinilai berdasarkan pada *flow rate* pada produk yang mengalami kebocoran. Untuk fluida yang kompresibel, perhitungan untuk aliran yang melalui lubang dapat digunakan untuk memperkirakan *flow rate* yang keluar dari pipa.

2.6.1.3 Dispersion

Produk yang keluar dari dalam pipa berupa gas atau cairan maka memiliki kebebasan yang lebih dan salah satu sifatnya adalah akan menyebar dengan cepat. Hal ini mungkin meningkatkan atau menurunkan *hazard*, karena produk akan melingkupi daerah yang luas, sedangkan konsentrasi yang ditimbulkan lebih rendah. Gas yang mudah terbakar akan menjadi oksigen sebagai pelarut, menjadi campuran yang mudah terbakar. Gas beracun mungkin akan cepat dikurangi menjadi level yang aman seiring dengan penurunan konsentrasi. Daerah *hazard* ditentukan berdasarkan jarak pelepasan pipa pada kerusakan signifikan yang dapat terjadi menuju *receptor*. Karena itu, daerah *hazard* seringkali sebagai fungsi dari seberapa jauh potensi *thermal* dan *over pressure effect* meluas dari titik pelepasan. Dispersion dinilai berdasarkan pada *hazard zone area*, yang dipengaruhi oleh *jet fire* atau *vapour cloud*.

2.6.1.4 Reseptor

Dalam bahasan reseptor berhubungan dengan makhluk hidup, struktur, daerah, dan sebagainya yang dapat menerima kerusakan dari kebocoran pipa. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan *vulnerability relativ* dari berbagai reseptor, sebagai bagian dari penilaian konsekuensi.

a. Populasi Density

Kedekatan manusia dengan kegagalan pipa merupakan faktor penting dalam analisa konsekuensi. Kemungkinan terjadinya terkena dampak dari kebocoran pipa meningkat pesat seiring dengan aktivitas manusia yang terjadi lebih dekat. Sebagai tambahan pada efek *potensial thermal* mengkontaminasi air minum, vegetasi, ikan atau pencemaran lainnya akan bertambah meningkat. Dalam penilaian berdasarkan pada kombinasi populasi umum dan populasi khusus untuk menentukan *score* kepadatan penduduk.

b. *Enviroment Sensitivity*

Sebagian besar industri didunia *respect* terhadap keselamatan lingkungan, oleh karena itu industri yang dibangun dalam pengoperasiannya harus berorientasi pada operasi industrial kompatibel dengan lingkungan. Idealnya, sebuah operasional *pipeline* tidak memiliki dampak disekitarnya baik terhadap tanah, air, udara, dan lainnya. Untuk pipa gas dan liquid, beberapa area yang dibutuhkan dengan pipa dapat diidentifikasi sebagai *high value area* (HVA), sebuah HVA dapat dijelaskan sebagai lokasi yang paling parah terkena dampak apabila pipa mengalami kegagalan fungsi. Dalam membuat batasan ini, bagian pipa yang melintasi area yang berpotensi terjadi kerusakan harus dinilai sebagai bagian pipa yang mempunyai konsekuensi tinggi.

2.7 Metode Risk Assesment Fuzzy Inference System (FIS)

2.7.1 Logika Fuzzy

Logika *Fuzzy* adalah suatu proses pengambilan keputusan berbasis aturan yang bertujuan untuk memecahkan masalah, dimana sistem tersebut sulit untuk dimodelkan atau terdapat ambiguitas dan ketidakjelasan yang banyak. Logika *Fuzzy* ditentukan oleh persamaan logika bukan dari persamaan differensial kompleks dan berasal dari pemikiran yang mengidentifikasi serta mengambil keuntungan dari *grayness* antara dua *ekstrim*. Sistem logika *fuzzy* terdiri dari himpunan *fuzzy* dan aturan *fuzzy*. *Subset fuzzy* merupakan himpunan bagian yang berbeda dari variabel *input* dan *output*. Aturan *fuzzy* berhubungan dengan variabel

masuk dan variabel output melalui *subset*. Mengingat seperangkat aturan *fuzzy*, sistem dapat mengkompensasi dengan cepat dan efisien. Meskipun dunia Barat pada awalnya tidak menerima logika *fuzzy* dan ide *fuzzy*. Pada saat ini logika *fuzzy* diterapkan dalam banyak system (Ali Jamshidi dkk, 2013).

Logika *fuzzy* didasarkan pada logika *Boolean* yang umum digunakan dalam komputasi. Secara ringkas, teorema *fuzzy* memungkinkan komputer “berpikir” tidak hanya dalam skala hitam-putih (0 dan 1, mati atau hidup) tetapi juga dalam skala abu-abu. Dalam Logika *Fuzzy* suatu preposisi dapat direpresentasikan dalam derajat kebenaran (*truthfulness*) atau kesalahan (*falsehood*) tertentu (Thamrin F.2012). Pada sistem diagnosis *fuzzy* peranan manusia/operator lebih dominan. Pengiriman data dilaksanakan oleh operator ke dalam sistem. Ketika sistem memerlukan data tambahan. Selain itu operator dapat meminta atau menanyakan informasi dari sistem diagnosis berupa hasil konklusi atau prosedur detail hasil diagnosa oleh sistem. Dari sifat sistem ini, sistem diagnosis *fuzzy* dapat digolongkan pada sistem *fuzzy*. Sistem *fuzzy* adalah sistem yang menggunakan notasi *fuzzy* pada aturan-aturan dan proses *inference* (logika keputusan).

Banyak sistem yang terlalu kompleks untuk dimodelkan secara akurat, meskipun dengan persamaan matematis yang kompleks. Dalam kasus seperti itu, ungkapan bahasa yang digunakan dalam logika *fuzzy* dapat membantu mendefinisikan karakteristik operasional sistem dengan lebih baik. Ungkapan bahasa untuk karakteristik sistem biasanya dinyatakan dalam bentuk implikasi logika. Misalnya aturan ***If-Then***.

Fuzzy mamdani merupakan salah satu metode yang sangat fleksibel dan memiliki toleransi pada data yang ada. *Fuzzy* mamdani memiliki kelebihan diantaranya lebih intuitif, diterima oleh banyak pihak, lebih cocok untuk masukan yang diterima dari manusia bukan mesin.

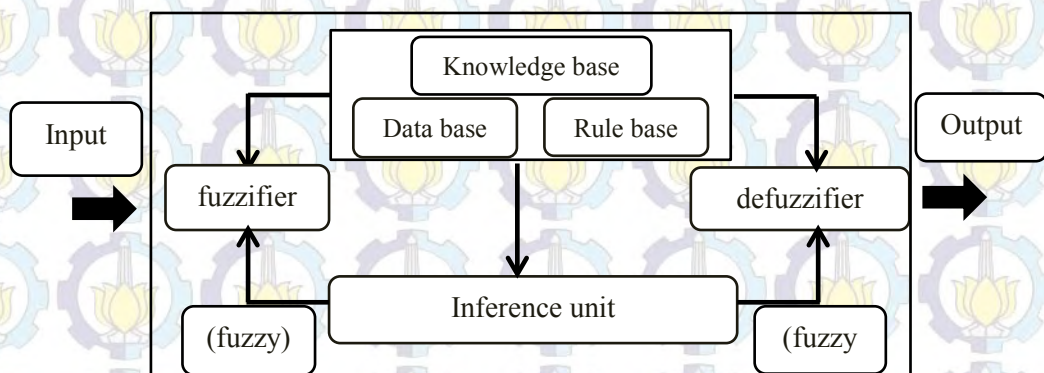
Berdasarkan permasalahan tersebut maka perlu dikembangkan sebuah perangkat yang memiliki kemampuan menganalisa risiko mendekati keadaan yang sebenarnya dengan teliti dan mempunyai kecepatan tinggi untuk mencegah

terjadinya kegagalan pada pipa. hal-hal yang berkaitan dengan data perawatan pipa merupakan hal yang samar (*fuzzy*) karena banyak kemungkinan pada suatu masalah yang terjadi. Maka dari itu digunakan logika *fuzzy* yang mampu menangani ketidakjelasan dan ketidakpastian dari berbagai variabel risiko pipa yang digunakan. Logika *fuzzy* adalah sistem inferensi *Fuzzy Mamdani* yang diperkenalkan oleh Zadeh (1965), merupakan perangkat baik untuk menghadapi situasi seperti ini, output hasil inferensi sistem dari tiap-tiap aturan diberikan secara tegas (*crisp*) berdasarkan α -predikat (*fire strength*). Teknik ini berlaku istilah linguistik untuk memberikan struktur inferensi untuk pemodelan canggih dan kompleks struktur. Bentuk umum dari *Fuzzy* yang termasuk dalam interval tertutup 0 dan 1, sehingga, 1 alamat keanggotaan penuh dan 0 mengungkapkan non-anggota (Yazdani-Chamzini, dkk. 2012).

2.7.2 *Fuzzy Inference System (FIS)*

Sebuah sistem *fuzzy inference system (FIS)* secara skematik sebagaimana digambarkan pada gambar 2.2 di bawah ini, sebuah FIS meliputi empat bagian utama :

- (1) Fuzzifikasi,
- (2) Pembuatan Dasar Aturan *Fuzzy*,
- (3) Sistem inferensi *fuzzy*, dan
- (4) Penegasan (*Defuzz*).



Gambar 2.2 *Fuzzy inference systems (FIS)* (Ali Jamshidi, 2013).

2.7.2.1 Fuzzifikasi

Fuzzyfikasi adalah fase pertama dari perhitungan *fuzzy* yaitu pengubahan nilai tegas ke nilai *fuzzy*. Proses *fuzzyfikasi* dituliskan sebagai berikut :

$$x = \text{fuzzifier}(x_0)$$

dengan x_0 adalah sebuah vektor nilai tegas dari suatu variabel masukan, x adalah vektor himpunan *fuzzy* yang didefinisikan sebagai variabel dan *fuzzifier* adalah sebuah operator *fuzzyfikasi* yang mengubah nilai tegas ke himpunan *fuzzy*. Bagian pertama di FIS adalah *fuzzyfikasi* di mana proses mentransfer nilai murni ke dalam aturan ***If-Then*** *fuzzy* diaplikasikan melalui nilai keanggotaan untuk variabel linguistik *fuzzy*. Dengan kata lain, vektor *input* (nilai mentah) dapat diterjemahkan ke dalam istilah linguistik, seperti sangat tinggi, tinggi, sedang, rendah, dan sangat rendah. Proses ini dipenuhi dengan bantuan dari *membership function* (*MF*). Fungsi-fungsi ini memiliki berbagai jenis *linier* dan *nonlinier* bentuk. Jenis *MF* tergantung pada masalah dimodelkan, pengetahuan dan konteks ahli.

2.7.2.2 Knowledge base

Dari Gambar 2.2 dapat dilihat bahwa database dan bentuk dasar aturan basis pengetahuan, yang *MFS* dari *fuzzy* diterapkan dalam menghasilkan aturan *fuzzy* didefinisikan oleh database dan *fuzzy if-then* aturan membangun aturan dasar. Aturan *if-then fuzzy* diambil dari penilaian para ahli teknik dan yang sudah berpengalaman (Ghasemi, E., & Ataei, M. 2012).

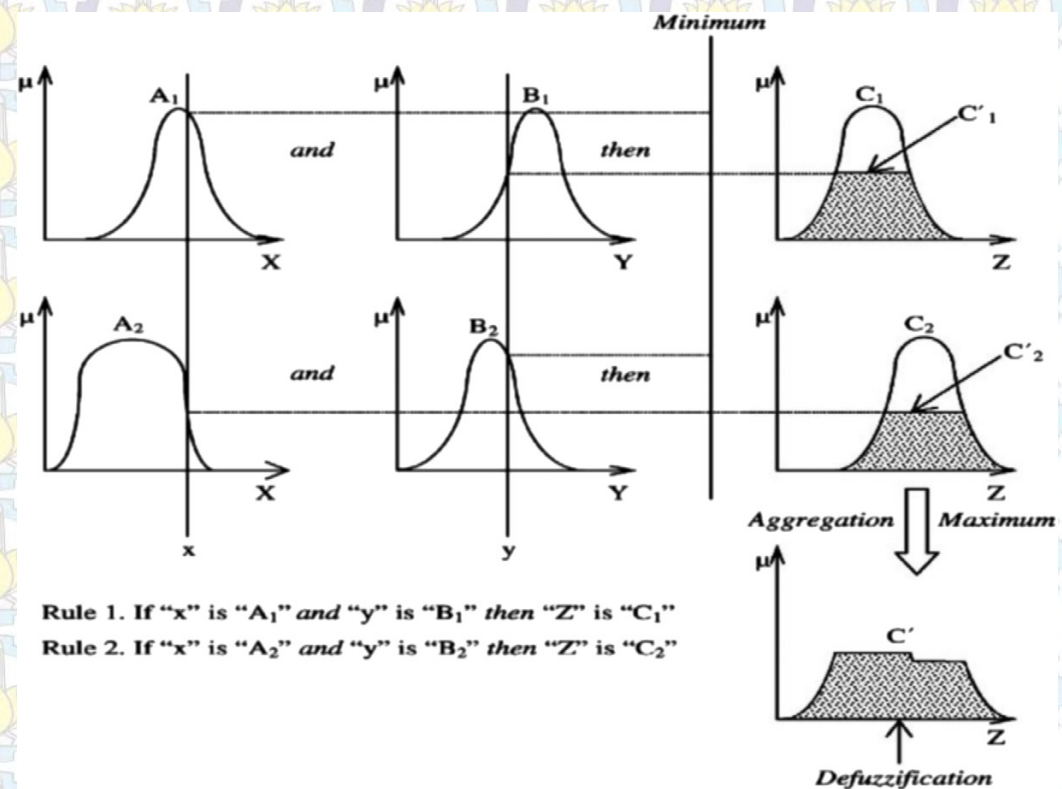
Hubungan *input* dan *output* ditentukan oleh *Fuzzy* tergantung fungsi yang yang dikenal sebagai *fuzzy if-then* aturan. Sebuah *fuzzy* bersyarat Aturan umumnya terdiri dari alasan (*antecedent*) dan yang konsekuen (*conclusion*) misalnya "jika x adalah tinggi (premis) maka y rendah (konsekuen) "dimana syarat tinggi dan rendah dapat diwakili oleh *MFS* (Jang, J. S. R., Sun, C. T., & Mizutani, E.1997).

2.7.2.3 Sistem Inferensi fuzzy

Dalam langkah ini, unit inferensi *fuzzy* menggunakan ini *If-Then Fuzzy* aturan untuk menetapkan peta dari *input fuzzy* untuk *output fuzzy* berbasis aturan komposisi *Fuzzy*. Langkah ini merupakan bagian utama dari sistem *expert fuzzy*

yang agregat fakta berasal dari Proses fuzzifikasi dengan *rule base* yang dihasilkan dalam bagian sebelumnya dan melakukan proses modeling. Ada beberapa FIS yang telah diterapkan dalam berbagai aspek aplikasi sains dan teknik. Model *Fuzzy Mamdani* adalah salah satu algoritma paling populer. Metode ini menggunakan konsep himpunan *fuzzy* dan logika *fuzzy* untuk menerjemahkan yang sama sekali tidak terstruktur heuristik linguistik menjadi algoritma (Mamdani, E. H., & Assilian, S.1975). Umum *if-then* bentuk aturan algoritma Mamdani diberikan dalam hal berikut, sebagaimana dijelaskan dalam persamaan 2,8 dan gambar 2.3 berikut ini:

$$\text{If } x_1 \text{ is } A_{i1} \text{ and } x_2 \text{ is } A_{i2} \text{ and } \dots x_r \text{ is } A_{ir} \text{ then } y \text{ is } B_i \text{ (for } i = 1, 2, \dots k) \quad (2.8)$$



Gambar 2.3 Tipe Mamdani inference mechanism (Mamdani & Assilian, 1975).

2.7.2.4 Defuzzifikasi

Akhirnya, proses *defuzzifikasi* yang digunakan untuk mentransfer *fuzzy set* menjadi nilai baik. Ada beberapa metode *defuzzifier* dalam literatur. *Centroid of Area* (COA) adalah salah satu metode yang paling populer untuk Proses

defuzzifikasi. Keuntungan dari metode COA adalah bahwa semua fungsi keanggotaan diaktifkan dari kesimpulan (semua aturan aktif) mengambil bagian dalam proses *defuzzifikasi* (Daftaribesheli, A., Ataei, M., & Sereshki, F.2011). Metode COA berlaku persamaan berikut untuk mentransfer skema *Fuzzy* menjadi nilai crisp (Iphar, M., & Goktan, R. M.2006) :

$$Z^*_{COA} = \frac{\int_z \mu A(z)zdz}{\int_z \mu A(z)dz}$$

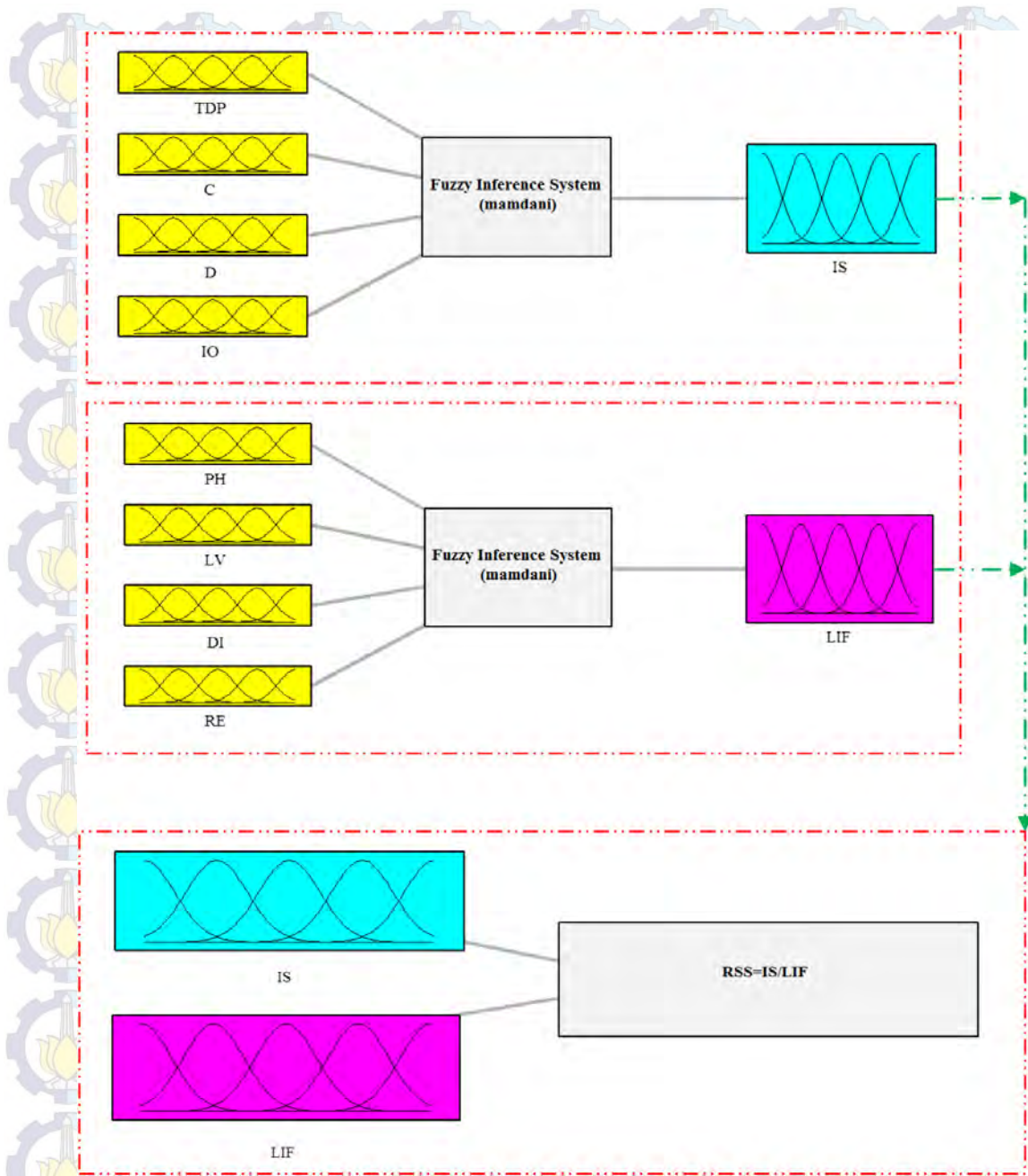
(2.9)

Dimana:

Z^*_{COA} adalah nilai crisp untuk “z” hasil dan $\mu A(z)$ fungsi dari keanggotaan

2.7.2.5 Metode *Fuzzy* Untuk Penilaian Risiko pada *Pipeline*

Metode analisis risiko *Fuzzy* diajukan dalam penelitian ini mengandung tiga tahap IS penilaian, evaluasi LIF, dan risiko analisis, yang pertama dua fase terbentuk berdasarkan konsep logika *fuzzy*. Logika *fuzzy* diterapkan untuk menangani ketidakpastian yang terlibat dalam proses *fitur modeling*. A spesifik model yang diusulkan adalah sebuah model yang terintegrasi berdasarkan teknik kualitatif dan kuantitatif untuk penilaian risiko *pipeline*. Hal ini dapat mengakibatkan lebih lengkap dan akurat dalam penilaian risiko yang terkait dengan sumber bahaya. Tahap pertama berfokus pada probabilitas kegagalan secara keseluruhan, yang disebabkan oleh kerusakan pihak ketiga, korosi, desain, dan tidak benar operasi. Fase ini menghitung potensi kegagalan tertentu Mekanisme untuk menjadi aktif dan agak berbeda dari kemungkinan kegagalan (Muhlbauer.2004). Dengan menggunakan model FIS pertama kali didirikan di MATLAB paket perangkat lunak, IS penilaian dapat dihitung sebagai hasil dari probabilitas kegagalan keseluruhan. Tahap kedua berkonsentrasi pada konsekuensi keseluruhan kegagalan pipa, termasuk bahaya produk, volume yang bocor, dispersi, dan reseptor. Pada fase ini, mirip dengan tahap sebelumnya, oleh menerapkan model FIS kedua didirikan di MATLAB perangkat lunak paket, evaluasi LIF berasal dari potensi keseluruhan Konsekuensi dari kegagalan pipa, sebagaimana dijelaskan dalam skema *fuzzy* gambar 2.4 berikut ini:



Gambar 2.4 Diagram Skema Model *Fuzzy Inference System (FIS)* (Ali Jamshidi, 2013)

2.8 Radius Hazard

Radiasi termal secara fisik tergantung pada radius sebaran api. Radius dapat diperkirakan dengan mengitung intensitas radiasi panas dengan tipe api jet (*jet fire*) tertentu. Besarnya radius *hazard* dipengaruhi oleh diameter pipa dan tekanan menurut persamaan berikut (Stephens, 2000).

$$r = \sqrt{2348 \times P \times d^2 / I} \quad (2.10)$$

dimana r = Radius Hazard (ft)

P = Tekanan Pipa (psi)

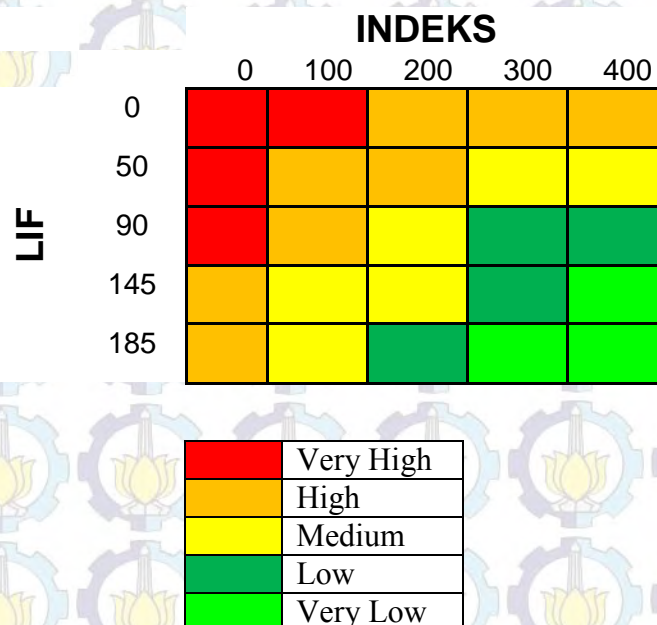
d = Diameter Pipa (in)

I = Intensitas radiasi panas (5000 Btu/hr-ft²)

Persamaan 2.10 dapat digunakan untuk memperkirakan radius area melingkar sekitar titik yang diasumsikan kegagalan garis dimana dampaknya terhadap orang dan harta benda diharapkan dapat konsisten dengan definisi yang diperoleh dari daerah dimana nilai konsekuensi tinggi.

2.9 Matrik Risiko

Setelah dilakukan perhitungan probabilitas dan konsekuensi dari kedua metode yang digunakan perlu ditentukan kriteria penerimaan risiko dengan cara mengplotkan kedalam matrik risiko. Pembacaan tingkat risiko dilakukan dengan bantuan model matrik. Sumbu x adalah berupa probabilitas atau jumlah total *Index Sum* (IS) dan sumbu y berupa konsekuensi atau *Leak Impact factor* (LIF). Komposisi kategori risiko dibagi menjadi *very low*, *low*, *medium*, *high*, dan *very high*. Desain matrik risiko sebagaimana dijelaskan dalam gambar 2.5 berikut ini.



Gambar 2.5 Matrik Risiko

BAB 3 METODOLOGI

Metodologi penelitian merupakan langkah-langkah sistematis yang dilakukan dalam pengerjaan thesis hingga tujuan dari tesis dapat tercapai.

Langkah-langkah dalam pengerjaan tesis ini meliputi identifikasi masalah, studi literatur, pengumpulan data, pengolahan data, perhitungan/pemodelan, analisa, penanganan resiko/ mitigasi serta membuat kesimpulan dari hasil analisa.

3.1 Tahapan Pengerjaan Tesis

Dalam pengerjaan tesis ini, penulis membagi pengerjaan dalam beberapa tahapan. Tahapan pengerjaan tersebut meliputi:

3.1.1 Identifikasi Permasalahan

Identifikasi terhadap permasalahan yang diangkat dalam pengerjaan skripsi sedapat mungkin dipilih pada isu-isu yang lagi hangat atau sedang jadi perhatian public, sehingga diharapkan hasil dari penelitian lebih bermanfaat. Dari hasil identifikasi masalah dapat ditentukan langkah-langkah yang harus dilakukan dalam pengerjaan tesis beserta metode yang diterapkan dalam menyelesaikan masalah yang ada

3.1.2 Studi Literatur

Pada tahap ini, dilakukan study terhadap referensi-referensi yang terdapat pada jurnal/paper, internet, dan buku-buku materi penunjang. Studi literatur dilakukan untuk mempelajari tentang teori-teori dasar permasalahan yang berhubungan dengan *risk assessment pipeline*, factor-factor yang menyebabkan terjadinya kebocoran *pipeline*, akibat bila terjadi kebocoran *pipeline* serta beberapa teori/ pendapat para ahli dalam melakukan evaluasi dalam mengurangi resiko terjadinya kebocoran *pipeline*. Dengan tujuan untuk mendapatkan pengetahuan dasar dan data dari penelitian-penelitian sebelumnya yang dapat digunakan sebagai acuan penelitian selanjutnya.

Informasi yang dibutuhkan pada tahap ini adalah, pengumpulan berbagai macam referensi yang bisa digunakan untuk perhitungan/permodelan dalam

melakukan *risk assesment pipeline* untuk daerah tertentu dan mencari informasi tentang perangkat lunak/*software* yang mungkin bisa dipergunakan dalam mendapatkan data, mengolah data sampai dengan melakukan analisa.

3.1.3 Pengumpulan Data

Setelah melakukan studi literatur dan mengumpulkan bahan pustaka. Maka langkah selanjutnya adalah mengumpulkan semua data-data Primer yang dibutuhkan untuk perhitungan dan pemodelan pada langkah selanjutnya. data-data yang digunakan dalam tesis ini antara lain :

- a. Data umum tentang spesifikasi pipa yang digunakan untuk mengetahui parameter-parameter yang akan digunakan dalam perhitungan.
- b. Data system dan gas yang didistribusikan untuk mengetahui spesifikasi atau sifat gas.
- c. Data kependudukan di sekitar area pemasangan pipa untuk menentukan jumlah penduduk yang ada pada area berbahaya.
- d. Data hasil inspeksi atau survey (*inspection record*) digunakan untuk mengetahui histori tiap-tiap item peralatan yang memiliki potensi risiko dan keaktifan suatu program inspeksi yang telah dilakukan.
- e. Gambar desain dan konstruksi (*engineering specification, safety system, dll*) digunakan untuk mengetahui secara detail kondisi lingkungan, sistem pengamanan, sistem deteksi dan isolasi kebocoran, yang terdapat pada jalur pipa tersebut.
- f. Data proses (prosedur operasi) digunakan untuk mendukung perhitungan yang dikombinasikan dengan data-data diatas untuk mengetahui batasan pengoperasian yang diterapkan pada jalur pipa tersebut.

3.1.4 Mengolah Data

Data primer yang didapat data *pipeline*, berikutnya dilakukan pengolahan data sesuai dengan metode-metode yang digunakan dalam *risk assesment pipeline*.

3.1.5 Risk Assessment Muhlbauer

Dalam penelitian ini dilakukan implementasi penilaian resiko dengan metode *scoring* yang dikembangkan oleh Muhlbauer sesuai dengan diagram alir pada gambar 1. Metode Muhlbauer digunakan untuk menilai risiko pipa transmisi jarak jauh, baik *offshore* maupun *onshore*. Untuk melakukan *risk assessment* ada beberapa tahap yang harus dilakukan yaitu:

a. Penentuan formula / model

Pada implementasi ini model penilaian resiko yang digunakan ialah model indeks (pemberian skoring). Pada formula tersebut terdapat indeks dan *leak impact factor*. Selain itu juga dibuat formula penilaian (rangkuman) dengan format sederhana dari excel.

b. Pemberian skor indeks dan LIF

Setelah data terkumpul maka ditelaah satu persatu dan dilakukan penilaian pada masing-masing indeks disetiap segmennya. Dari mulai indeks kerusakan akibat pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain, indeks kesalahan operasi, dan dampak kebocoran. Masing-masing poin diberikan skor/ nilai sesuai panduan pada formula yang telah dibuat diawal.

c. Penjumlahan nilai / Indeks sum

Nilai dari seluruh indeks dijumlahkan dengan batas skor maksimum 100. Sehingga setiap section akan memiliki nilai akhir indeks maksimal 400 poin. Kemudian nilai *leak impact factor* dihitung. Skor *leak impact factor* maksimum 10 poin untuk produk gas metana. Maka didapat nilai total *indeks sum (IS)* dan *leak impact factor (LIF)* pada setiap segmen.

3.1.6 Risk Assessment Logical Fuzzy

Mengacu pada penelitian yang diusulkan Ali Jamshidi yang menyatakan bahwa hasil dari penilaian risiko untuk *pipeline* menggunakan *Fuzzy Inference system* untuk memodelkan ketidakpastian tersebut, dimana hasilnya lebih akurat dan cepat. (Ali Jamshidi, dkk 2013). Menghitung probabilitas dan konsekuensi

faktor-faktor yang menyebabkan risiko muncul dengan menggunakan logika *fuzzy inference system (LIF)* dengan *metode Mamdani*. Metode mamdani sering juga dikenal dengan nama *Metode Max-Min*. Metode ini diperkenalkan oleh Ebrahim Mamdani pada tahun 1975. Untuk mendapatkan *output* metode mamdani diperlukan 4 tahap sebagai berikut :

- a. Pembentukan Himpunan *Fuzzy* (Fuzzyfikasi)
 Pada metode Mamdani, baik variabel *input* maupun *output* dibagi menjadi satu atau lebih himpunan *fuzzy*.
- b. Pembentukan Aturan Dasar (*Knowledge base*)
 Pada proses ini dilakukan pembuatan *rule* dengan cara mengambil nilai maksimum aturan, kemudian menggunakannya untuk memodifikasi daerah *fuzzy*, dan mengaplikasikannya ke *output* dengan menggunakan operator OR atau AND. Sebagai contoh dibawah ini :
If (PH is VL) and (LV is VL) and (DI is VL) and (RE is VL) **then** (LIF is VL)(1) dan seterusnya
- c. *Fuzzy inference system*
 Langkah ini merupakan bagian utama dari sistem *expert fuzzy* yang agregat fakta berasal dari Proses fuzzifikasi dengan *rule base* yang dihasilkan dalam bagian sebelumnya dan melakukan proses modeling.
- d. Penegasan (*defuzzyfikasi*)
 Akhirnya, proses defuzzifikasi yang digunakan untuk mentransfer *fuzzy set* menjadi *output* yang di inginkan. Ada beberapa *metode defuzzifier* dalam literatur. *Centroid of Area (COA)* adalah salah satu metode yang paling populer untuk Proses defuzzifikasi

3.1.7 Perhitungan Risiko

Setelah masing-masing parameter kemungkinan kegagalan (PoF) dan konsekuensi kegagalan (CoF) telah ditentukan, maka dilakukan perhitungan risiko sebagai berikut :

$$\text{Total PoF} = \sum PoF = PoF_{(1)} + PoF_{(2)} + PoF_{(3)} + PoF_{(4)} \quad (3.1)$$

Dimana,

PoF₍₁₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena faktor *third party damage*

PoF₍₂₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena faktor korosi

PoF₍₃₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena faktor desain

PoF₍₄₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena faktor kesalahan operasi

$$\text{Total CoF} = \sum \text{CoF} = \text{CoF}_{(1)} + \text{CoF}_{(2)} + \text{CoF}_{(3)} + \text{CoF}_{(4)} \quad (3.2)$$

Dimana,

CoF₍₁₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena product *hazard*

CoF₍₂₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena leak volume

CoF₍₃₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena *dispersion*

CoF₍₄₎ = parameter kemungkinan kegagalan karena faktor *reseptor*

Dari total probabilitas dan konsekuensi tersebut kemudian dikalikan sehingga diperoleh nilai risiko segmen *pipeline* tersebut. Hasil nilai risiko tersebut dimasukkan ke dalam matrik risiko.

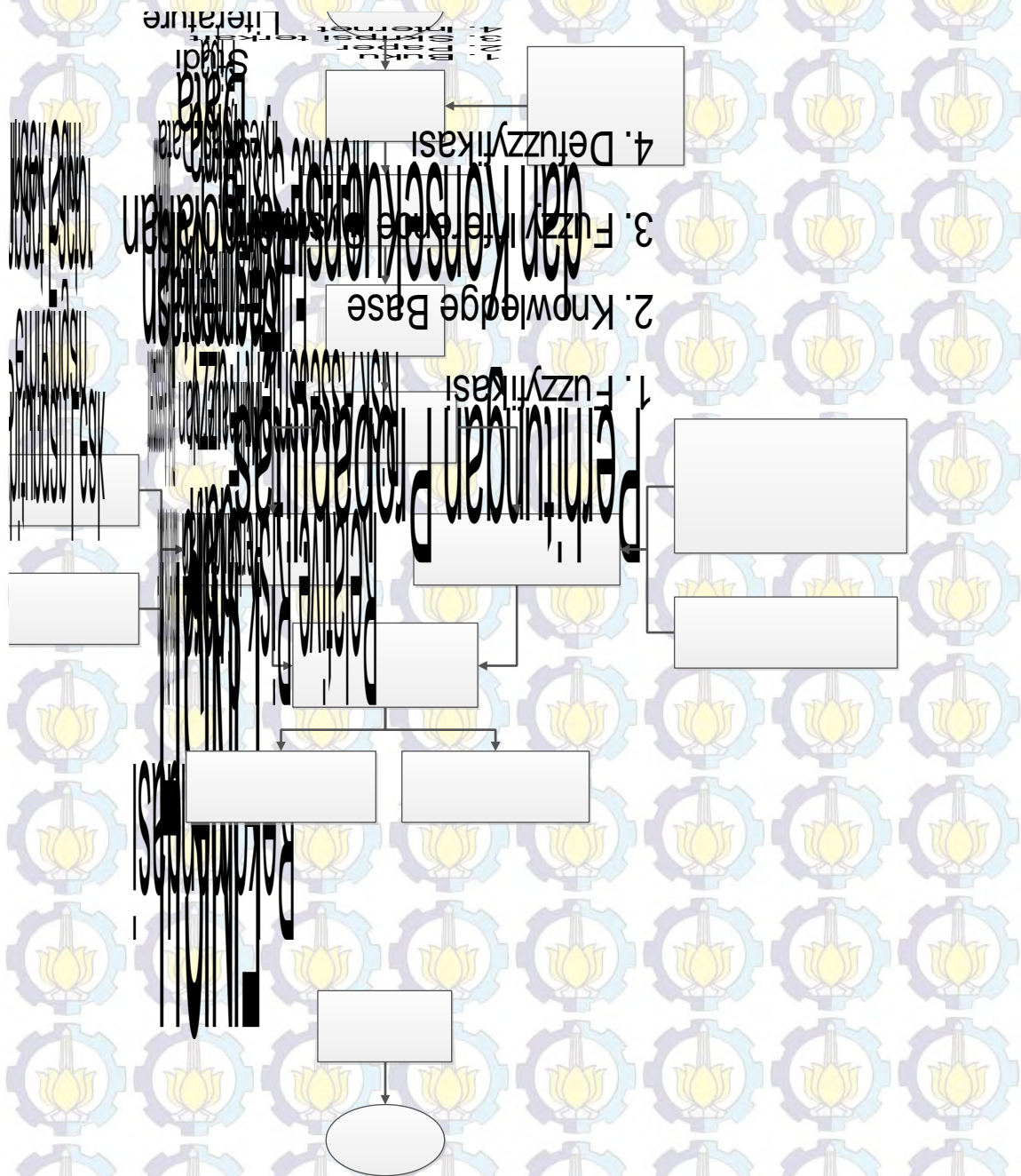
3.1.8 Matrik Risiko

Berdasarkan hasil analisis probabilitas dan konsekuensi tersebut kemudian dikalikan sehingga diperoleh nilai risiko masing-masing segmen *pipeline* tersebut. Hasil nilai risiko tersebut dimasukkan ke dalam matriks risiko yang ada.

3.1.9 Kesimpulan

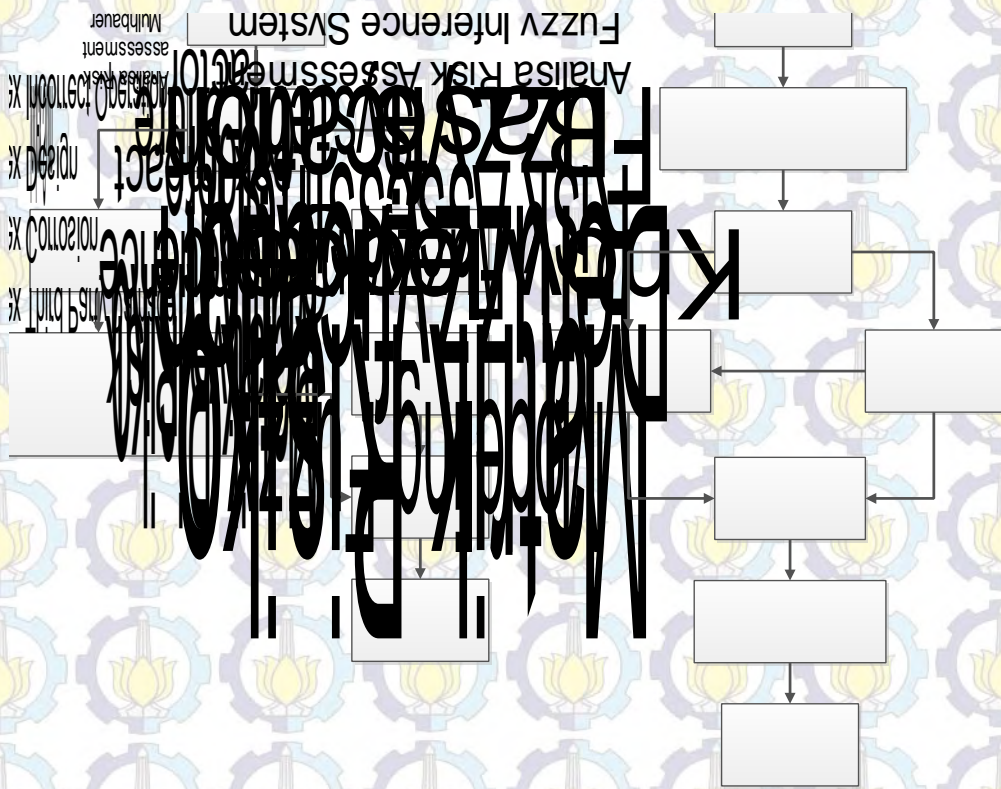
Tahap terakhir dari tesis ini adalah menarik kesimpulan dari analisa data yang didapatkan setelah melakukan perbandingan metode Muhlbauer dengan *Fuzzy Inference System (FIS)*. Kesimpulan ini berisi ringkasan dan poin-poin penting dalam pengerjaan tesis.

3.2 Flowchart Pengerjaan Tesis



Gambar 3.1 Diagram Alur Penelitian

3.2.1 Flowchart Metode Muhlbauer dan Fuzzy

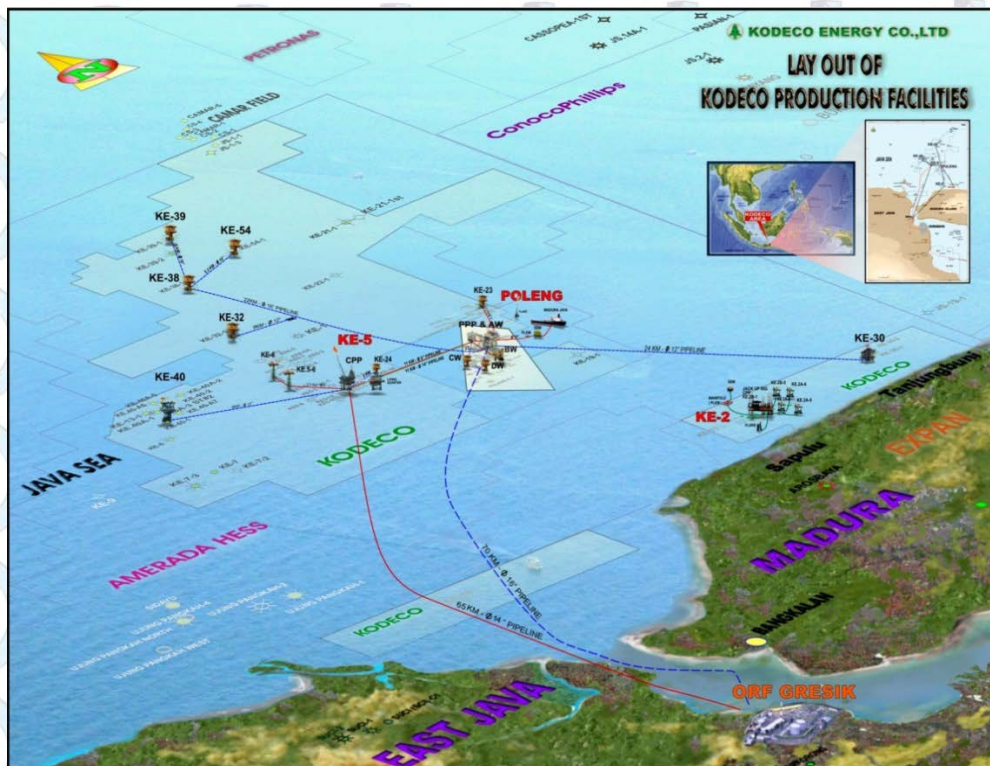


Gambar 3.2 Diagram Alur Penelitian Metode Muhlbauer dan Fuzzy

BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Desain dan Parameter Pipa

Pengangkutan sumber gas alam dari sumbernya menggunakan sistem perpipaan digunakan untuk memenuhi kebutuhan konsumen minyak dan gas bumi. Penggunaan minyak dan gas berbagai macam diantaranya digunakan sebagai sumber pembangkit listrik, melayani kebutuhan industri, dan kebutuhan rumah tangga. Pada umumnya sistem pipa tertanam di dalam tanah, terletak diatas tanah, didalam air (laut), dan beroperasi pada tekanan tinggi. Dalam melakukan desain jalur pipa banyak hal yang perlu dipertimbangkan. Dengan *route* yang relatif panjang perubahan-perubahan pada benda yang dibawa pipa akan berpengaruh pada kualitas benda tersebut. Berikut adalah lay out pipa *offshore* dan *onshore* 14” milik PT. PHE WMO dari CPP sampai ORF sebagaimana ditunjukkan pada gambar 4.1 berikut ini:



Gambar 4.1 Layout Pipa 14” CPP-ORF PHE-WMO (PT. Rekayasa Solverindo.

Data gas diketahui dari hasil uji gas yang menjelaskan bahwa kandungan terbesar pada fluida adalah methane yaitu sebesar 88,26% mole, sebagaimana dijelaskan pada tabel 4.2 berikut menunjukkan kandungan yang ada dalam gas dibawah ini :

Tabel 4.1 Komposisi Gas

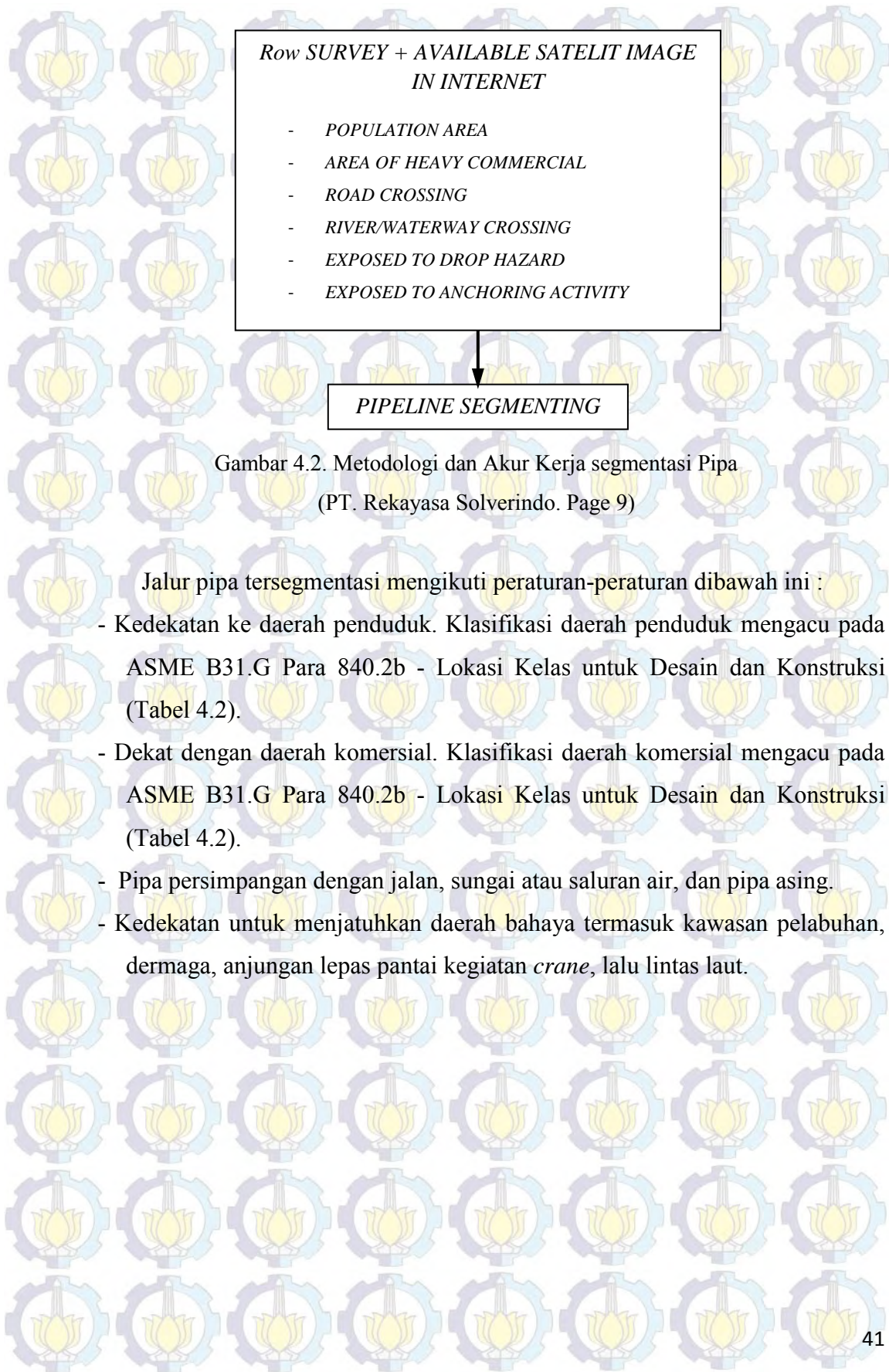
No	Item of Analisis		Unit	incoming ORF gas
1	Nitrogen	N ₂	% mole	1.504
2	Carbon Dioxide	CO ₂	% mole	0.358
3	Methane	CH ₄	% mole	88.256
4	Ethane	C ₂ H ₆	% mole	5.297
5	Propane	C ₃ H ₈	% mole	2.747
6	I-Buthane	i-C ₄ H ₁₀	% mole	0.577
7	N-Buthane	n-C ₄ H ₁₀	% mole	0.668
8	I-Penthane	i-C ₅ H ₁₂	% mole	0.282
9	N-Penthane	n-C ₅ H ₁₂	% mole	0.146
10	Hexane plus	C ₆ ⁺	% mole	0.165
			total	100

4.2 Identifikasi Bahaya

Pada tahap ini dilakukan identifikasi terhadap semua bahaya yang berpotensi menyebabkan gangguan dan dapat berpengaruh pada sistem jalur pipa PT. Pertamina Hulu Energi-West Madura *Offshore* (PHE-WMO) selama beroperasi. Dalam mengidentifikasi potensi bahaya tersebut, bahaya-bahaya seperti gangguan dari pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan pengoperasian. Sedangkan dampak dari bahaya tersebut adalah bahaya produk, *dispersion*, reseptor, dan dampak kebocoran. Pada tabel 2.1 diperlihatkan potensi ancaman untuk jalur pipa PT. Pertamina Hulu Energi-West Madura *Offshore* baik *offshore section* dan *onshore section*.

4.3 Segmentasi Pipa Gas 14" PT. PHE-WMO

Segmentasi pipa berdasarkan dari data *review* dan data *survey RoW* yang dilakukan oleh PT. Rekayasa Solverindo. Metodologi dan alur kerja segmentasi pipa sebagaimana dijelaskan pada gambar 4.2 berikut ini:



Gambar 4.2. Metodologi dan Akur Kerja segmentasi Pipa
(PT. Rekayasa Solverindo. Page 9)

Jalur pipa tersegmentasi mengikuti peraturan-peraturan dibawah ini :

- Kedekatan ke daerah penduduk. Klasifikasi daerah penduduk mengacu pada ASME B31.G Para 840.2b - Lokasi Kelas untuk Desain dan Konstruksi (Tabel 4.2).
- Dekat dengan daerah komersial. Klasifikasi daerah komersial mengacu pada ASME B31.G Para 840.2b - Lokasi Kelas untuk Desain dan Konstruksi (Tabel 4.2).
- Pipa persimpangan dengan jalan, sungai atau saluran air, dan pipa asing.
- Kedekatan untuk menjatuhkan daerah bahaya termasuk kawasan pelabuhan, dermaga, anjungan lepas pantai kegiatan *crane*, lalu lintas laut.

Tabel 4.2. Pembagian Kelas Segmentasi Pada ASME B31.G Para 840.2b

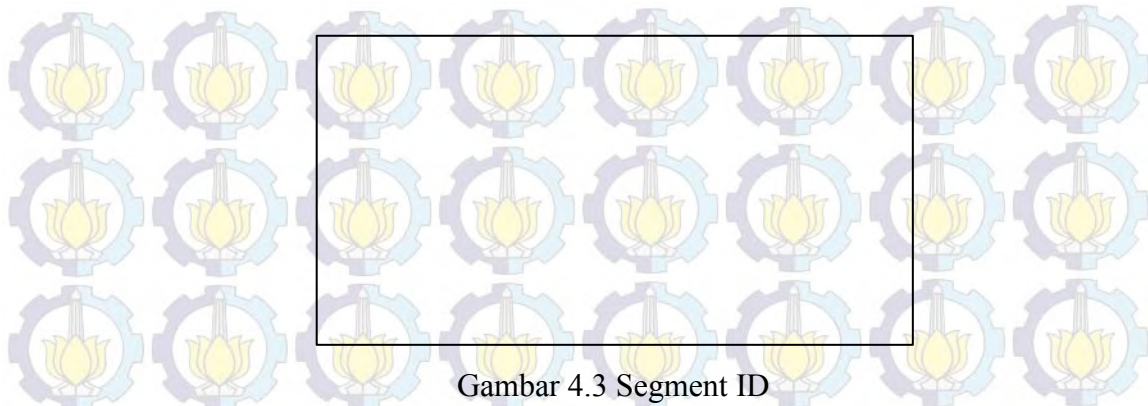
Kategori	Definisi	Contoh Lokasi
Lokasi Kelas 1	Setiap 1 mil yang memiliki 10 atau lebih sedikit bangunan perumahan	<i>Onshore:</i> Daerah yang jarang penduduknya di lepas pantai <i>Offshore:</i> Lokasi dengan diabaikan eksposur untuk menjatuhkan bahaya
Lokasi Kelas 2	Setiap 1 mil yang memiliki lebih dari 10 tapi kurang dari 46 bangunan perumahan	<i>Onshore:</i> Area dimana tingkat Populasi adalah penengah antara lokasi Kelas 1 Lokasi dan Kelas 3 seperti daerah pinggiran di sekitar kota, pertanian. <i>Offshore:</i> Riser lokasi (<i>topside</i>)
Lokasi Kelas 3	Setiap 1 mil yang memiliki 46 atau lebih bangunan perumahan	<i>Onshore:</i> Daerah pinggiran kota, belanja pusat, daerah pemukiman, daerah industri dan lainnya daerah-daerah tidak memenuhi Lokasi Kelas 4 persyaratan
Lokasi Kelas 4	Area dimana bangunan 4 atau lebih cerita yang lazim dan di mana lalu lintas berat atau padat dan di mana mungkin ada banyak fasilitas lain bawah tanah	

Aturan penamaan untuk segmnet ID pada jalur pipa mengikuti aturan dibawah ini:

“*[diameter identifier]-[station or platform where products outgoing from]-[station or platform where products coming to]-[line segment number]-[optional description]*”

(PT. Rekayasa Solverindo. Page 11)

Sebagai contoh diameter pipa 14” pipa gas keluar dari CPP menuju ORF penamaannya menjadi sebagai berikut:



Gambar 4.3 Segment ID

4.3.1 Daerah Onshore

Berikut ini adalah jalur pipa milik PHE-WMO yang ada di daerah *onshore* yang terpendam dalam tanah yang pertama melewati perusahaan PT. Jasatama. Berikutnya pipa akan melewati daerah padat penduduk. Seperti yang terlihat pada gambar lampiran 2 pipa gas melewati daerah perumahan milik penduduk. Meskipun pipa gas telah dikubur tetap memunculkan risiko terjadinya ledakan yang dapat membahayakan penduduk. Jumlah populasi dari segment ini adalah kurang lebih 415 jiwa. Selanjutnya seperti yang terlihat pipa melewati pinggir jalan dan perumahan padat penduduk. Dari letak pipa yang dikubur berada di pinggir jalan memunculkan risiko pipa bisa mengalami kerusakan akibat aktifitas penggalian untuk instalasi kabel milik Telkom atau aktivitas penggalian untuk parit. Pada daerah ini yang dijelaskan pada lampiran 2 jumlah penduduk adalah kurang lebih 525 jiwa.

Berikut pipa melewati perumahan penduduk yang diperkirakan jumlah penduduk kurang lebih 370 jiwa. Meskipun di utara jalur pipa tidak ada perumahan penduduk, namun tetap memunculkan risiko yang terjadi karena letak pipa tetap berada di pinggir jalan yang memiliki lalu lintas sedang dan dibagian selatan pipa merupakan kawasan perumahan padat penduduk. Untuk lebih jelasnya seperti yang terlihat pada Gambar lampiran 2. Berikutnya Seperti yang terlihat pada gambar jalur pipa melewati perumahan padat penduduk dan berakhir di stasiun pengukuran ORF. Sesuai hasil pada survei maka perkiraan jumlah penduduk adalah 507 jiwa, hal ini tentu menjadi pertimbangan pengaman pipa

pada segment tersebut agar konsekuensi yang terjadi akibat bocornya pipa bisa dihindari. Semua gambar diambil dari visualisasi *google earth.com*.

4.3.2 Daerah Offshore

Berikutnya seperti yang terlihat pada gambar PT. PHE-WMO *pipeline position overlaid to area of jetty* PT. Petrokimia Gresik hal ini tentu menjadi pertimbangan pengaman pipa. berikutnya pipa juga melewati PT Semelting melintas dibawah *jetty*, sebagaimana terlihat pada gambar di lampiran 2.

Sebagai permulaan proses penilaian resiko pipa gas 14” sepanjang 65 km terlebih dahulu dilakukan pengumpulan data dan hasil survey (*survey form*). Data-data yang dibutuhkan yaitu desain, operasi, hasil inspeksi, SHE dan *maintenance*. Sedangkan *survey* dilakukan untuk mengamati kondisi pipa secara langsung dan khususnya untuk mengetahui kondisi indeks akibat pihak ketiga. Kelengkapan data akan sangat mempengaruhi pemberian skor. Jika dalam pemberian skor tidak didukung dengan data maka dikategorikan sebagai kondisi *uncertainty* (ketidakpastian kondisi). Artinya, jika data tidak ada maka diberi skor 0 (nol) poin dikarenakan *uncertainty* berarti *increasing risk* (meningkatkan nilai resiko) dan skor 0 (nol) menandakan tingkat resiko tertinggi. Pada implementasi ini pipa yang digunakan ialah pipa tanpa sambungan (*seamless pipe*) API 5L GRADE X-52 Seamless dengan diameter luar 14” dan produk yang dialirkan berupa gas alam atau CH₄ (metana). Pipa dibangun pada tahun 2001 dengan kode desain ASME B31.8. Standar tersebut digunakan karena produk yang dialirkan pipa berupa gas. Untuk mengantisipasi korosi digunakan proteksi katodik jenis arus paksa atau (*impressed current cathodic protection*). Kondisi jalur pipa ialah berada dalam air laut, diatas permukaan tanah, dan tertanam dibawah tanah (*buried metal*). Setelah dilakukan pengumpulan data, selanjutnya dilakukan *sectioning* atau pembedangan pipa. Pada implementasi ini, *sectioning* berdasarkan data *review* dan data *surve ROW* yang dilakukan oleh PT. Rekayasa Solverindo sebagaimana yang dicantumkan pada tabel 4.3.

Berdasarkan *survey RoW* yang telah dilakukan oleh Kodeco *onshore* dan *offshore* hasil segmentasi pipa 14” *pipeline* gas PT. PHE-WMO dari CPP sampai ORF dapat dilihat pada tabel 4.3 sebagai berikut:

Tabel 4.3. Hasil *Sectioning* 14” Gas *Pipeline* from KE-CPP to ORF

No	Line Segment ID	From	To	Remarks	Position / Average Water Dept (m)
1	14-CPP-ORF-01	KP 0 + 000	KP 3 + 285	Offshore	50 - 55
2	14-CPP-ORF-02	KP 3 + 285	KP 27 + 320	Offshore	38 - 51
3	14-CPP-ORF-03	KP 27 + 320	KP 52 + 360	Offshore	27 - 10
4	14-CPP-ORF-04	KP 52 + 360	Block Valve	Offshore	0 - 10
5	14-CPP-ORF-05	Block Valve	TS 1 - 04	Onshore	Underground
6	14-CPP-ORF-06	TS 1 - 04	TS 1 - 07	Onshore	Underground
7	14-CPP-ORF-07	TS 1 - 07	TS 2 - 02	Onshore	Underground
8	14-CPP-ORF-08	TS 2 - 02	TS 2 - 04	Onshore	Underground
9	14-CPP-ORF-09	TS 2 - 04	TS 2 - 07	Onshore	Underground
10	14-CPP-ORF-10	TS 2 - 07	ORF-PIG Receiver	Onshore	Abveground

4.4 Evaluasi Risiko Pendekatan Muhlbauer

Evaluasi risiko yang dilakukan pada semua segmen pipa 14” Gas *Pipeline* dari KE-CPP to ORF sepanjang 65 km terdiri dari 62 km *offshore* dan 3 km *onshore*. Analisa yang dilakukan didasarkan dengan pengolahan data operasional pipa dilapangan sehingga didapat nilai probabilitas dan konsekuensi untuk masing-masing segmen pipa yang dievaluasi. Data operasional yang digunakan untuk perhitungan evaluasi risiko meliputi data inspeksi lapangan, data hasil *pigging (ILI & cleaning pigging)*, data tekanan operasi, data kapasitas pipa, data perlindungan pada pipa, serta data-data inspeksi dan pemeliharaan pipa lainnya. Penilaian risiko dilakukan dengan metoda pemberian indeks (*scoring*) terhadap masing-masing segmen baik komponen indeks (*scoring*) maupun komponen faktor dampak kebocoran.

4.4.1 Analisa Probabilitas (IS)

4.4.1.1 *Third Damange Party (TDP)*

Perhitungan analisa probabilitas *third party damage* lebih menitik beratkan pada gangguan aktivitas yang dilakukan oleh pihak ketiga atau kegiatan diluar pengoperasian dan pemeliharaan pipa yang dapat mengakibatkan kegagalan pipa. Perhitungan analisa probabilitas *third party damage* masih dibagi lagi menjadi dalam tujuh sub-parameter yang lebih detail yaitu kedalaman pipa, aktivitas *thrid party di ROW*, fasilitas di atas permukaan tanah, sistim panggilan darurat, pengembangan masyarakat/pendidikan publik, kondisi jalur pipa, dan frekuensi patroli yang dilakukan oleh operator pipa.

a. Kedalaman Pipa

Pengukuran parameter kedalaman pipa didasarkan pada inpeksi yang dilakukan di area *offshore* dan *onshore*. Pada area *offshore* dilakukan inspeksi kedalaman pipa terhadap permukaan air laut, kedalaman pipa terhadap dasar laut, dan perlindungan pipa bawah air. Sedangkan pada area *onshore* inspeksi dilakukan pada perlindungan pipa dan kedalaman pipa tertanam.

b. Aktivitas *thrid Party* di ROW

Pengukuran parameter aktivitas *third party* diperoleh dari data inpeksi yang dilakukan oleh teknisi selama melakuka patroli di area ROW pipa. Dalam melakukan kegiatan inspeksi ditemukan ada 4 penilaian atau *scoring* untuk mengukur probabilitas akibat pihak ketiga. Sebagai contoh jika area ROW pipa berada di daerah pemukiman, pelabuhan, lalu lintas jalan raya padat, *crossing* dengan kendaraan ringan atau daerah yang dekat dengan aktivitas manusia maka mempunyai score 0 (*high activity*). Jika jalur pelayaran medium, lalu lintas jalan raya sedang mempunyai score 8 (*medium activity*). Pada daerah perkebunan, sawah, pemukiman penduduk sedang, jalan raya yang dilalui oleh kendaraan ringan mempunyai score 15 (*low activity*). Apabila daerah ROW pipa berada didaerah hutan, rawa-rawa atau daerah yang jauh dari aktivitas manusia maka mempunyai score 20 (*none activity*).

c. Fasilitas di Atas Permukaan Tanah

Pengukuran parameter fasilitas diatas tanah diperoleh dari inspeksi yang dilakukan diarea ROW pipa. Pada jalur ROW tanpa ada pipa atau fasilitas diatas permukaan tanah maka memiliki *score* 10. Sedangkan untuk pipa atau fasilitas yang berada diatas tanah dilihat dari hasil inspeksi pada area 14-CPP-ORF-10 dimana area tersebut adalah penampungan gas ORF PHE-WMO. Pemberian *score* pada parameter ini berdasarkan pada kondisi pagar dan rambu-rambu pipa sebagai perlindungan terhadap fasilitas yang ada di permukaan tanah. Jika fasilitas yang ada di atas permukaan tanah mendapatkan perlindungan baik pagar maupun rambu-rambu maka mempunyai *score* 6, jika hanya dengan perlindungan pagar maka mempunyai *score* 3, dan jika tanpa perlindungan sama sekali maka nilai *score* 0.

d. Sistim Pangilan Darurat

Pengukuran parameter panggilan darurat pada jalur pipa didasarkan pada rambu-rambu peringatan apabila terjadi kegagalan pada pipa. Rambu-rambu dapat berupa papan yang bertuliskan nomor telepon yang dapat dihubungi jika terjadi kegagalan pipa, peta pipa, poster peringatan dan lain sebagainya. Pemberian *score* pada parameter ini dilihat pada tingkat efektifitas mempunyai *score* 6, *record* bukti efisiensi dan keandalan mempunyai *score* 2, apabila di iklankan secara luas kepada masyarakat mempunyai *score* 2, memenuhi standar minimum ULCCA maka *score* 2, reaksi yang tepat dan cepat untuk panggilan darurat mempunyai nilai *score* 5, adanya peta mempunyai *score* 4.

e. Pengembangan Masyarakat/Pendidikan Publik

Kegiatan pengembangan masyarakat atau pendidikan publik merupakan usaha sosialisasi dan pendekatan perusahaan operator pipa mengenai operasional pipa gas bertekanan tinggi. Dimana pipa tersebut berbahaya apabila terjadi kegagalan pipa. Kegiatan ini bisa berupa penyuluhan-penyuluhan yang disertai dengan kegiatan amal, kesehatan, atau kegiatan peningkatan keterampilan masyarakat. Adanya kegiatan-kegiatan tersebut diharapkan dapat meminimalisir gangguan pihak ketiga sehingga dapat mengurangi risiko kegagalan pipa. Penilaian

score parameter pengembangan masyarakat atau pendidikan publik ditentukan berdasarkan jenis dan frekuensi kegiatan pengembangan masyarakat. Jika tidak ada kegiatan pengembangan masyarakat maka *score* 0. Apabila dilakukan pertemuan dengan kontraktor satu tahun sekali maka *score* 2. Jika kegiatan pengembangan masyarakat dilakukan dengan mendatangi satu persatu rumah penduduk maka *score* 4.

f. Kondisi Jalur Pipa

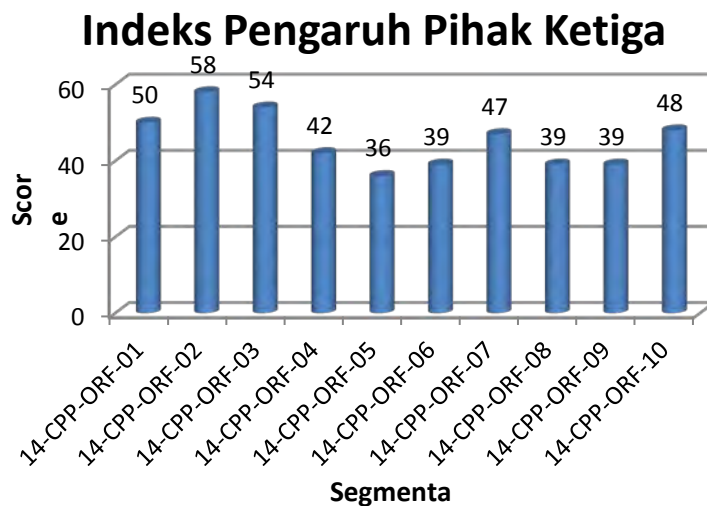
Penilaian parameter kondisi jalur pipa diperoleh dari data inspeksi yang dilakukan pada saat patroli jalur pipa. Pada saat melakukan inspeksi jalur pipa dilakukan pencatatan mengenai adanya pohon-pohon liar, bangunan-bangunan liar diatas jalur pipa, pembuangan sampah, perlintasan air dan kondisi lainnya yang dapat membahayakan jalur pipa. Pencatatan kondisi di jalur pipa tersebut digunakan sebagai acuan pengukuran. Kondisi *Excellent* tidak ada bangunan liar atau sejenisnya yang menutupi jalur pipa maka *score* 5. Kondisi *good* ada beberapa yang menutupi jalur pipa maka *score* 3. Kondisi *average* jalur pipa tidak dibersihkan sehingga tidak terlihat dari atas maka *score* 2. Kondisi *below average* jalur pipa yang ada telah ditumbuhi oleh tanaman-tanaman pengganggu maka *score* 1. Kondisi *poor* jalur pipa sama sekali tidak terlihat maka *score* 0.

g. Frekuensi Patroli ROW

Patroli pada ROW bertujuan untuk memantau dan melakukan pemeriksaan secara berkala terhadap kondisi ROW. Pemeriksaan ini meliputi pipe *exposed* (pipa tertutup oleh tanah karena erosi), banjir, tumbuhan liar, pertumbuhan penduduk, adanya perlintasan baru yang melintasi jalur pipa serta frekuensi kendaraan, dan besarnya beban *fatigue* yang melintasi *crossing pipe*. Patroli ROW dilakukan melalui darat dan udara dengan minimal frekuensi patroli yang telah ditentukan pada *working instructure* (WI). Parameter penentuan *score* berdasarkan pada frekuensi waktu patroli. Apabila patroli ROW dilakukan setiap hari maka *score* 15. Jika patroli ROW dilakukan empat hari dalam satu minggu maka *score* 12. Jika patroli ROW dilakukan tiga hari dalam satu minggu maka

score 10. Jika patroli ROW dilakukan dua hari dalam satu minggu maka *score* 8. Jika patroli ROW dilakukan satu kali dalam satu minggu maka *score* 6. Jika patroli ROW dilakukan kurang dari empat kali dalam satu bulan maka *score* 4. Jika patroli ROW dilakukan satu kali dalam satu bulan maka *score* 2. Jika patroli ROW tidak pernah dilakukan maka *score* 0.

Perhitungan total parameter *third party damage* dihasilkan dengan penjumlahan total score dari faktor kedalaman pipa, aktivitas *third party di ROW*, fasilitas di atas permukaan tanah, sistim panggilan darurat, pengembangan masyarakat/pendidikan publik, kondisi jalur pipa, dan frekuensi patroli. Kemudian dilakukan pembobotan masing-masing faktor tersebut. Berdasarkan data yang diperoleh dari Kodeco Energy. co.Ltd, hasil skor untuk indeks kerusakan akibat pihak ketiga memiliki nilai berbeda pada setiap segmen. Untuk segmen 1 total skornya adalah 50 poin, pada segmen 2 total skornya adalah 58 poin, segmen 3 total skornya adalah 54 poin, segmen 4 total skornya adalah 42 poin, segmen 5 total skornya adalah 36 poin, segmen 6 total skornya adalah 39 poin, segmen 7 total skornya adalah 47 poin, segmen 8 total skornya adalah 39 poin, segmen 9 total skornya adalah 39, dan segmen 10 total skornya adalah 48. Nilai yang berbeda-beda ini menandakan bahwa pada setiap segmen memiliki kondisi pihak ketiga yang berbeda-beda. Poin tertinggi terpdapat pada segmen 2 yaitu 58 poin, pipa terletak pada daerah *offshore* dengan kedalaman 3 8-51 meter dibawah permukaan air laut. Dimana pipa berada dalam jalur pelayaran medium ke tinggi, tidak ada sarana diatas jalur pipa, dan jauh dari pemukiman penduduk. Poin terendah pada segmen 5 yaitu 36 poin, pipa terletak pada daerah pelabuhan, daerah komersial, dan perumahan padat penduduk. Dimana aktivitas di daerah tersebut tinggi kemungkinan mengganggu jalur pipa sangat tinggi, sebagaimana terlihat pada gambar 4.4 berikut ini.



Gambar 4.4 Indeks Pengaruh Pihak Ketiga

4.4.1.2 Indeks Korosi

Perhitungan analisa probabilitas *corrosion index* lebih menitik beratkan pada gangguan aktivitas kondisi lingkungan dan produk yang dialirkan pipa, dimungkinkan dapat mengakibatkan kegagalan pipa. Perhitungan analisa probabilitas *corrosion index damage* masih dibagi lagi menjadi dalam tiga sub-parameter yang lebih detail yaitu korosi atmosfer, korosi internal, dan korosi logam tertanam.

1. Korosi Internal

a. Produk Korosi

Pengukuran nilai *korosivitas* produk ditentukan berdasarkan kandungan produk yang dialirkan oleh pipa. Apabila terjadi kesesuaian dengan material yang dialirkan dalam pipa, maka tingkat risiko terjadinya korosi akan rendah. Faktor kemurnian produk yang dialirkan mempengaruhi terjadinya korosi pada dinding pipa. Sangat korosif menunjukkan bahwa produk yang dialirkan dalam pipa tidak sesuai dengan material pipa maka *score* 0. Medium *korosif* menunjukkan kerusakan pada dinding pipa mungkin terjadi tetapi laju korosinya lambat maka *score* 3. Korosi hanya dalam kondisi tertentu berarti bahwa korosi ini dapat dikendalikan maka *score* 7. Tidak korosif

berarti bahwa produk yang dibawa oleh pipa tidak ada kemungkinan terjadi korosi maka *score* 10.

b. Internal Proteksi

Setelah menilai potensi produk korosi, sekarang memeriksa dan mengevaluasi langkah-langkah mitigasi terhadap potensi terjadinya korosi produk. Jika tidak dilakukan langkah-langkah mitigasi maka *score* 0. Jika dilakukan internal monitoring maka *score* 2. Jika dilakukan *inhibitor injeksi* maka *score* 2. Jika dilakukan operasional measure maka *score* 2. Jika dilakukan *pigging* (perbersihan) maka *score* 3.

2. Korosi Atmospheric

a. Atmospheric Exposure

Pengukuran nilai korosivitas *atmospheric exposure* berdasarkan pada data inspeksi jalur pipa. Apabila pipa berada pada *zone splash*, dimana pipa secara bergantian terkena air dan udara maka *score* 0. Meskipun pipa dan *casing* terpendam dalam tanah korosi dapat terjadi karena adanya aliran elektrik antara casing dengan pipa maka *score* 1. *Ground interface* ini adalah titik dimana pipa masuk dan keluar tanah maka *score* 2. *Supports* pipa digunakan untuk menopang pipa. Fungsi *supports* ini untuk melindungi pipa dari kehilangan lapisan dan cat maka *score* 2. Jika tidak ada bagian pipa yang *corrodible atmosfer* potensi korosi atmosfer tidak ada maka *score* 5.

b. Atmospheric Type

Pengukuran penilaian korosi *atmospheric type* didasarkan pada karakteristik *atmosfer* di lingkungan pipa. Karakteristik tertentu dari atmosfer dapat meningkatkan atau mempercepat terjadinya korosi logam. Jika karakteristik atmosfer dari bahan kimia dan kelautan maka *score* 0. Jika karakteristik *atmosfer* mengandung kelembaban tinggi dan suhu tinggi maka *score* 1,2. Jika karakteristik *atmosfer* mengandung kelembaban rendah dan suhu rendah maka *score* 2. Jika

karakteristik *atmosfer* mengandung bahan kimia dan kelembaban tinggi. Jika karakteristik *atmosfer* tidak terjadi *explosur* maka *score* 2.

Jika pipa didaerah laut, rawa, dan pantai 0,8.

c. *Atmospheric Coating*

Pengukuran penilaian korosi *coating* didasarkan pada inspeksi pada kualitas perlindungan pipa disepanjang jalur pipa. Bentuk yang paling umum untuk pencegahan korosi adalah dengan membuat perlindungan (*coating*) pipa dari lingkungannya. *Coating* dapat berupa perlindungan dengan cat, *tape-wraps*, lilin, aspal, dan lain-lain. Jika lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan dirancang untuk perlindungan pipa sesuai dengan lingkungannya sekarang maka *score* 3. Jika perlindungan pipa cukup memadai tetapi tidak didesain secara khusus untuk lingkungan pipa maka *score* 2. Jika perlindungan pipa tidak sesuai untuk lingkungan pipa dan tidak dapat bertahan dalam waktu yang lama maka *score* 1. Jika tidak ada sama sekali perlindungan untuk pipa maka *score* 0.

3. *Sub Surface*

a. *Sub surface enviroment*

Pengukuran penilaian korosi *sub surface enviroment* dipengaruhi oleh resistensi tanah dan korosi mekanik. Jika nilai resistensi tanah < 1000 ohm-cm rata-rata korosi 12 mpy maka *score* 0. Jika nilai korosivitas tanah antara 1000-15000 ohm-cm rata-rata korosi 6 mpy maka *score* 7,5. Jika nilai resistensi tanah > 15000 ohm-cm rata-rata 3 mpy maka *score* 15. Jika resistensi tanah tidak diketahui maka *score* 0. Sedangkan untuk korosi mekanik jika *Stres Operasi* > 60% ditentukan minimum *yield strength* Suhu operasi > 100 ° F, Jarak dari stasiun kompresor < 20 km, 0 Usia > 10 tahun, Sistem pelapisan selain *fusion bonded epoxy* (FBE) maka *score* 5. Jika data operasional tidak sesuai dengan yang diatas maka *score* 0.

b. *Catodic protection*

Proteksi katodik digunakan untuk mengimbangi aliran listrik yang diakibatkan bereaksinya ion yang dibentuk oleh anoda dan katoda pada *catodic protection*. Jika kekuatan elektromagnetik yang tersedia cukup untuk digunakan pada waktu yang tepat yaitu minimum-850 mVolt maka *score* 15, sedangkan jika kurang dari 850 mVolt maka *score* 0.

c. *Coating Fitness*

c.1 *coating*

Penilaian perlindungan pipa didasarkan pada kualitas perlindungan yang digunakan pipa. Beberapa kriteria yang harus ada pada perlindungan pipa antara lain kekerasan, elastisitas, adhesi baja dan suhu sensitifitas. Dikatakan baik jika lapisan yang digunakan berkualitas tinggi yang dirancang pada kondisi saat ini maka *score* 5.

Jika lapisan pelindung cukup memadai tapi mungkin tidak secara khusus dibuat untuk kondisi saat ini maka *score* 3. Jika lapisan pelindung berkualitas rendah dan tidak dapat bertahan lama maka *score* 2. Jika tidak dilapisi lapisan pelindung maka *score* 0.

c.2 *application*

Penilaian perlindungan pipa didasarkan pada penerapan dan pengawasan perlindungan pipa. Jika dilakukan penerapan sistem dan kontrol yang tepat maka *score* 5. Jika dilakukan penerapan sistem, tetapi kontrol tidak berkualitas maka *score* 3. Jika penerapan sistem yang dilakukan kurang baik maka *score* 2. Apabila penerapan yang dilakukan salah dan langkah pengawasan tidak dilakukan maka *score* 0.

c.3 *condition*

Penilaian perlindungan pipa didasarkan pada pemeriksaan jalur pipa yang dilakukan oleh operator. Jika pemeriksaan dilakukan secara formal dan menyeluruh pada jalur pipa maka *score* 8. Jika pemeriksaan bersifat informal, tetapi dilakukan secara rutin oleh operator terlatih maka *score* 6. Jika pemeriksaan yang dilakukan sedikit dan hanya pada

tempat-tempat yang bermasalah saja maka *score* 3. Apabila sama sekali tidak dilakukan pemeriksaan maka *score* 0.

c.4 defect correction

Penilaian perlindungan pipa didasarkan pada tanggapan operator apabila terjadi kerusakan dan dilakukan perbaikan secara tepat waktu.

Jika terjadi kerusakan segera dilaporkan, didokumentasikan, dan dijadwalkan untuk perbaikan maka *score* 5. Jika pelaporan kerusakan secara informal dan kerusakan tidak langsung diperbaiki maka *score* 3.

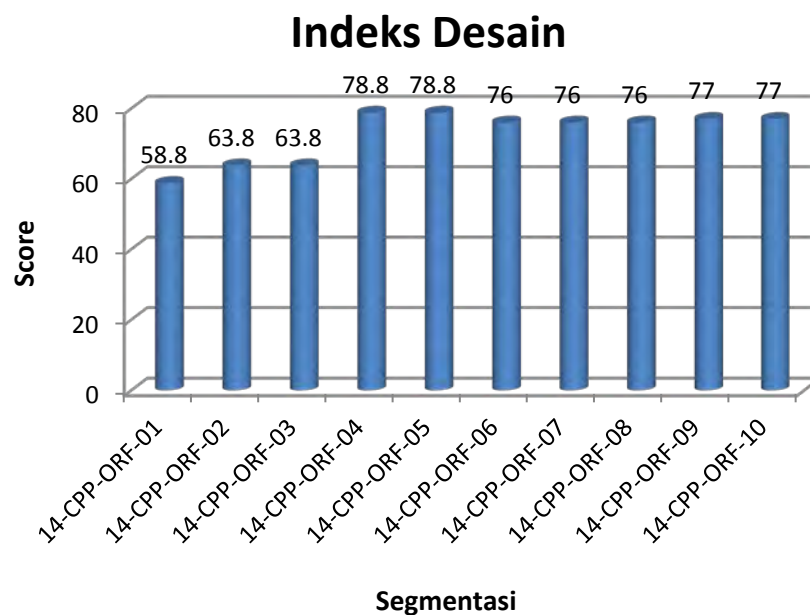
Jika pelaporan kerusakan dan perbaikan tidak konsisten maka *score* 2.

Apabila tidak ada perhatian terhadap kerusakan perlindungan pipa maka *score* 0.

Perhitungan total parameter indeks korosi dihasilkan dengan perhitungan total score dari faktor korosi internal, korosi *atmospheric*, dan korosi logam tertanam. Berdasarkan data yang diperoleh dari Kodeco.co.Ltd dan Skripsi dari Benjamin Yohan. 2012, maka kemudian dilakukan pembobotan masing-masing faktor tersebut maka dihasilkan perhitungan dibawah ini. Pada indeks korosi skor dibedakan menjadi dua yaitu daerah *offshore* dan daerah *onshore*. Daerah *offshore* terdiri dari segmen 2 dan 3 memiliki poin yang sama dikarenakan secara umum kondisi korosinya sama. Pada kondisi korosi internal sangat dipengaruhi jenis aliran dan produk yang dialirkan pun sama gas alam. Sedangkan pada segmen 1 total adalah 58,8 poin, berbeda dengan segmen 2 dan 3 dikarenakan segmen 1 terdapat *zone splash* yaitu pipa berada dua kondisi basah dan kering hal ini bisa dilihat penilaian korosi *atmospheric exposure* diberikan poin 0 (nol) untuk pipa yang berada pada *zone splash*.

Pada daerah *onshore* segmen 4 dan 5 memiliki poin yang sama dikarenakan secara umum kondisi korosinya sama yaitu 78,8 poin, pipa berada pada daerah pantai yang tidak berpotensi atmosfer. Pada kondisi korosi internal sangat dipengaruhi jenis aliran dan produk yang dialirkan pun sama gas alam. Segmen 6,7,dan 8 memiliki poin yang sama 76 poin, dikarenakan kondisi lingkungan dan pelindung (*coating*). Pipa secara keseluruhan terpendam dalam

tanah. Segmen 9 dan 10 sedikit berbeda dengan segmen 6 sampai 8, yang membedakan adalah segmen 9 dan 10 terdapat *zone ground interface* yaitu ada sebagian pipa yang keluar di atas tanah. Sedangkan untuk korosi internal secara keseluruhan sama dikarenakan produk yang dialirkan sama gas alam. Untuk korosi logam tertanam secara keseluruhan sama dikarenakan kondisi lingkungan dan perlindungan (*coating*) yang digunakan sama, sebagaimana terlihat pada gambar 4.5 berikut ini.



Gambar 4.5 Indeks Desain

4.4.1.3 Indeks Desain

1. Faktor Keamanan (*safety factor*)

Pengukuran parameter faktor keamanan pipa diperoleh dari perhitungan perbandingan ketebalan dinding pipa aktual dengan dinding pipa yang diperlukan. Faktor keamanan didesain berdasarkan pada faktor kepadatan penduduk didekatnya. Paling mudah dilakukan dengan menggunakan rasio dua angka yang bersekala numerik. Jika rasio yang diberikan kurang dari satu poin, maka pipa tidak memenuhi kriteria desain. Misalnya rasio 1,1 berarti bahwa ada 10% lebih bahan dinding pipa yang dibutuhkan untuk mendesain.

2. *Fatigue* Akibat Beban Dari Luar

Pada daerah jalur pipa (ROW) yang dekat dengan pemukiman atau fasilitas-fasilitas umum akan banyak ditemukan crossing atau perlintasan kendaraan yang dilalui oleh kendaraan ringan, berat, dan bermotor dengan beban yang bervariasi. Penilaian *fatigue* didasarkan pada *lifetime cycles* yang melewati jalur pipa (ROW). Penilaian dilakukan dengan membandingkan jumlah frekuensi kendaraan yang melintas di daerah pipa dengan berat kendaraan. Sebagaimana dijelaskan pada tabel 4.4 parameter *fatigue* dibawah ini :

Tabel 4.4 Parameter *Fatigue* Akibat Beban dari Luar

Cycles	Berat kendaraan (Ton)			
	0 - 5	5 - 10	10 - 30	>30
< 1000	0	1	3	5
1000-10000	1	3	5	7
10000- 100000	3	5	7	10
>100000	5	7	10	10

Sumber : Muhlbauer, 2004

Untuk lebih memudahkan dalam pemberian score parameter *fatigue* akibat beban dilakukan pengklasifikasian jenis kendaraan dan berat masing-masing kendaraan yang melintasi daerah pipa, untuk memudahkan dalam pembuatan laporan inspeksi. Pembagian dilakukan menjadi kendaraan kurang dari 5 ton, seperti mobil kecil, sepeda motor. Berikutnya kendaraan dengan bobot 5 sampai 10 ton, untuk mobil-mobil pengangkut seperti mobil pick up, mobil elf, dan lain-lain. Berikutnya kendaraan dengan bobot 10 sampai 30 ton antara lain truk-truk kecil, sedangkan kendaraan dengan bobot 30 ton seperti truk besar, traktor, *bulldozer* dan kendaraan berat lainnya. Sebagaimana dijelaskan dalam tabel 4.5 berikut ini.

Tabel 4.5 Parameter Berat dan Frekuensi Kendaraan

Berat Kendaraan		Frekuensi Kendaraan	
Parameter	Contoh	Frekuensi	Keterangan
< 5 Ton	Mobil kecil/motor	20/minggu	Jarang
5-10 Ton	Mobil pick up	20-200/minggu	Kadang-kadang
10-30 Ton	Truk kecil	200-2000/minggu	Sering
>30 Ton	Truk besar, traktor, bulldozer dan kendaraan berat lainnya	>2000/minggu	Sering Sekali

Sumber: Muhlbauer, 2004

3. Potensi Gelombang (*Surge Potential*)

Pengukuran potensi gelombang aliran gas didasarkan pada peralatan mekanik yang dapat meredam gelombang tersebut. Apabila ketika terjadi gelombang aliran gas yang mempunyai modulus dan kecepatan tanpa alat peredam maka *score* yang diberikan adalah 0 poin. Jika ada peralatan mekanik yang meredam terjadinya gelombang aliran gas seperti *surge tank*, *relief valve*, dan *slow valve closure* maka *score* 5 poin, dan surge potensial yang datang lebih besar 10% MOP maka *score* yang diberikan adalah 10 poin.

4. Verifikasi Integritas

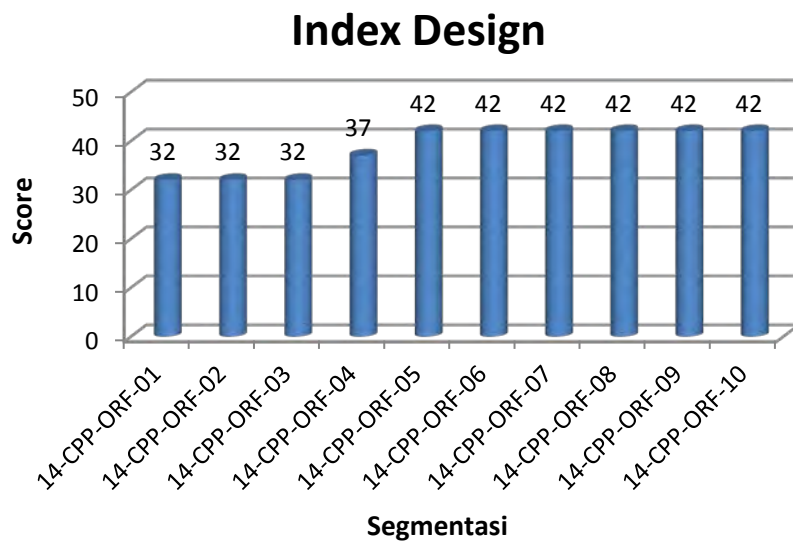
Parameter verifikasi integritas adalah faktor yang mempengaruhi kemampuan pipa dalam menahan semua beban yang diukur dari presentasi *metal loss*. Pengukuran verifikasi integritas didasarkan pada data *metal loss* yang diperoleh dari data *intelligent pigging*. Kondisi *metal loss* lebih dari 80% atau dimana pipa mengalami deformasi akan tetapi tidak dilakukan evaluasi berdasarkan analisa FFS, melainkan dianalisa dengan ILI (*in-line inspection*) maka *score* 0 poin. Pada kondisi dimana *metal loss* yang terjadi berkisar 40-80% atau pipa mengalami deformasi tetapi menurut FFS masih dalam kondisi aman maka *score* yang diberikan adalah 6 poin. Jika *metal loss* yang terjadi antara 10-40% maka *score* yang

diberikan adalah 3 poin, dan apabila kondisis *metal loss* yang terjadi masih dalam kondisi aman berkisar 0-10% maka *score* yang diberikan 10 poin.

5. Pergerakan Tanah (*Land Movement*)

Parameter pergerakan tanah diukur dengan melakukan pengamatan karakteristik kondisi tanah disekitar jalur pipa. Apabila pergerakan tanah disekitar pipa terjadi secara rutin seperti tanah longsor, tanah ambles, dan *creep* maka *score* yang diberikan adalah 0 poin. Bila terjadinya pergerakan tanah tidak terjadi secara rutin dan tidak mempengaruhi pipa maka *score* yang diberikan adalah 5 poin. Jika tidak ada riwayat terjadinya pergerakan tanah didaerah sekitar pipa selama pipa itu beroperasi maka *score* yang diberikan adalah 10 poin. Sedangkan jika tidak ada data historis akan adanya pergerakan tanah disekitar jalur pipa maka *score* yang diberikan adalah 15 poin.

Perhitungan total parameter indek desain dihasilkan dengan perhitungan total *score* dari faktor keamanan, *fatigue*, potensi gelombang, verifikasi intergritas, dan faktor pergerakan tanah. Berdasarkan data yang diperoleh dari Kodeco.co.Ltd, maka kemudian dilakukan pembobotan masing-masing faktor tersebut maka dihasilkan berikut ini. Pada indeks desain skor dibedakan menjadi dua yaitu daerah *offshore* dan daerah *onshore* sama dengan indek korosi dikarenakan pipa berada dalam dua tempat yang berbeda. Indek desain daerah *offshore* pada segmen 1,2,dan 3 memiliki nilai yang sama yaitu 32 poin. Sedangkan untuk daerah *onshore* segmen 4 sampai 10 memiliki nilai yang sama juga yaitu 42 poin. Pada indeks desain perbedaan skor sangat dipengaruhi oleh *fatigue* akibat beban dari luar. Pada daerah *offshore* *fatigue* tidak terjadi, sedangkan pada daerah *onshore* terjadi dikarenakan jalur pipa berada ditepi jalan raya yang setiap kali dilewati oleh kendaraan yang berbeda-beda jenisnya dan melewati pemukiman penduduk, dimana aktivitas yang dilakukan penduduk sekitar tinggi. Sehingga tingkat kegagalan pipa yang disebabkan oleh *fatigue* sangat tinggi, sebagaimana terlihat pada gambar 4.6 berikut ini.



Gambar 4.6 Diagram hasil *score* Indeks Desain

4.4.1.4 Indeks Operasi

1. Desain

a. Identifikasi Bahaya

Evaluatur harus memeriksa setiap kemungkinan bahaya yang berkompeten mengganggu pipa pada saat beroperasi. Bahaya harus dipahami dengan jelas sebelum langkah-langkah pengurangan resiko dilakukan. Penilaian identifikasi *hazard* didasarkan pada tingkat ketelitian evaluator dalam menganalisa bahaya yang mungkin terjadi. Apabila dalam menganalisa *hazard* dilakukan secara teliti maka *score* yang diberikan 4 poin.

b. Potensi MOP

Secara fisik sistem tidak akan melebihi tekanan yang direncanakan. Hal ini sering terjadi ketika sistem pipa dioperasikan pada tingkat yang jauh dibawah tekanan desain. Penilaian potensi MOP didasarkan pada tingkat kemudahan tekanan operasi melebihi tekanan yang direncanakan, dimana evaluator harus menentukan kapan *over pressure* terjadi. Apabila rutin terjadi pada operasi normal memungkinkan tekanan operasi mencapai MOP maka *score* yang diberikan 0 poin. Bila *over pressure* terjadi karena kesalahan prosedural dan kegagalan peralatan maka *score* yang diberikan

5 poin. Jika *over pressure* secara teoritis tidak mungkin terjadi kecuali terjadi kesalahan, kelalaian, dan kegagalan peralatan keselamatan maka *score* yang diberikan 10 poin. Apabila tekanan sumber tidak melebihi tekanan MOP maka *score* yang diberikan 12 poin.

c. Sistem Keamanan

Sebuah sistem keamanan atau perangkat adalah peralatan mekanik, listrik, pneumatik dan perangkat yang dikendalikan komputer. Peralatan tersebut berfungsi untuk mencegah pipa tidak *over pressure*. Dalam pengukuran parameter sistem keamanan didasarkan pada ketersediaan alat pengaman. Apabila tidak ada alat pengaman maka *score* yang diberikan 0, peralatan tersedia tetapi hanya 1 maka *score* 3, peralatan tersedia tetapi ada 2 maka *score* 6, jika hanya dilakukan pengamatan saja maka *score* 1, jika dilakukan observasi dan kontrol maka *score* 3, jika operator tidak aktif berjaga maka *score* -2, dan jika tidak ada operator yang menjaga maka *score* -3.

d. Pemilihan Material

Dalam pemilihan material sistem pipa evaluator harus benar-benar tepat, hal ini untuk mencegah kegagalan sedini mungkin. Material yang menyangkut komponen pipa harus diketahui secara detail, baik secara desain material maupun data dokumen. Pemberian *score* didasarkan pada kelengkapan dokumen dan prosedur pengendalian dalam hal ini aspek pemilihan pipa dan instalasi pipa. Apabila pemilihan material terkontrol dan terkendali maka *score* yang diberikan 2, sedangkan tidak terkontrol maka *score* yang diberikan 0.

e. Pemeriksaan

Dalam pemeriksaan evaluator menentukan apakah perhitungan desain pipa sudah sesuai dengan standart. Pemeriksaan desain dapat dilakukan pada setiap tahap perhitungan sistem pipa. Apabila dalam proses desain tidak dilakukan pengawasan dan pemeriksaan detail maka *score*

yang diberikan adalah 0. Apabila pada dilakukan pengawasan dan pemeriksaan secara detail maka *score* yang diberikan 2.

2. Kontruksi

a. Pemeriksaan

Penilaian parameter pemeriksaan didasarkan pada kelengkapan data dan ketelitian pengawasan selama pembangunan, catatan selama operasional, dan bahkan mungkin pendapat konstruktor (pembangun). Jika pemeriksaan dilakukan secara teliti dan sesuai dengan prosedur maka *score* yang diberikan adalah 4 poin, sedangkan pemeriksaan yang dilakukan tidak teliti maka *score* yang diberikan 0 poin.

b. Material

Material dan komponen sistem pipa harus diverifikasi untuk mengetahui tingkat keaslian dan kesesuaian dengan spesifikasi yang telah ditentukan. Penilaian didasarkan pada kesesuaian material yang diinstal pada sistem pipa. Jika material yang di instal sesuai dengan spesifikasi maka *score* yang diberikan adalah 2 poin, sedangkan material yang di instal tidak sesuai dengan spesifikasi maka *score* yang di berikan 0 poin.

c. *Joining*

Sambungan pipa memiliki potensi kegagalan yang lebih tinggi dari pipa itu sendiri. Hal ini dikarenakan sejak pipa di instal tidak dapat dilihat secara visual. Penilaian parameter ini didasarkan pada pemeriksaan spesifikasi pengelasan, baik *welder* maupun persiapan pengelasan. Nilai tertinggi diberikan jika pemeriksaan dilakukan secara menyeluruh oleh operator industri maka *score* yang diberikan 2 poin, sedangkan jika pemeriksaan tidak menyeluruh maka *score* yang diberikan 0 poin.

d. *Backfilling*

Jenis penggurunan harus sesuai dengan prosedur penimbunan sistem pipa supaya dapat bertahan dalam jangka waktu yang lama. Penilaian parameter ini didasarkan pada pengetahuan operator pipa terhadap teknik *backfilli support*. Apabila pengetahuan tentang teknik

backfilli support baik maka *score* yang diberikan adalah 2 poin, sedangkan pengetahuan *backfilli support* tidak baik maka *score* yang diberikan 0 poin.

e. *Handling*

Pada bagian ini operator pipa harus memeriksa menjaga temperatur material pipa. Untuk menangani hal tersebut perlu diperhartikan kualitas penyimpanan material sebelum di install. Tujuannya untuk melindungi material dari unsur-unsur bahaya yang dapat mengakibatkan kerusakan material sebelum di install. Jika teknik penyimpanan yang dilakukan baik maka *score* yang diberikan adalah 2 poin, sedangkan jika yang terjadi sebaliknya maka *score* yang diberikan 0 poin.

f. *Coating*

Variabel ini bertujuan untuk meneliti lapisan yang terinstal dilapangan dan memberikan evaluasi tambahan bagi komponen yang dilapisi. Penilaian didasarkan pada inspeksi perawatan pra pelapisan dan pelapisan pipa. Apabila dilakukan pra pelapisan dan pelapisan pada pipa dengan baik maka *score* yang diberikan 2 poin, sedangkan tidak dilakukan pra pelapisan dan pelapisan maka *score* yang diberikan 0 poin.

3. Operasi

a. *Prosedur*

Prosedur yang menyangkut semua aspek operasi pipa harus secara aktif dilakukan *review* dan direvisi. Hal itu sebagai bukti bahwa prosedur yang telah dibuat digunakan. Penilaian parameter ini didasarkan pada kualitas prosedur, jika prosedur berkualitas dan tersedia maka *score* yang diberikan adalah 7 poin. Sedangkan prosedur yang tidak tersedia maka *score* yang diberikan 0 poin.

b. *SCADA*

Supervisory control and data acquisition (SCADA) mengacu pada pada transmisi data operasional pipa seperti data tekanan, arus, suhu, dan komposisi produk ini harus memadai di sepanjang jalur pipa. Sistem

SCADA biasanya dirancang untuk memberikan informasi dari keseluruhan jalur pipa. Dengan demikian diagnosa sistem, deteksi kebocoran, analisa sementara, dan koordinasi pekerjaan dapat ditingkatkan. Penilaian SCADA mempunyai *score* 0 sampai 3 poin.

c. *Drug Testing*

Pengujian obat-obatan dan sejenisnya perlu dilakukan dalam industri. Tujuannya adalah untuk mengurangi potensi kesalahan manusia akibat adanya penurunan yang disebabkan kesalahan penggunaan obat-obatan dan sejenisnya. Apabila dilakukan pengujian obat-obatan dalam industri maka *score* yang diberikan adalah 2 poin, sedangkan jika tidak dilakukan uji obat-obatan maka *score* yang diberikan adalah 0 poin.

d. *Program Keamanan (Safety Program)*

Program keamanan merupakan salah satu faktor yang hampir tidak berwujud dalam persamaan resiko. Hal ini diyakini bahwa komitmen perusahaan untuk mengurangi potensi kesalahan manusia. Program keamanana yang baik dan kuat maka *score* yang diberikan adalah 2 poin, sedangkan jika sebaliknya maka *score* yang diberikan adalah 0 poin.

e. *Survey/maps/records*

Surve pipa yang dilakukan meliputi *Survei interval* (tegangan pipa-ke-tanah), *Survei kondisi Coating*, *Survei water crossing*, Deteksi Deformasi oleh pigging, *Survei kepadatan penduduk*, *Kedalaman survei penutup*, *Sonar (subsea) survei*, *survei thermographic*, deteksi kebocoran, dan patroli udara. Semua komponen surve tersebut bertujuan untuk mengidentifikasi daerah-daerah yang mungkin mengancam pipa. Secara umum operator diminta untuk mengidentifikasi fasilitas dilingkungan yang daerah sensitif dan padat penduduk. Dengan adanya *surve*, *maps*, dan *record* diharapkan dapat memantau kondisi pipa secara terus menerus.

f. *Pelatihan*

Pelatihan yang berkonsentrasi pada pencegahan kegagalan adalah yang paling penting. Berbeda dengan pelatihan yang menekankan pada

penggunaan alat pelindung, pertolongan pertama, pencegahan yang terluka, dan tanggap darurat. Pelatihan tersebut baik untuk kondisi kritikal tetapi dampaknya terhadap probabilitas kegagalan pipa tidak secara langsung.

g. Pencegahan Kesalahan Mekanik

Menginstal perangkat mekanik untuk mencegah kesalahan operator dapat menjadi salah satu peredam risiko. Salah satunya dengan menggunakan perangkat komputer untuk membantu operator dalam mencegah kegagalan dalam sistem pipa. Penilaian diberikan pada efektivitas penggunaan alat mekanik untuk membantu mencegah terjadinya kegagalan pada pipa.

4. Perawatan

a. Dokumentasi

Evaluasi harus memeriksa secara formal semua dokumen yang menyangkut semua aspek pemeliharaan. Data yang dikumpulkan selama pemeliharaan, semua prosedur pemeliharaan dan dokumentasi lainnya dibawah sistem manajemen dokumen untuk memastikan kontrol yang baik. Nilai maksimum yang diberikan adalah 2 poin.

b. Penjadwalan

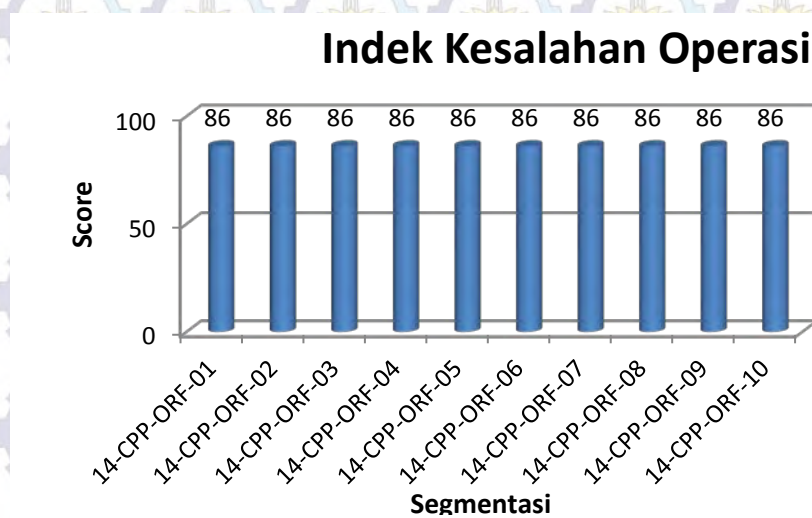
Membuat penjadwalan yang resmi untuk perawatan rutin berdasarkan operasi, peraturan pemerintah, dan industri. Jadwal ini idealnya memberikan gambaran tentang operasional secara aktual. Nilai maksimum yang diberikan adalah 3 poin.

c. Prosedur

Evaluasi harus memastikan bahwa prosedur tertulis yang berhubungan dengan perawatan secara rutin sudah tersedia. Prosedur akan membantu untuk memastikan konsistensi. Nilai maksimum yang diberikan adalah 10 poin.

Perhitungan total parameter indeks operasi adalah sama pada semua segment. Hal ini dikarenakan faktor desain, konstruksi, operasi, dan *maintenance*

yang dilakukan oleh pihak perusahaan terhadap semua segment pipa adalah sama. Berdasarkan data yang diperoleh dari Kodeco.co.Ltd, maka kemudian dilakukan pembobotan masing-masing faktor kesalahan operasi tersebut. Pada indeks kesalahan operasi skor untuk segmen 1 sampai dengan segmen 10 memiliki poin yang sama, dikarenakan secara keseluruhan operasional yang dilakukan pipa sama. Hal ini dapat dilihat pada desain, konstruksi, operasi, dan perawatan pipa gas sama, sebagaimana terlihat pada gambar 4.7 berikut ini.



Gambar 4.7 Indeks Kesalahan Operasi

4.4.2 Analisa Konsekuensi (LIF)

4.4.2.1 Bahaya Produk

Faktor utama dalam menentukan penilaian bahaya dari produk adalah mengetahui karakteristik produk yang ada didalam pipa. Dalam bahaya produk dibagi menjadi dua bahaya yaitu bahaya akut dan bahaya kronik.

1. Bahaya Akut

Parameter penilaian bahaya akut didasarkan pada tiga parameter antara lain *flammability*, *reactivity*, dan *toxicity*.

a. *Flammability* (N_f)

Penilaian *flammability* didasarkan pada temperatur titik nyala dari produk yang dibawa oleh pipa. Apabila berpotensi membakar maka *score*

yang diberikan 0 poin. Jika temperature titik nyala $FP > 200\text{ }^\circ\text{F}$ maka *score* yang diberikan adalah 1 poin. Jika temperature titik nyala $100\text{ }^\circ\text{F} < FP < 200\text{ }^\circ\text{F}$ maka *score* yang diberikan adalah 2 poin. Jika temperature titik nyala $FP < 100\text{ }^\circ\text{F}$ dan $BP < 100\text{ }^\circ\text{F}$ maka *score* yang diberikan adalah 3 poin. Jika temperature titik nyala $FP < 73\text{ }^\circ\text{F}$ dan $BP < 100\text{ }^\circ\text{F}$ maka *score* yang diberikan adalah 4 poin.

b. *Reactivity* (N_r)

Bahaya *reactivity* terjadi apabila pipa dalam pengangkutannya membawa bahan-bahan yang tidak setabil dalam kondisi tertentu. Apabila reaksinya ringan dan bahkan ketika dipanaskan dibawah kondisi kebakaran maka *score* yang diberikan 0 poin. Jika reaksi ringan ketika dilakukan pemanasan dengan tekanan maka *score* yang diberikan adalah 1 poin. Jika reaksi yang terjadi signifikan, bahkan tanpa pemanasan maka *score* yang diberikan adalah 2 poin. Jika reaksi yang memicu terjadinya ledakan *score* yang diberikan adalah 3 poin. Sedangkan reaksi yang menimbulkan ledakan tanpa batas maka *score* yang diberikan 4 poin.

c. *Toxicity* (N_h)

Penilaian yang dilakukan berdasarkan tingkat kesehatan dalam hal bagaimana respon terhadap personil yang terkena dampak bahaya kebocoran pipa. Jika tidak berdampak pada personil akibat kebakaran maka *score* yang diberikan adalah 0 poin. Jika hanya cedera ringan maka *score* yang diberikan adalah 1 poin. Jika adanya perhartian medis maka *score* yang diberikan adalah 2 poin. Jika dampak yang ditimbulkan serius maka *score* yang diberikan adalah 3 poin. Sedangkan bila terjadi kematian maka *score* yang diberikan adalah 4 poin.

2. Bahaya Kronik

Bahaya kronik dapat menyebabkan terjadinya kematian dan kerusakan lingkungan, walaupun bahaya kronik tidak terjadi secara langsung tetapi dampaknya sangat besar. Penilaian bahaya kronik dilihat pada jenis material yang dibawa oleh pipa, dalam hal ini adalah gas.

Dalam gas kandungan yang terbesar adalah *methane* kurang lebih sampai 88 %. Produk pipa dianggap berbahaya dapat dilihat *reportable spill quantity* (RQ). Nilai RQ 1 *score* yang diberikan adalah 10 poin, RQ 10 *score* yang diberikan adalah 8 poin, RQ 100 maka *score* yang diberikan adalah 6 poin, RQ 1000 maka *score* yang diberikan adalah 4 poin, dan RQ 5000 maka *score* yang diberikan adalah 2 poin. Untuk produk gas yang terdiri dari *methane, ethane, propane, ethylene, dan propylene* nilai RQ 5000 maka *score* yang diberikan adalah 2 poin.

4.4.2.2 Kebocoran Volume

Penilaian parameter *leak volume* didasarkan pada prosentasi tekanan operasional dibandingkan dengan material pipa yang digunakan. Material pipa yang digunakan medium (PE, API LX 60%, or highersteel) dengan prosentasi SMYS 60% maka *Score* kebocoran volume 1 poin. Sebagaimana dapat dilihat pada tabel 4.6 *effective spill size* SMYS dibawah ini.

Tabel 4.6 *Effective Spill Size* pada % SMYS

Taughnes	% 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, API5LX 60, or highersteel)	1	1	1	1	1.5
Base case (A53 Grade B steel)	1	1	1	1	1

Sumber: Muhlbauer, 2004

4.4.2.3 Sebaran

Parameter penilaian sebaran (*dispersion*) ditentukan berdasarkan jarak pelepasan pipa pada kerusakan signifikan yang dapat terjadi menuju *reseptor*. Karena itu, daerah bahaya seringkali sebagai fungsi dari seberapa jauh potensi *thermal* dan *over pressure effect* meluas dari titik pelepasan. Sebaran dinilai

berdasarkan pada *hazard zone area*, yang dipengaruhi oleh *jet fire* atau *vapour cloud*.

4.4.2.4 Receptor

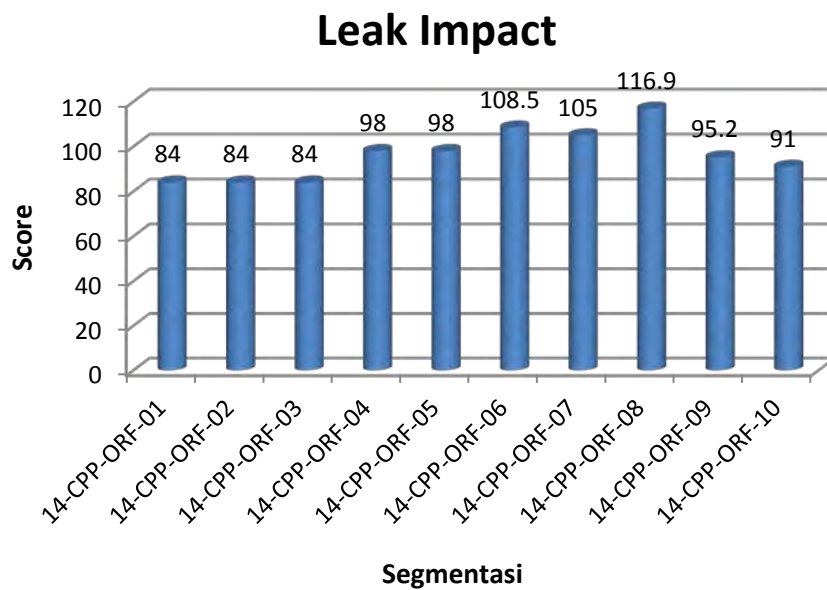
1. Kepadatan Penduduk

Parameter penilaian kepadatan penduduk didasarkan pada posisi jalur pipa yang berdekatan dengan industri, perumahan padat penduduk, pedesaan, dan perumahan. Kemungkinan terjadinya terkena dampak dari kebocoran pipa sangat besar seiring dengan aktivitas manusia yang terjadi lebih dekat. Sebagai tambahan pada efek potensial *thermal* mengkontaminasi air minum, vegetasi, ikan atau pencemaran lainnya akan bertambah meningkat. (nilai *scoringnya* dapat dilihat pada lampiran)

2. Kepekaan Lingkungan

Sedangkan untuk penilaian kepekaan terhadap lingkungan (*environment sensitivity*) dilihat dari letak jalur pipa berada pada daerah tanah berbatu, tanah berpasir, daerah rawa, daerah pantai berbatu, daerah pantai berpasir, dan di laut. (nilai *scoringnya* dapat dilihat pada lampiran)

Perhitungan total parameter dampak kebocoran adalah sama pada semua segment. Berdasarkan data dari Kodeco.co.Ltd. 2011, maka kemudian dilakukan pembobotan masing-masing faktor tersebut. Pada indeks dampak kebocoran skor untuk segmen 1,2,dan 3 memiliki poin yang sama yaitu 84 poin dikarenakan pipa berada pada daerah *offshore*. Hal ini dapat dilihat penilaian dampak kebocoran dikarenakan bahaya produk, volume kebocoran, penyebaran, dan reseptor yang memiliki nilai yang sama. Segmen 4 sampai 5 total adalah 98 poin dikarenakan memiliki kesamaan lingkungan yang dilalui pipa yaitu daerah *onshore* berupa daerah pelabuhan Gresik yang padat. Segmen 6 sampai 10 yang memiliki tingkat kepadatan perumahan penduduk, perkantoran, jalan raya, dan kawasan industri, sebagaimana terlihat pada gambar 4.8 berikut ini.



Gambar 4.8. Indeks Dampak Kebocoran

4.4.3 *Relatif Risk Score (RRS) Muhlbauer*

Setelah melakukan perhitungan *probability* dan dampak kebocoran maka didapat *relatif risk scoring* dengan rumus.

$$\text{Relatif risk scoring} = \text{indeks sum} / \text{leak impact faktor} \quad (4.1)$$

Seluruh segmen dilakukan perhitungan *relative risk score (RRS)* dengan cara menjumlahkan setiap indek dari indek pengaruh pihak ketiga, indeks korosi, indek desain, dan indeks kesalahan operasi. Kemudian dilakukan pembagian dengan hasil perhitungan dampak kebocoran setiap segmen. Hasil perhitungan *relative risk scoring (RRS)* masing-masing segmen pipa dapat diketahui nilai RRS tertinggi pada segment 14-CPP-ORF-05 yaitu 2,652 poi n. sedangkan nilai terendah pada segment 14-CPP-ORF-02 dengan RRS 3,289 poin. Pada segment 6, 8, dan 9 t erjadi persamaan ranking 3 de ngan nilai 2,688. D ari sini dapat diketahui penilain risiko yang paling tinggi berada pada segment 14-CPP-ORF-05. Pada segmentasi ini jalur pipa berada didaerah industri PT Jasatama Gresik, daerah pelabuhan rakyat, jalan raya pelabuhan gresik, dan kawasan tempat nelayan. Dengan demikian aktivitas didaerah rersebut sangat padat, hal ini sangat

dimungkinkan berdampak terjadinya kegagalan pada jalur pipa. Sebagaimana seperti yang di jelaskan pada tabel 4.7 berikut ini.

Tabel 4.7. *Relative Risk Scoring* Muhlbauer

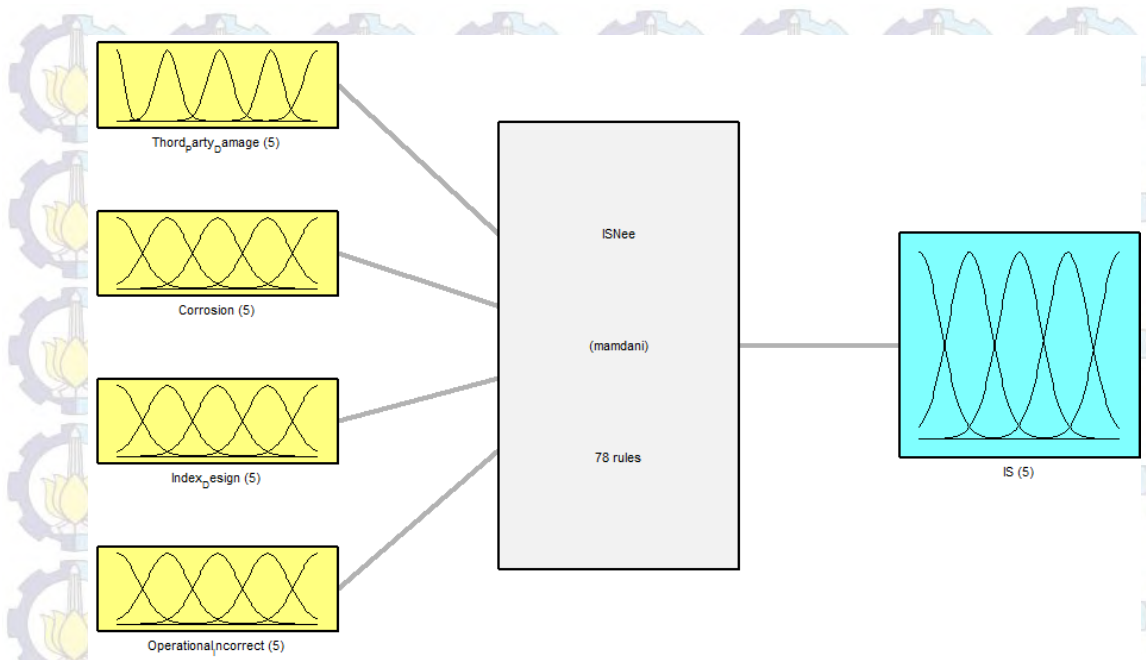
Segment	Mulhbauer		
	IS	LIF	RRS
14-CPP-ORF-01	226.8	84	2.700
14-CPP-ORF-02	239.8	84	2.855
14-CPP-ORF-03	235.8	84	2.807
14-CPP-ORF-04	243.8	98	2.488
14-CPP-ORF-05	242.8	98	2.478
14-CPP-ORF-06	243	108.5	2.240
14-CPP-ORF-07	251	105	2.390
14-CPP-ORF-08	243	116.9	2.079
14-CPP-ORF-09	244	95.2	2.563
14-CPP-ORF-10	253	91	2.780

4.5 Evaluasi Risiko Pendekatan *Fuzzy Inference System (FIS)*

Analisis evaluasi risiko dengan menggunakan pendekatan *Fuzzy inference system* yang diajukan dalam penelitian meliputi tiga tahap yaitu penilaian *Indeks Sum (IS)*, evaluasi *Leak Impact Factor (LIF)*, dan analisis risiko. Penilaian *Indeks Sum (IS)* dan evaluasi *Leak Impact Factor (LIF)* akan di bentuk dengan menggunakan konsep *fuzzy*, sedangkan analisis risiko dihitung dengan pendekatan matematika.

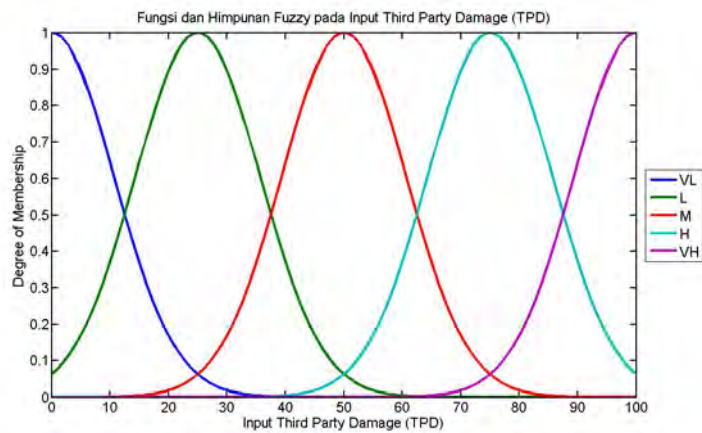
4.5.1 Probabilitas Kegagalan Pipa (*Indeks Sum*)

Tahap pertama dari perhitungan risiko pendekatan FIS berfokus pada probailitas kegagalan atau indeks sum secara keseluruhan yang disebabkan oleh kerusakan pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan operasi. Model *fuzzy* berdasarkan algoritma yang telah di implementasikan pada *fuzzy logic toolbox* Matlab dengan 4 input, 1 output, dan menggunakan 78 rule base. Komposisi membership fuction disajikan pada tabel 4.8, sedangkan komposisi *input* dan *output* dalam Matlab digambarkan pada gambar 4.8 berikut ini.

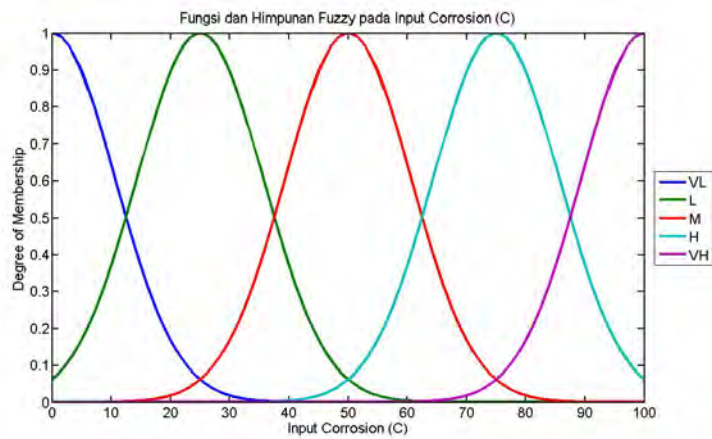


Gambar 4.8 System IS: 4 input, 1 output, 78 rule

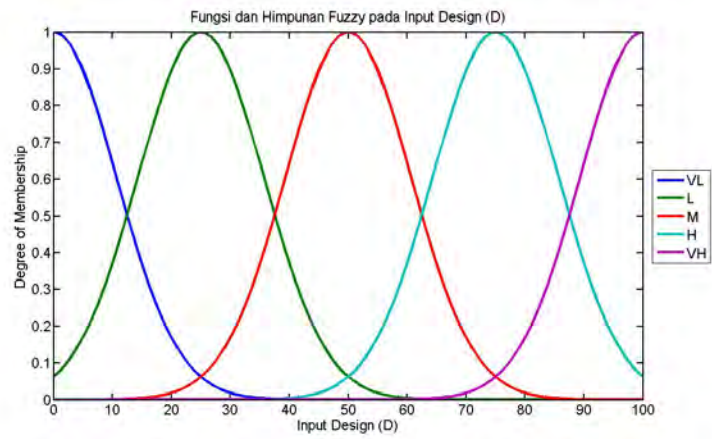
Fungsi keanggotaan menggunakan tipe gaussian karena yang paling alami, dan memiliki kenaikan yang non linier. Fungsi keanggotaan input dan output digambarkan pada gambar 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, dan 4.13 berikut ini:



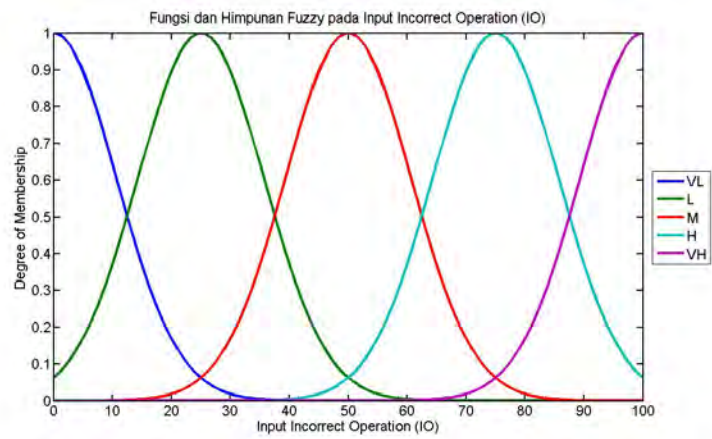
Gambar 4.9 Keanggotaan Variabel Input IS Thrid Damage Party (TDP)



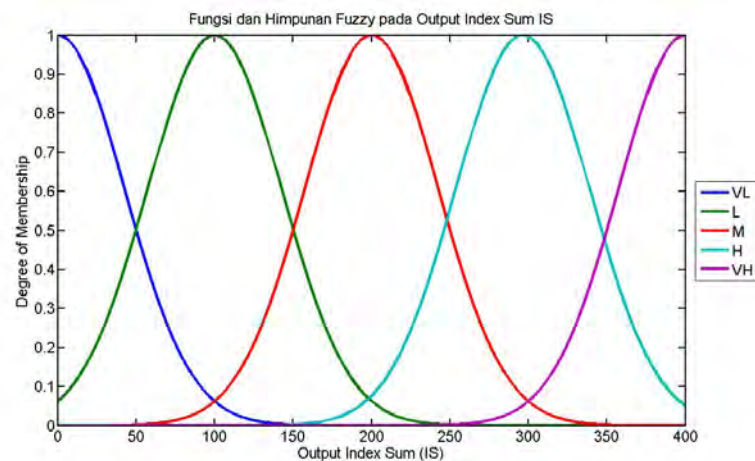
Gambar 4.10 Keanggotaan Variabel *Input IS Corrosion (C)*



Gambar 4.11 Keanggotaan Variabel *Input IS Design (D)*



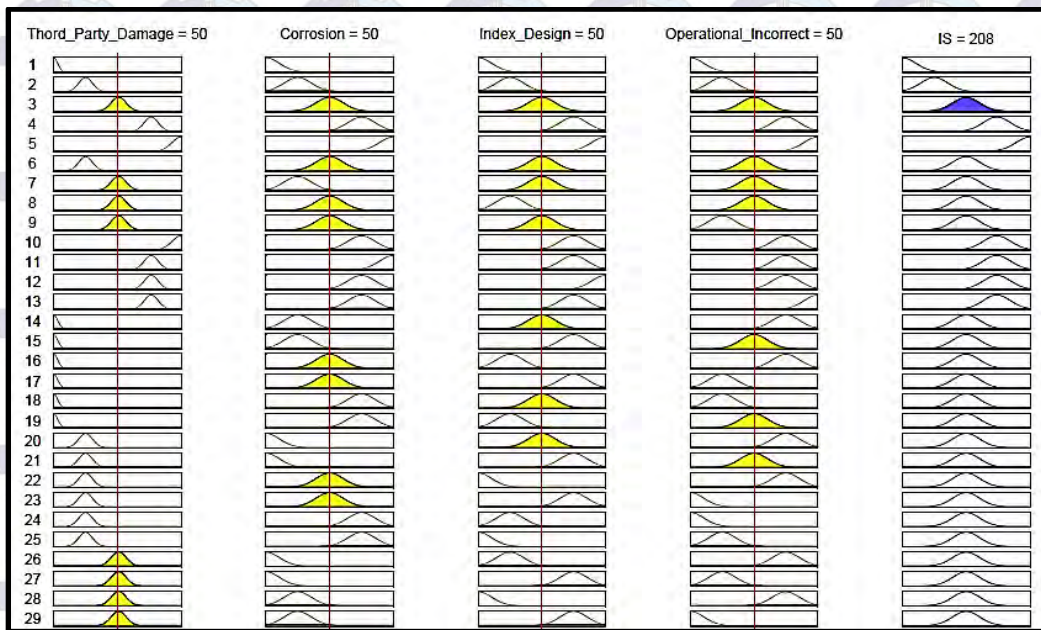
Gambar 4.12 Keanggotaan Variabel *Input IS Incorrect Operation (IO)*



Gambar 4.13 Keanggotaan Variabel *Output Index Sum (IS)*

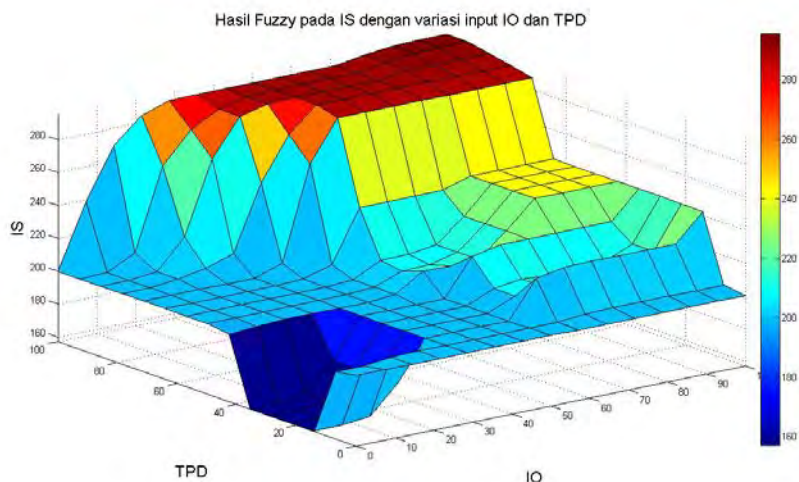
Langkah selanjutnya membuat aturan-aturan *fuzzy* yang disebut dengan *rule base*. aturan-aturan ini dibuat untuk mewakili hubungan antara variabel input dengan *output* berdasarkan pengetahuan dan data lapangan. Berikut contoh *rule base* yang dibuat pada perangkat lunak Matlab tercantum pada gambar 4.13 berikut ini:

1. If (Third_Damage_Party is VL) and (Corrosion is VL) and (Index_Design is VL) and (Operational_Incorrect is VL) then (IS is VL) (1)
2. If (Third_Damage_Party is L) and (Corrosion is L) and (Index_Design is L) and (Operational_Incorrect is L) then (IS is L) (1)
3. If (Third_Damage_Party is M) and (Corrosion is M) and (Index_Design is M) and (Operational_Incorrect is M) then (IS is M) (1)
4. If (Third_Damage_Party is H) and (Corrosion is H) and (Index_Design is H) and (Operational_Incorrect is H) then (IS is H) (1)
5. If (Third_Damage_Party is VH) and (Corrosion is VH) and (Index_Design is VH) and (Operational_Incorrect is VH) then (IS is VH) (1)

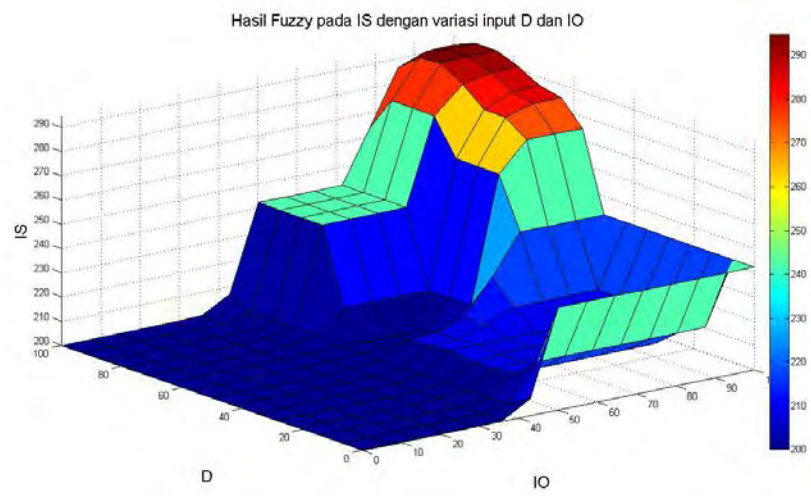


Gambar 4.14 Grafik Indikator *Fuzzy Reasoning Mechanism*

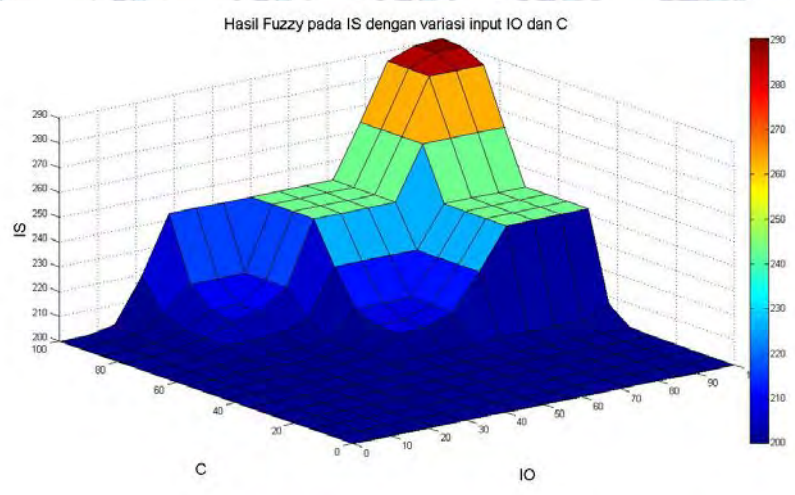
Pada langkah terakhir adalah proses defuzzifikasi diterapkan untuk nilai fuzzy menjadi nilai yang sebenarnya. Metode yang digunakan untuk proses defuzzifikasi dengan menggunakan metode COA. Saling ketergantungan parameter dari *input* dan *output* yang dihasilkan dalam IS model *fuzzy* menunjukkan saling ketergantungan dari IS pada IO dan C, interpendensi dari IS IO dan TPD, dan IS pada IO dan D menunjukkan saling ketergantungan, seperti yang digambarkan dalam gambar 4.15 berikut ini:



(i)



(ii)

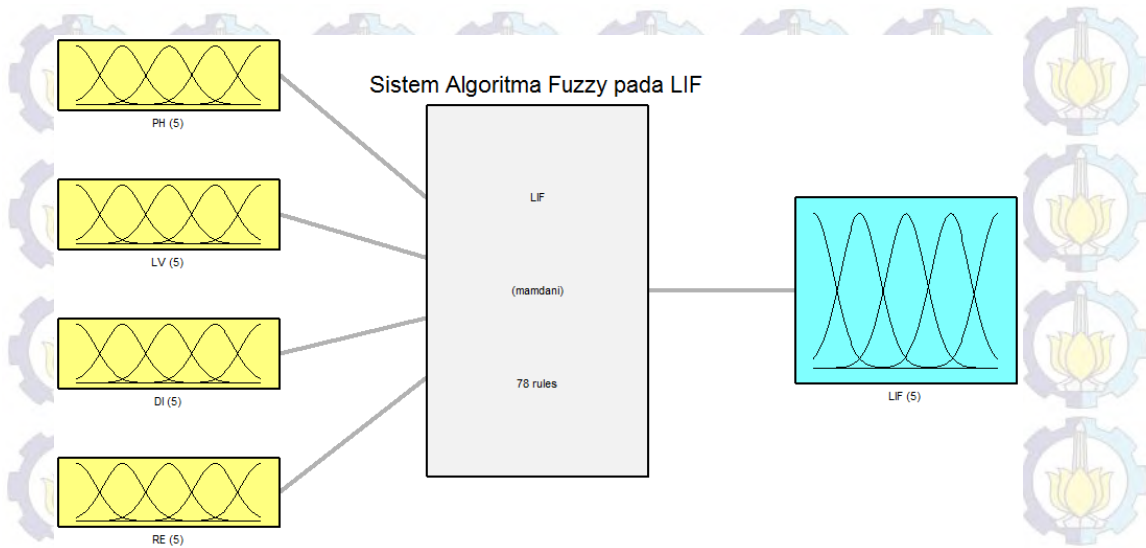


(iii)

Gambar 4.15 kontrol Surface dari IS pada (i)TDP dan IO,(ii)D dan IO, (iii)C dan IO

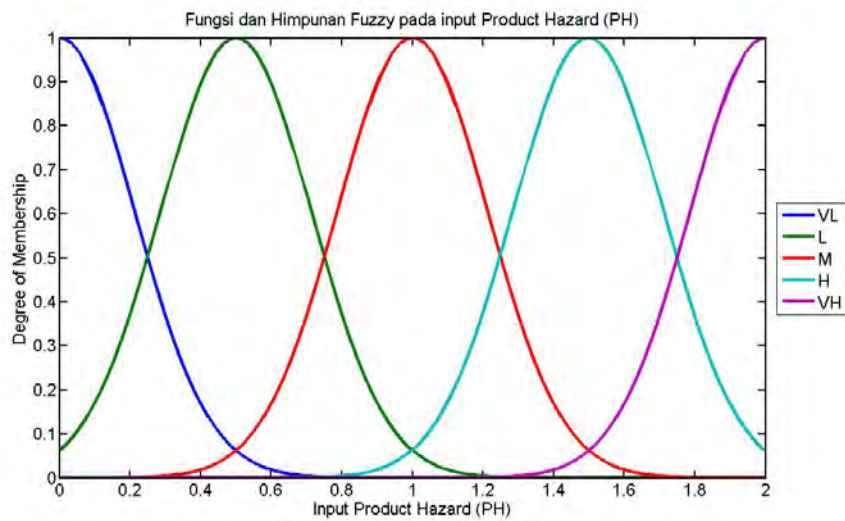
4.5.2 Konsekuensi Kegagalan Pipa (LIF)

Pada tahap ini konsekuensi kegagalan pipa akan dimodelkan kedalam *fuzzy* yang disebut dengan model LIF. Konsekuensi kegagalan pipa dilihat dari karakteristik substansi yang dibawa oleh pipa dan kondisi lingkungan sekitar pipa transmisi tersebut. Seperti dengan pemodelan probabilitas (IS) aturan *fuzzy* yang digunakan yaitu max dan min. Struktur *input* dan *output* dari model FIS dapat dilihat pada gambar 4.16 berikut ini:

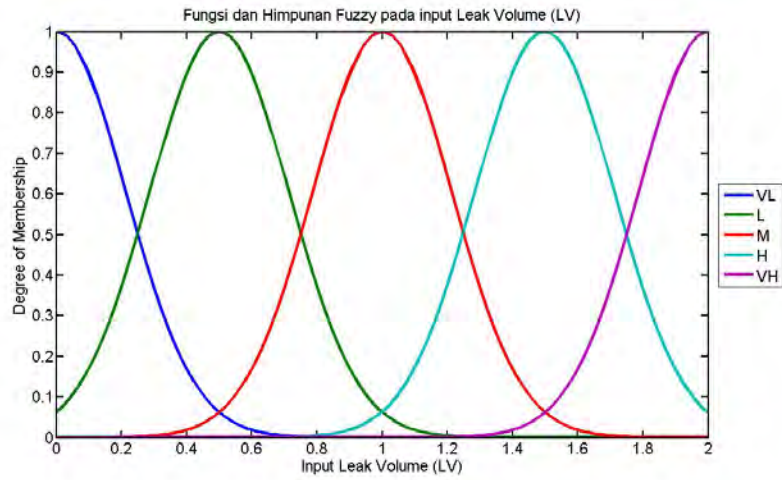


Gambar 4.16 System LIF: 4 input, 1 output, 78 rule

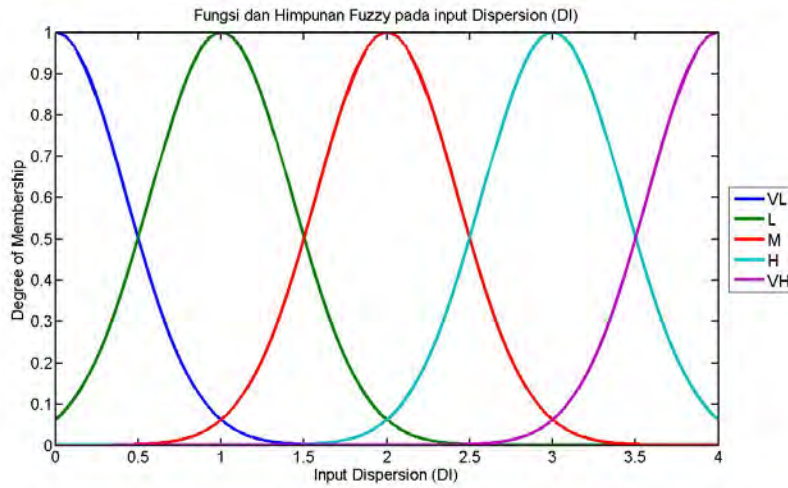
Fungsi keanggotaan menggunakan tipe gaussian karena yang paling alami, dan memiliki kenaikan yang *non linier*. Fungsi keanggotaan *input* dan *output* digambarkan pada gambar 4.17, 4.18,4.19,4.20,dan 4.21 berikut ini:



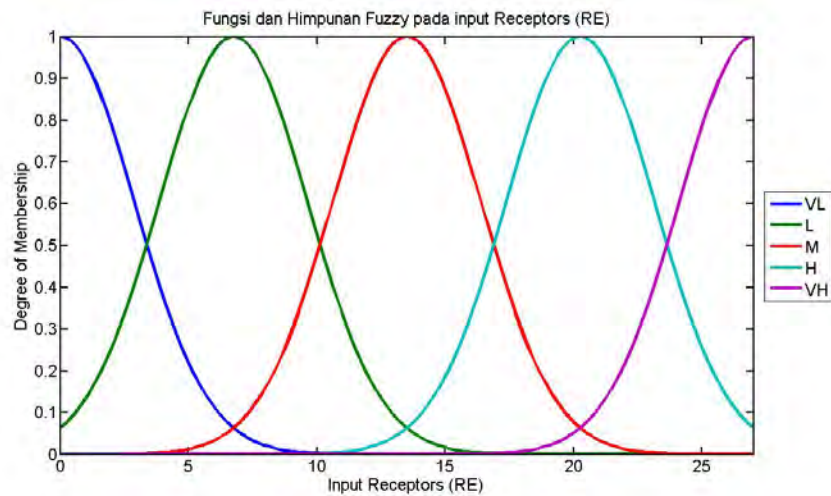
Gambar 4.17 Keanggotaan Variabel dari *Output LIF Product Hazard (PH)*



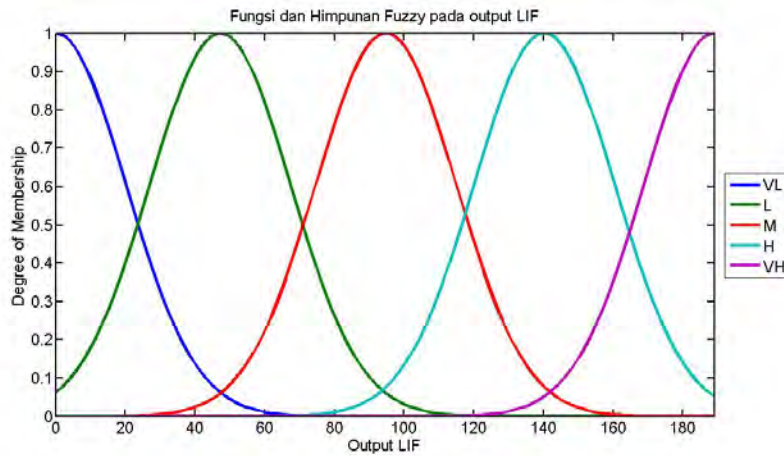
Gambar 4.18 Keanggotaan Variabel dari *Output LIF Leak Volume (LV)*



Gambar 4.19 Keanggotaan Variabel dari *Output LIF Dispersion (DI)*



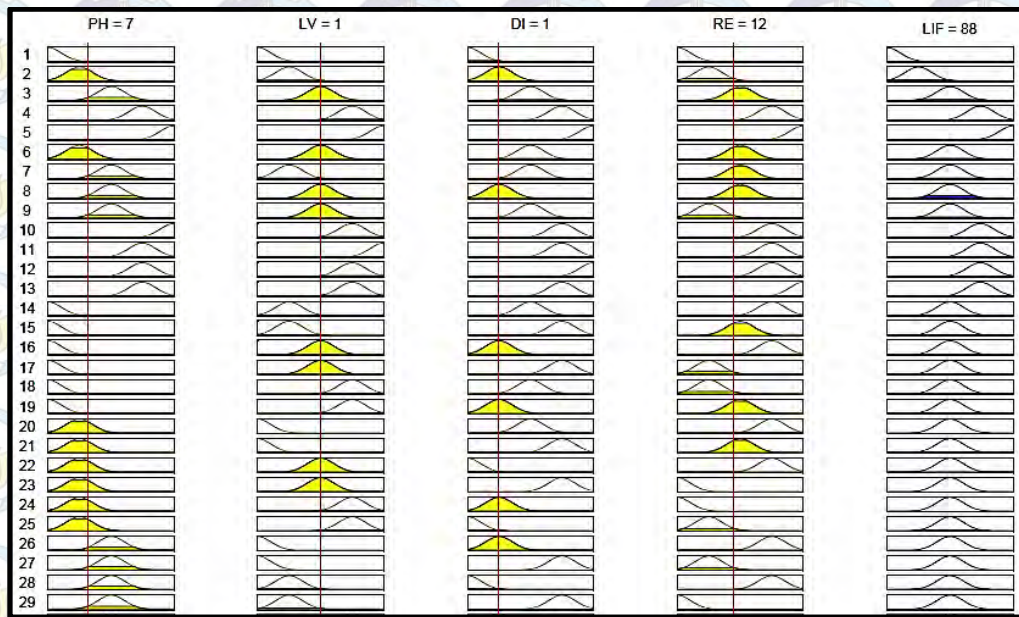
Gambar 4.20 Keanggotaan Variabel dari *Output LIF Receptor (RE)*



Gambar 4.21 Keanggotaan Variabel dari *Output LIF*

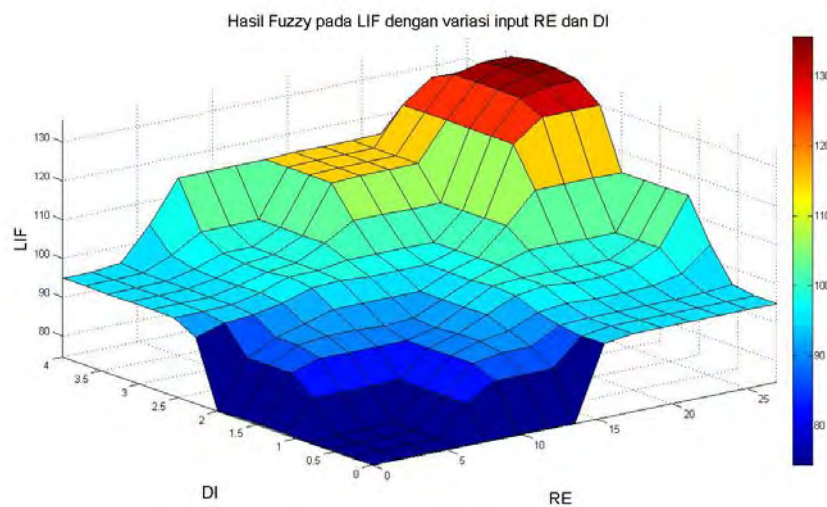
Langkah selanjutnya membuat aturan-aturan *fuzzy* yang disebut dengan *rule base*. aturan-aturan ini dibuat untuk mewakili hubungan antara variabel input dengan output berdasarkan pengetahuan dan data lapangan. Berikut contoh *rule base* yang dibuat pada perangkat lunak Matlab tercantum pada gambar 4.22 berikut ini:

1. If (PH is VL) and (LV is VL) and (DI is VL) and (RE is VL) then (LIF is VL) (1)
2. If (PH is L) and (LV is L) and (DI is L) and (RE is L) then (LIF is L) (1)
3. If (PH is M) and (LV is M) and (DI is M) and (RE is M) then (LIF is M) (1)
4. If (PH is H) and (LV is H) and (DI is H) and (RE is H) then (LIF is H) (1)
5. If (PH is VH) and (LV is VH) and (DI is VH) and (RE is VH) then (LIF is VH) (1)

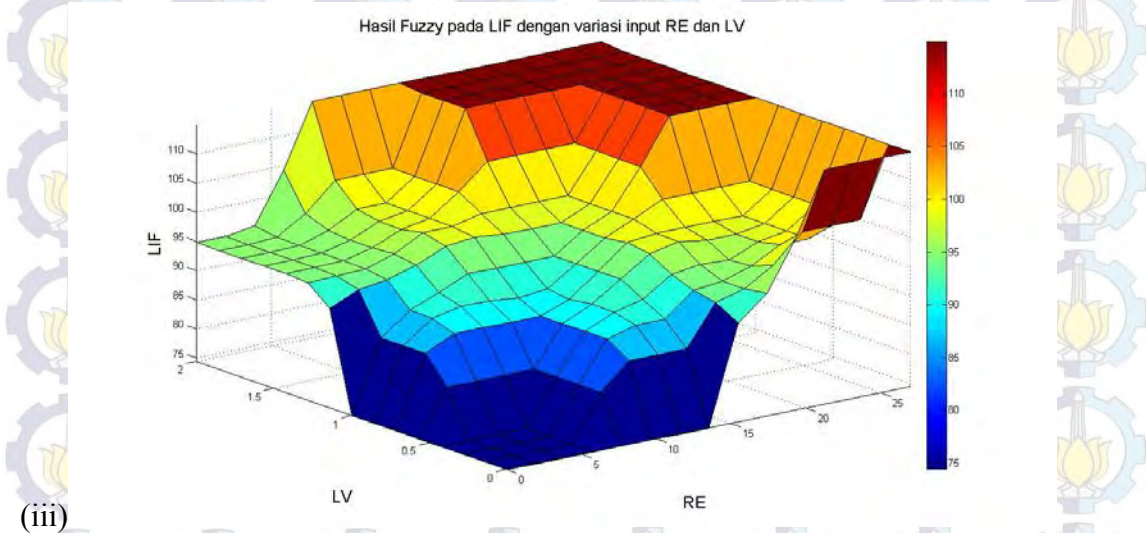
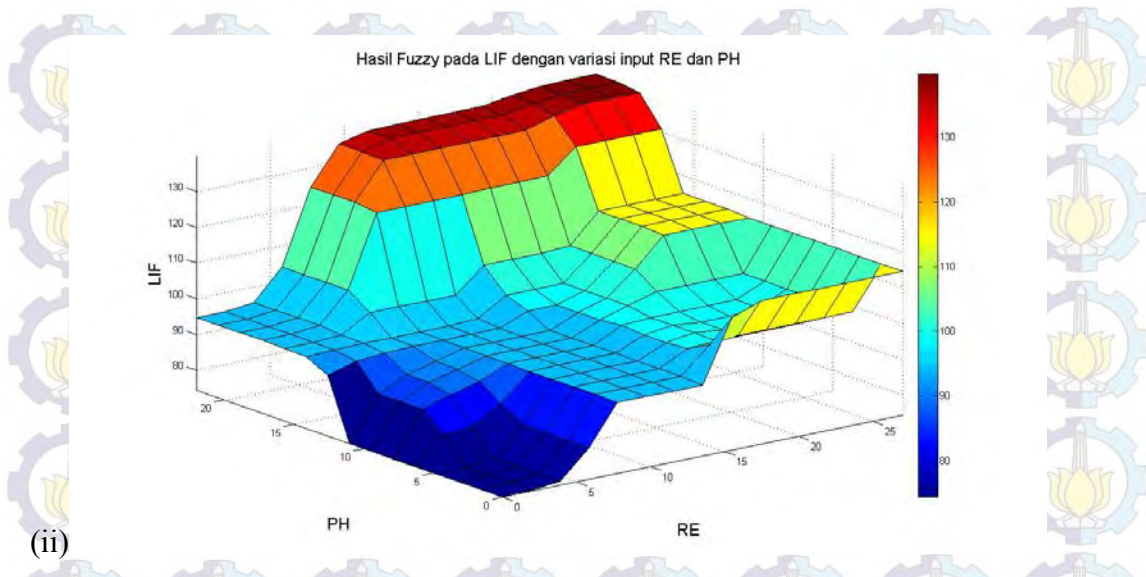


Gambar 4.22 Grafik *Indikator Fuzzy Reasoning Mechanism LIF*

Pada langkah terakhir adalah proses defuzzifikasi diterapkan untuk nilai *fuzzy* menjadi nilai yang sebenarnya. Metode yang digunakan untuk proses defuzzifikasi dengan menggunakan metode COA. Saling ketergantungan parameter dari *input* dan *output* yang dihasilkan dalam IS model *fuzzy* menunjukkan saling ketergantungan dari IS pada IO dan C, interpendensi dari IS IO dan TPD, dan IS pada IO dan D menunjukkan saling ketergantungan, seperti yang digambarkan dalam gambar 4.23 berikut ini:



(i)



Gambar 4.23 kontrol Surface dari IS pada (i) RE dan DI, (ii) RE dan PH, (iii) C dan IO

4.5.3 *Relatif Risk Score (RRS) Fuzzy*

Pada tahap terakhir indeks risiko kegagalan pipa dihitung sebagai fungsi matematika dengan menggunakan hubungan yang telah tersaji dalam BAB 2 rumus (2.2), berikut tabel 4.8 hasil dari perhitungan *Risk Relative Score (RRS)* berdasarkan *fuzzy*:

Tabel 4.8 Output RRS Model Fuzzy

Segment	TPD	C	D	IO	PH	LV	DI	RE	IS	LIF	RRS
14-CPP-ORF-01	50	58.8	32	86	7	1	1	12	235.0	88.0	2.670
14-CPP-ORF-02	58	63.8	32	86	7	1	1	12	250.0	88.0	2.841
14-CPP-ORF-03	54	63.8	32	86	7	1	1	12	253.0	88.0	2.875
14-CPP-ORF-04	42	78.8	37	86	7	1	1	14	286.0	97.7	2.927
14-CPP-ORF-05	36	78.8	42	86	7	1	1	14	277.0	97.7	2.835
14-CPP-ORF-06	39	76	42	86	7	1	1	15.5	267.0	102.2	2.613
14-CPP-ORF-07	47	76	42	86	7	1	1	15	280.0	101.3	2.764
14-CPP-ORF-08	39	76	42	86	7	1	1	16.7	267.0	103.0	2.592
14-CPP-ORF-09	39	77	42	86	7	1	1	13.6	271.0	95.3	2.844
14-CPP-ORF-10	48	77	42	86	7	1	1	13	282.0	91.6	3.079

4.6 Perbandingan Penilaian Risiko

Dari hasil perhitungan kedua metode muhlbauer dan *fuzzy*, kelemahan utama dari Muhlbauer adalah data variabel yang berbeda menghasilkan nilai indeks risiko yang mirip. Misalnya dapat dilihat dari perhitungan indeks Sum pada segment 4,5,6 dan segment 9 nilai (TDP, C, D, dan IO) secara berurutan (42, 79, 37, 86), (36, 79, 42, 86), (39, 76, 42, 86), dan (39, 77, 42, 86) . Hal ini bertentangan dengan implikasi risiko yang pada dasarnya tidak sama. Keterbatasan lain dari Muhlbauer adalah metode ini tidak dapat memperhitungkan kepentingan *relative* antara variabel input, akibatnya output dari Muhlbauer tidak akurat dalam kondisi nyata. Untuk membandingkan hasil penilai risiko dari model Muhlbauer dan *fuzzy* yang disajikan dalam tabel 4.9 berikut ini:

Tabel 4.9 Perbandingan Risiko Pendekatan Muhlbauer dan Fuzzy

Segment	Muhlbauer			Fuzzy Model		
	IS	LIF	RRS	IS	LIF	RRS
14-CPP-ORF-01	226.8	84	2.700	235	88	2.670
14-CPP-ORF-02	239.8	84	2.855	250	88	2.841
14-CPP-ORF-03	235.8	84	2.807	253	88	2.875
14-CPP-ORF-04	243.8	98	2.488	286	97.7	2.927
14-CPP-ORF-05	242.8	98	2.478	277	97.7	2.835
14-CPP-ORF-06	243	108.5	2.240	267	102.2	2.613
14-CPP-ORF-07	251	105	2.390	280	101.3	2.764
14-CPP-ORF-08	243	116.9	2.079	267	103	2.592
14-CPP-ORF-09	244	95.2	2.563	271	95.3	2.844
14-CPP-ORF-10	253	91	2.780	282	91.6	3.079

Berikut ini akan dijelaskan perbedaan perhitungan secara Muhlbauer dengan perhitungan secara *fuzzy*.

1. Penilaian Risiko Secara Muhlbauer

Penilaian risiko Muhlbauer dilakukan setelah masing-masing input variabel probabilitas (IS) dan konsekuensi (LIF) diberikan score sesuai dengan kondisi dilapangan. Contoh perhitungan akan dijelaskan sebagai berikut:

Diketahui segment 1 data probabilitas ($IS_{segment1}$) TDP, C, D, IO secara berurutan adalah (50, 59, 32, 86) dan data konsekuensi ($LIF_{segment1}$) PH, LV, DI, RE secara berurutan adalah (7, 1, 1, 12) maka,

$$IS_{segment1} = 50 + 59 + 32 + 86 = 227$$

$$LIF_{segment1} = 7 \times 1 \times 1 \times 12 = 84$$

2. Penilaian Risiko Secara *Fuzzy*

Dalam perhitungan secara *fuzzy* dilakukan dengan beberapa tahap, antara lain:

a. Tahap 1, mencari nilai y dari masing-masing input *rule base*.

$$y = e^{-\frac{(x-c)^2}{2\sigma^2}}$$

b. Tahap 2, mencari nilai x dengan cara melakukan substitusi rumus *gaussion*.

c. Tahap 3, dari hasil x kemudian diplotkan kedalam *membership fuction* sesuai dengan *rule base*.

d. Tahap 4, defuzifikasi yaitu mengembalikan nilai x menjadi nilai sebenarnya

$$X_{COA} = \frac{\int_x y_i x dx}{\int_x y_i dx}$$

Diketahui sebuah data IS (TDP, C, D, IO) secara berurutan sebagai berikut (39, 76, 42, 86) . Pertanyaannya tentukan nilai IS berdasarkan

fuzzy, jika diketahui aturan yang digunakan berjumlah 3 aturan dasar berikut ini:

I. If TDP is L and C is L and D is H and IO is H THEN IS is M

II. If TDP is VL and C is VL and D is M and IO is L THEN IS is L

III. If TDP is VL and C is L and D is M and IO is H THEN IS is M

Aturan I

Mencari nilai y masing-masing input variabel y_{TDP} , y_C , y_D , y_{IO} pada aturan yang pertama I

$$y_{TDP \text{ is L}} = e^{-\frac{(39-25)^2}{2(10,62)^2}} = 0,42$$

$$y_{C \text{ is L}} = e^{-\frac{(76-25)^2}{2(10,62)^2}} = 9 \cdot 10^{-6}$$

$$y_{D \text{ is H}} = e^{-\frac{(42-75)^2}{2(10,62)^2}} = 0,01$$

$$y_{IO \text{ is H}} = e^{-\frac{(86-100)^2}{2(10,62)^2}} = 0,58$$

$$y_i = y_{TDP} \cap y_C \cap y_D \cap y_{IO}$$

$$= 0,42 \cap 9 \cdot 10^{-6} \cap 0,01 \cap 0,58 \quad (y_i \text{ diambil yang terkecil, } 9 \cdot 10^{-6})$$

Dimana IS is M, maka

$$y_i = e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$\ln 9 \cdot 10^{-6} = \ln e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$X = 101,2$$

Aturan II

Mencari nilai y masing-masing input variabel y_{TDP} , y_C , y_D , y_{IO} pada aturan yang pertama II

$$y_{TDP \text{ is VL}} = e^{-\frac{(39-0)^2}{2(10,62)^2}} = 1.2 \cdot 10^{-3}$$

$$y_C \text{ is VL} = e^{-\frac{(76-0)^2}{2(10,62)^2}} = 7.6 \cdot 10^{-12}$$

$$y_D \text{ is M} = e^{-\frac{(42-50)^2}{2(10,62)^2}} = 0,75$$

$$y_{IO \text{ is L}} = e^{-\frac{(86-25)^2}{2(10,62)^2}} = 6.86 \cdot 10^{-8}$$

$$y_i = y_{TDP} \cap y_C \cap y_D \cap y_{IO}$$

$$= 1.2 \cdot 10^{-3} \cap 7.6 \cdot 10^{-12} \cap 0,75 \cap 6.86 \cdot 10^{-8} \text{ (} y_i \text{ diambil yang terkecil, } 7.6 \cdot 10^{-12}\text{)}$$

Dimana IS is M, maka

$$y_i = e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$\ln 7.6 \cdot 10^{-12} = \ln e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$X = \mathbf{101}$$

Aturan III

Mencari nilai y masing-masing input variabel y_{TDP} , y_C , y_D , y_{IO} pada aturan yang pertama III

$$y_{TDP \text{ is VL}} = e^{-\frac{(39-0)^2}{2(10,62)^2}} = 1.2 \cdot 10^{-3}$$

$$y_C \text{ is L} = e^{-\frac{(76-25)^2}{2(10,62)^2}} = 9.8 \cdot 10^{-6}$$

$$y_D \text{ is M} = e^{-\frac{(42-50)^2}{2(10,62)^2}} = 0,75$$

$$y_{IO \text{ is H}} = e^{-\frac{(86-75)^2}{2(10,62)^2}} = 0,58$$

$$y_i = y_{TDP} \cap y_C \cap y_D \cap y_O$$

$$= 1,2 \cdot 10^{-3} \cap 9,8 \cdot 10^{-6} \cap 0,75 \cap 0,58 \text{ (} y_i \text{ diambil yang terkecil, } 9,8 \cdot 10^{-6}\text{)}$$

Dimana IS is M, maka

$$y_i = e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$\ln 9,8 \cdot 10^{-6} = \ln e^{-\frac{(X-50)^2}{2(10,62)^2}}$$

$$X = 101$$

Langkah terakhir yaitu defuzifikasi, dimana IS is M (medium) maka $y_i = 9,8 \cdot 10^{-6}$ maka X akan didapatkan dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$X_{COA} = \frac{\int_x y_i x dx}{\int_x y_i dx}$$

$$X_{COA} = \frac{\sum_{i=1}^2 \int_x y_i x dx}{\sum_{i=1}^2 \int_x y_i dx}$$

$$X_{COA} = \frac{\int_0^{101} 9,8 \cdot 10^{-6} x dx}{\int_0^{101} 9,8 \cdot 10^{-6} dx} + \frac{\int_0^{101,2} 9 \cdot 10^{-6} x dx}{\int_0^{101,2} 9 \cdot 10^{-6} dx}$$

$$= \frac{\frac{9,8 \cdot 10^{-6}}{2} X^2 \Big|_0^{101} + \frac{9 \cdot 10^{-6}}{2} X^2 \Big|_{101}^{101,2}}{9,8 \cdot 10^{-6} X \Big|_0^{101} + 9 \cdot 10^{-6} X \Big|_{101}^{101,2}}$$

$$= \frac{\frac{9,8}{2} X^2 \Big|_0^{101} + \frac{9}{2} X^2 \Big|_{101}^{101,2}}{9,8 X \Big|_0^{101} + 9 X \Big|_{101}^{101,2}} \cdot \frac{10^{-6}}{10^{-6}}$$

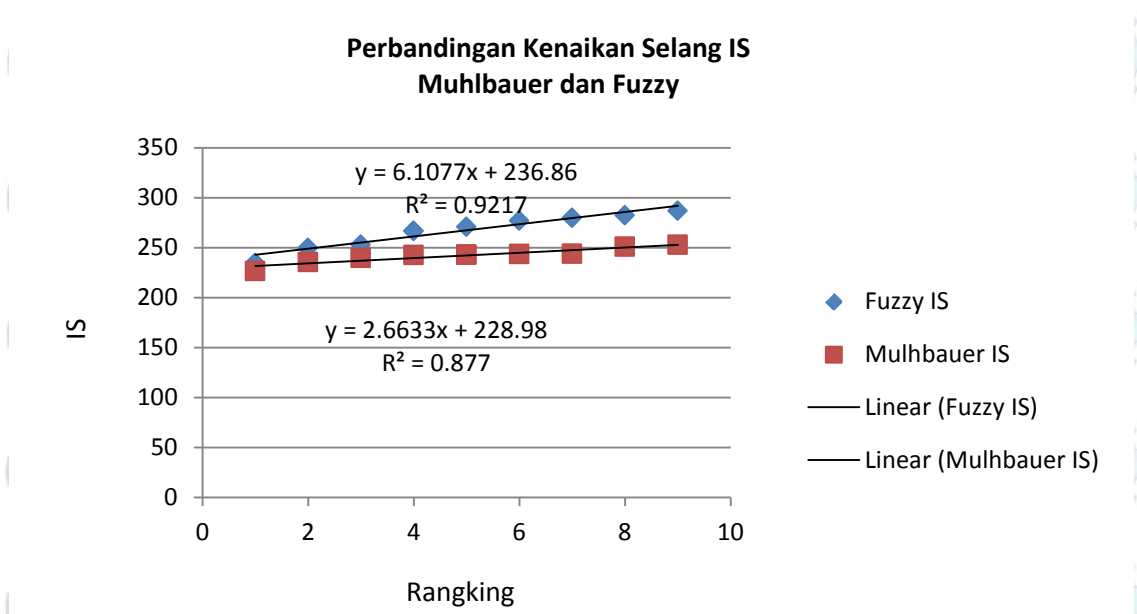
$$= \frac{4,9 (101^2 - 0^2) + 4,5(101,2^2 - 101^2)}{9,8 (101 - 0) + 9 (101,2 - 101)}$$

$$X_{COA} = 50,59$$

3. Perbedaan Nilai Selang *Indeks Sum*, *Leak Impact Factor*, dan *RRS*

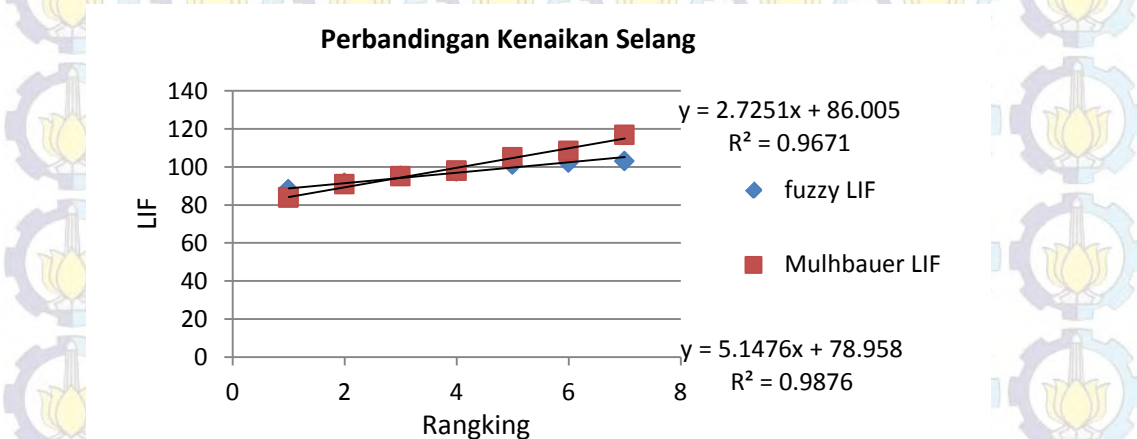
Berdasarkan perbedaan nilai selang antara hasil Muhlbauer dan *Fuzzy* dapat dilihat pada grafik berikutnya ini:

a. Perbedaan Nilai Selang IS



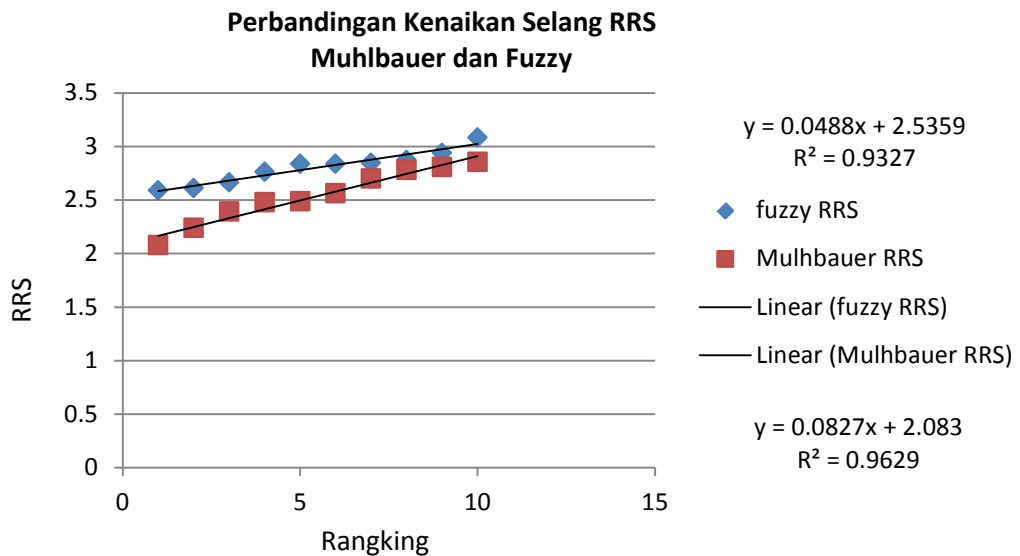
Gambar 4.24 Grafik Nilai Selang IS Muhlbauer dengan *Fuzzy*

b. Perbedaan Nilai Selang LIF



Gambar 4.25 Grafik Nilai Selang LIF Muhlbauer dengan *Fuzzy*

c. Perbedaan Nilai Selang *Risk Relative Score (RRS)*



Gambar 4.26 Grafik Nilai Selang RRS Muhlbauer dengan *Fuzzy*

Dari penjelasan grafik-garfik diatas dapat diperoleh nilai delta dari IS, LIF,dan RRS. Masing-masing memiliki nilai delta IS Muhlbauer 2,38 untuk IS *Fuzzy* 4,77. Nilai delta LIF Muhlbauer 2,99 untuk *Fuzzy* 1,36. Sedangkan nilai delta RRS Muhlbauer 0,07 untuk nilai delta *Fuzzy* 0,045. Dengan demikian dapat dilihat perbandingan antara pendekatan risiko Muhlbauer dengan model *fuzzy* antara lain:

1. Dari penjelasan di atas pendekatan risiko Muhlbauer nilai IS lebih kecil dibandingkan nilai LIF, hal ini mengakibatkan *Risk Relative Score (RRS)* dari Muhlbauer akan memiliki nilai rentang yang kecil. Sedangkan pendekatan risiko *fuzzy* nilai IS lebih besar dibandingkan nilai LIF. Dengan rentang nilai yang kecil *Risk Relative Score (RRS)* Muhlbauer yang dihasilkan akan mirip bahkan bisa jadi hasilnya akan sama, hal ini akan bertolak belakang dengan implikasi risiko yang pada dasarnya nilai indeks risiko tidak sama. Berbeda dengan *Risk Relative Score (RRS) fuzzy* yang memiliki nilai rentang yang lebih besar akan memiliki nilai indeks

risiko yang berbeda-beda, sehingga dengan menggunakan model pendekatan risiko *fuzzy* memudahkan dalam mengambil keputusan.

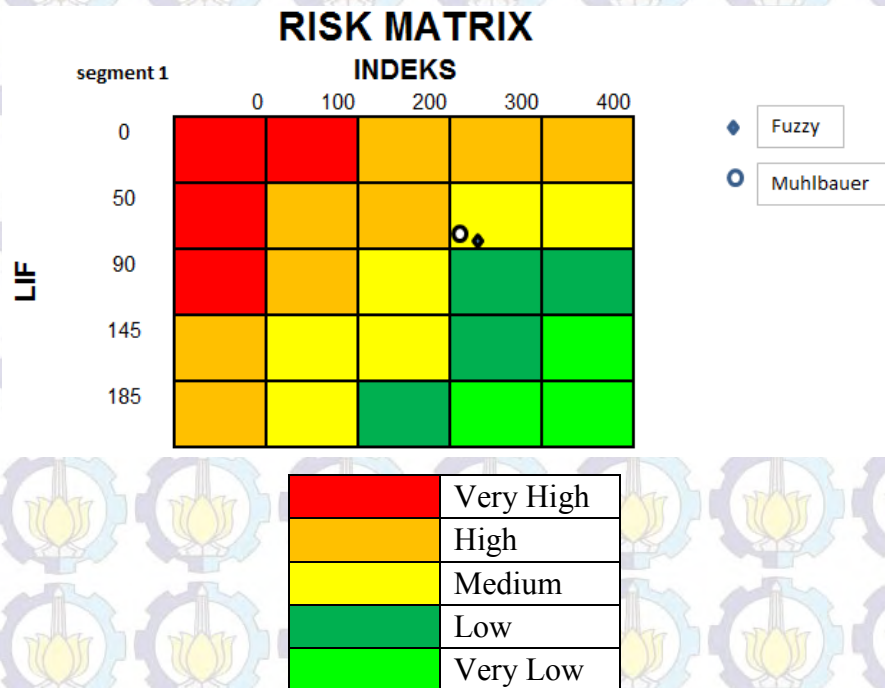
2. Kelemahan utama dari *Risk Relative Score (RRS)* Muhlbauer adalah data variabel input yaitu *Thrid Damage Party, Corrosion, Design* dan *Incorrect Operation* atau *Product Hazard, Leak Volume, Dispersion*, dan *Receptor* berbeda-beda dapat menghasilkan nilai dari *Indeks Sum (IS)* dan *Leak Impact Factor (LIF)* sama. Akibatnya nilai dari *Realative Risk Score (RRS)* akan sama. Sedangkan *Risk Relative Score (RRS)* model *Fuzzy* dengan kasus yang sama akan memiliki nilai *Indeks Sum (IS)* dan *Leak Impact Factor (LIF)* berbeda, sehingga nilai dari *Leak Impact Factor (LIF)* tidak akan sama.

3. Keterbatasan lain dari *Risk Relative Score (RRS)* Muhlbauer adalah bahwa tidak dapat memperhitungkan kepentingan relatif antara variabel-variabel input. Sedangkan dengan menggunakan model *fuzzy* dapat memperhitungkan kepentingan relatif antara variabel-variabel *input*. Hubungan antara informasi *input* dan *output* dalam sistem *fuzzy* yang diusulkan digambarkan sebagai variabel linguistik, dimana lebih fleksibel dan realistis dalam merefleksikan kondisi nyata. Oleh karena itu, *output Risk Relative Score (RRS)* dari model *fuzzy* yang diusulkan untuk penilaian risiko pipa lebih yakin, tepat, dan akurat.

4.7 Pemetaan Tingkat Risiko

Setelah didapatkan nilai akhir dari setiap metode penilaian risiko pipa 14” ini, maka dilakukan pemetaan tingkat risiko dengan model sederhana matrik 5x5 untuk setiap segmen. Matrik ini dipetakan berdasarkan kategori *very low, low, medium, high, dan very high*. Pada matrik ini sumbu x adalah komponen indeks atau bisa disebut *probability of failure (PoF)*. Sumbu y merupakan *leak impact factor (LIF)* atau bisa disebut dengan *consequence of failure (CoF)*. Sesuai dengan teori bahwa risiko adalah hasil kali kemungkinan terjadinya kegagalan dengan konsekuensinya jika terjadi kegagalan. Total skor masing-masing

komponen diletakkan sesuai dengan nilai indeks dan LIF setiap segmen. Dengan demikian maka dapat diketahui apakah segmen tersebut masuk ke dalam kategori *very low*, *low*, *medium*, *high*, dan *very high*. Gambar 4.27 dibawah ini merupakan salah satu contoh pemetaan risiko pada matrik risiko berikut ini:



Gambar 4.27 Pemetaan Level Risiko Hasil Analisis Segmen 1

Hasil pemetaan tingkat risiko pipa gas 14” dengan model matrik risiko 5x5 dengan menggunakan metode Muhlbauer dan *Fuzzy Inference System (FIS)* pada segmen 1, 2 dan 3 menunjukkan kondisi pipa berada pada level risiko medium risk. Segmen 4, 5, 6, 7, 8, 9, dan segmen 10 menunjukkan kondisi pipa berada pada *low risk*. Berdasarkan pemetaan risiko kedua metode didapatkan metode Muhlbauer memiliki kecenderungan mendekati level risiko *high risk* untuk segmen 1, 2, dan 3. Untuk segmen 4, 5, 6, 7, 8, 9, dan 10 menunjukkan level *medium risk*, hal ini ditunjukkan nilai IS dan LIF lebih kecil dibandingkan dengan nilai *fuzzy*. Sedangkan penilai level risiko *fuzzy* memiliki nilai yang lebih besar dibandingkan dengan Muhlbauer sehingga level risiko cenderung mengarah ke medium risk. Berikut Tabel 4.10 pemetaan risiko dari kedua metode tersebut.

Tabel 4.10 Tabel Pemetaan Risiko Metode Muhlbauer dan *Fuzzy*

Segment	Muhlbauer			<i>Fuzzy</i> Model		
	IS	LIF	Risk Matrik	IS	LIF	Risk Matrik
14-CPP-ORF-01	226.8	84	Medium Risk	235	88	Medium Risk
14-CPP-ORF-02	239.8	84	Medium Risk	250	88	Medium Risk
14-CPP-ORF-03	235.8	84	Medium Risk	253	88	Medium Risk
14-CPP-ORF-04	243.8	98	Low	286	97.7	Low
14-CPP-ORF-05	242.8	98	Low	277	97.7	Low
14-CPP-ORF-06	243	108.5	Low	267	102.2	Low
14-CPP-ORF-07	251	105	Low	280	101.3	Low
14-CPP-ORF-08	243	116.9	Low	267	103	Low
14-CPP-ORF-09	244	95.2	Low	271	95.3	Low
14-CPP-ORF-10	253	91	Low	282	91.6	Low

BAB 5 PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil perhitungan dan analisis risiko pipa telah dilakukan pada pipa 14" *offshore* dan *onshore* PT. PHE WMO dengan total panjang 65 km yang dibagi menjadi 10 segmen pipa yang telah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan pemetaan risiko kedua metode didapatkan skor akhir indeks masing-masing segmen berada pada level *low risk*, hanya saja pada segmen 1, 2, dan 3 ini berada pada level *medium risk*. Metode Muhlbauer memiliki kecenderungan mendekati level risiko *medium risk*, hal ini ditunjukkan nilai IS dan LIF lebih kecil dibandingkan dengan nilai *fuzzy*. Sedangkan penilai level risiko *fuzzy* memiliki nilai IS dan LIF yang lebih besar dibandingkan dengan Muhlbauer sehingga level risiko cenderung mengarah ke *low risk*.
2. Nilai rata-rata rentang penambahan skor IS *Fuzzy* lebih besar dibandingkan dengan nilai rata-rata rentang IS Muhlbauer. Sedangkan nilai rata-rata penambahan skor LIF *Fuzzy* lebih kecil dibandingkan dengan nilai rata-rata rentang LIF Muhlbauer. Dengan demikian hasil yang mendekati adalah perhitungan IS dan LIF *fuzzy* sesuai dengan rumus $RRS = IS/LIF$
3. Hasil analisis dan perhitungan pipa 14" PT. PHE WMO CPP-ORF di peroleh hasil rata-rata penambahan nilai rentang IS yang lebih besar 4,77 dan nilai rata-rata rentang LIF yang lebih kecil 1,36 yaitu dengan menggunakan metode *Fuzzy Inference System*. Dengan demikian nilai selisih RRS yang lebih besar memudahkan dan mempertegas pemberian ranking pada masing-masing input data setiap segmen. Sehingga metode *fuzzy* lebih akurat dan presisi dibandingkan dengan Muhlbauer.

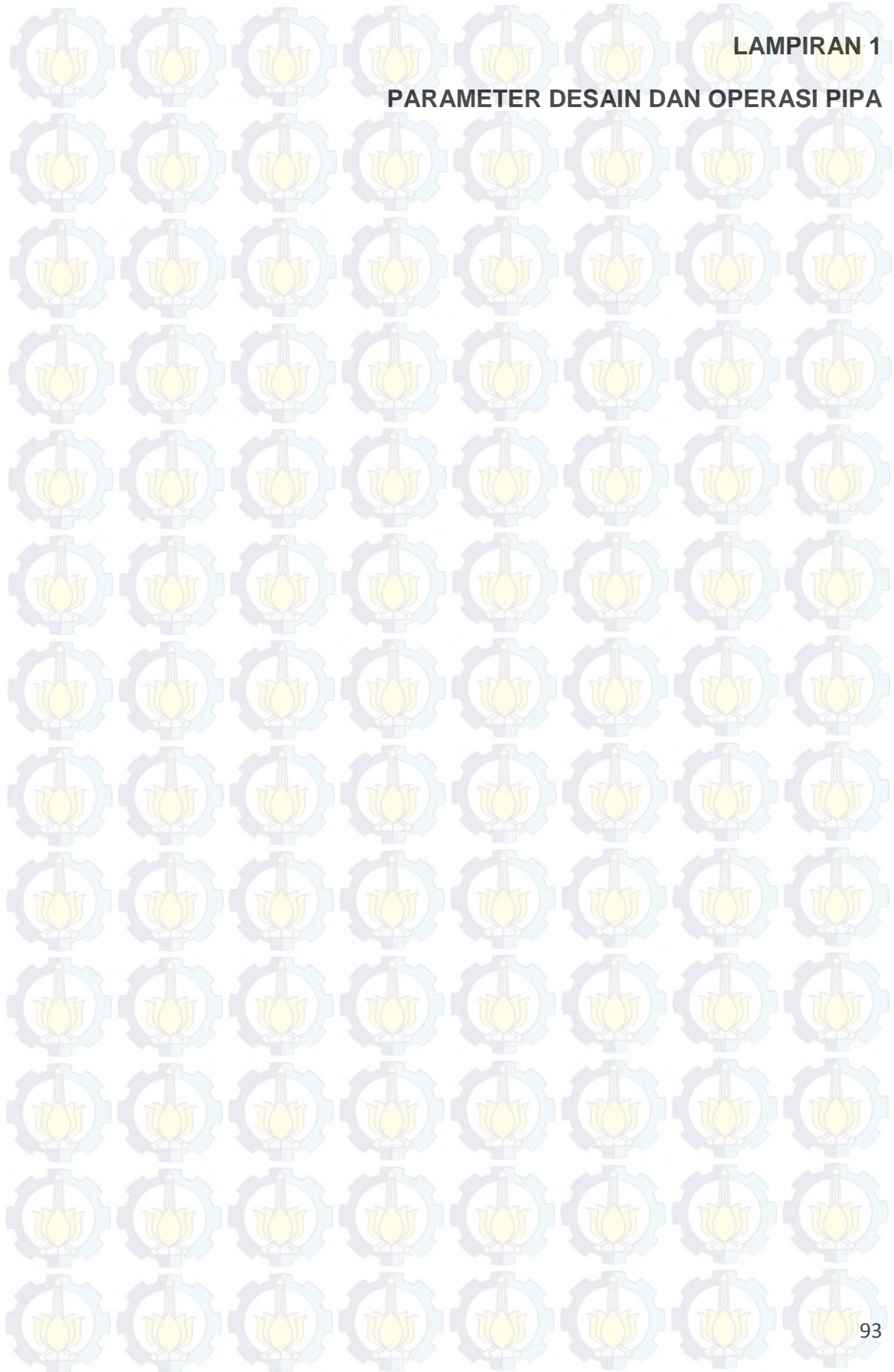
4. Hasil penelitian menunjukkan bahwa model pendekatan risiko *fuzzy* mampu untuk menutupi kekurangan metode pendekatan Muhlbauer. Hubungan antara informasi *input* dan *output* dalam sistem *fuzzy* yang diusulkan digambarkan sebagai variabel linguistik, dimana lebih fleksibel dan realistis dalam merefleksikan kondisi nyata. Dengan adanya model penilaian risiko *fuzzy* menjadikan penilaian risiko pada jaringan pipa semakin lengkap, sehingga memudahkan operator pipa dalam merencanakan waktu dan sumber daya untuk melakukan mitigasi pada pipa yang memiliki risiko kegagalan.

5.2 Saran

Setelah melakukan riset dengan tema perbandingan pendekatan Muhlbauer dan Fuzzy inference System pipa gas 14" PT. PHE-WMO maka dapat diberikan beberapa saran sebagai berikut:

1. Penggunaan data yang tepat sebaiknya digunakan untuk menggantikan data yang masih menggunakan asumsi sehingga hasil penilai risiko lebih mendekati akurat.
2. Model penilaian risiko *fuzzy* digunakan pada saat data informasi yang diperoleh operator memiliki nilai ambiguitas/ketidakjelasan, sehingga membutuhkan sebuah kejelasan untuk mengambil keputusan.
3. Hasil ranking dari analisis resiko pipa dapat dijadikan data untuk melakukan mitigasi sesuai dengan kerangka kerja yang sistematis perusahaan.

LAMPIRAN 1
PARAMETER DESAIN DAN OPERASI PIPA



DATA PARAMETER DESAIN DAN OPERASI PIPA

No	Deskripsi	Nilai			
1	Pipeline Data				
	Year Installed	2001			
	Pipe grade	API 5L GRADE X-52 Seamless			
	SMYS	52000	psi	358.53	Mpa
	Modulus Young's	3.00E+07	psi	2.07E+11	Pa
	Poisson ratio				0.3
	Diameter Nominal	14	in	355.600	mm
	Outside Diameter (OD)	14	in	355.600	mm
	Wall thickness (t)	1	in	14.300	mm
	Inside Diameter	12.874	in	327.000	mm
	Length				62 km
	Pipe moment innersia (I)	537.325			
	Section Modulus of Pipe	767.607			
2	Operational data				
	Test presure	1440	psi	9.93	Mpa
	Desaign Pressure	960	psi	6.62	Mpa
	Max Operating Pressure	850	psi	5.86	Mpa
	Operating Pressure	724	psi	4.99	Mpa
3	Coating				
	Corrosion Coating				
	density (ρ asphalt)	79.098	lb/ft3	1280.00	kg/m3
	Thickness (ρ asphalt)	0.23622	in	6.E+04	mm
	Corrosion Coating				
	density (ρ concr)	140	lb/ft3	2242.59	kg/m3
	Thickness (ρ concr)	2	in	50.80	mm
	Total Outside Diameter (D tot) D tot = OD pipe + 2 x t asphalt + 2 x t concr	18.472	in	469.20	mm
4	Fluid Porpeties				
	density of gas (ρ gas)	4.119	lb/ft3	65.99	kg/m3
	density of sea (ρ sea)	63.989	lb/ft3	1025.00	kg/m4
	Steel density (ρ Steel)	490.059	lb/ft3	7850.00	kg/m5
	Kinematik Viscosity (ν_k)	1.E-05			
5	Enveromental Parameters				
	Current Velocity (ν_c)	=	0.49	m/s	
	Wave Velocity (ν_w100)	=	0.01	m/s	
	Current incidence on the pipe (α_c)	=	90.00	deg	
	Swell incidence on the pipe (α_s)	=	45.00	deg	
	Effective Velocity $U_{eff} = U_c \sin \alpha_c +$ $U_w100 \sin \alpha_s$	=	0.49	m/s	

DATA PARAMETER PIPA

No	Jalur pipa	Panjang (km)	Diameter (in)	Tebal (in)	Tahun Instalasi	MAWP (psig)	Produk
1	KE 5CPP - ORF	64,50	14	0.5	1991	1152	gas
2	ORF-PJB	1,10	10	0.375	1991	1048	gas
3	ORF-PJB	1,28	8	0.5	2005	750	gas
4	ORF-PJB/PARALEL	0,65	8	0.5	2005	750	gas
5	ORF-SG JETTY	1,70	4	0.237	1991	750	condensat
6	BW-AW	2,70	12	0.688	1977	400	gas
7	BW-AW	2,70	6	0.432	2001	1440	oil
8	AW-KE5CPP	12	8	0.5	1998	1440	oil
9	AW-KE5CPP	12	14	0.563	2001	1440	gas
10	AW-FLARE	0,50	8	0.32	2001	278	gas
11	AW-PLEM	2	10	0.375	2001	1440	oil
12	KE5-6 TO KE5CPP	4,5	6	0.5	1999	278	gas
13	KE6 to KE5-6	2	6	0.5	1999	1440	gas
14	KE-23 to AW	8	8	0.5	1999	1440	multiphase
15	KE40 -KE5CPP	11	10	0.5	2005	1440	multiphase
16	DW-CW	1,87	12	0.562	2006	1440	multiphase
17	CW-AW	5,68	16	0.562	2006	1440	multiphase

DATA HASIL UT PIPA 14" PHE-WMO

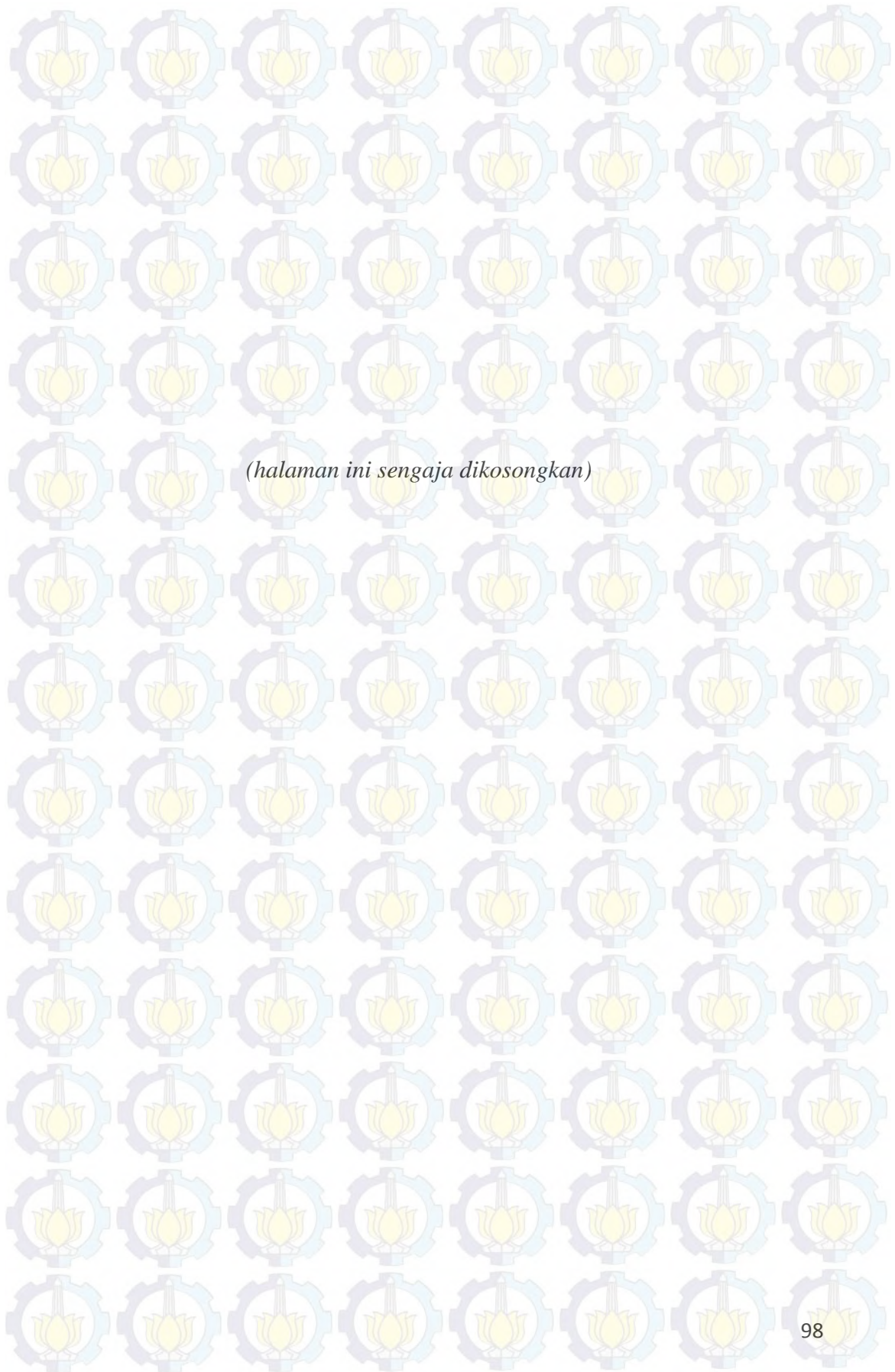
No	Jalur pipa	No Segment	Titik Lokasi Pengujian	Ketebalan			
				0	90	180	270
1	14" gaspipeline KECPP to ORF	14 CPP ORF 01	pipa lurus	12.5	12.5	12.4	12.4
		14 CPP ORF 10	pipa siku	12.8	12.8	12.8	13

DATA OPERASIONAL PIPA 14" PHE-WMO

P/L Name	Pipeline Description								
		Pf	Tf	Pf	Tf	Pf	Tf	Pf	Tf
PKG Upstream	Upstream Press at PKG Gas Meter	321	82	331	86	343	83	326	82
PKG Downstream	Downstream Press at PKG Gas Meter	314	82	324	86	336	83	319	82
PGN Upstream	Upstream Press at PGN Gas Meter	315	82	325	88	337	83	320	82
PGN Downstream	Downstream Press at PGN Gas Meter	124	82	133	88	142	83	148	82
ORF Out	ORF Out ORF Outgoing Pressure	326	80	340	86	353	83	330	81
ORF Inc	ORF Inch ORF Incoming Pressure	341	80	351	86	364	83	346	82
MKS Upstream	Upstream Press at MKS Gas Meter	322	82	332	89	343	83	326	82
MKS Downstream	Downstream Press at MKS Gas Meter	286	82	298	89	304	83	285	82
8KE23-P2	8 Inch AW Incoming from KE23	144	84	141	84	147	84	144	84
8KE23-P1	8 Inch KE23 Outgoing to AW	204	85	201	86	207	86	204	85
8 CPP-P2	8 Inch AW Incoming from CPP	155	84	155	84	155	84	155	84
8 CPP-P1	8 Inch CPP OUTGOING TO AW	240	86	240	86	245	86	235	86
6 BW-P2	6 Inch AW Incoming from BW	140	83	137	83	140	83	142	83
6 BW-P1	6 Inch BW Outgoing to AW	225	127	225	127	225	127	225	125
16 KE38/KE32-P2	16" KE-38/KE-32 Incoming at PPP	324	82	328	82	330	82	327	82
16 KE38-P1	16" KE-38 Outgoing to PPP	646	138	646	138	647	139	646	139
16 KE32-P1	12 Inch KE-32 Outgoing to PPP	576	147	577	147	578	147	577	147
16 Inc To ORF	16 Inc To ORF	646	145	647	151	660	145	650	145
16 Inc From PPP	16 Inc From PPP	338	80	348	86	361	83	342	82
16 CW-P2	16 Inch AW Incoming from CW	231	105	235	105	231	105	230	105
16 CW-P1	16 Inch CW Outgoing to AW	251	120	257	120	254	120	252	120
14 CPP-P1	14 Inch CPP Outgoing to ORF	710	109	713	115	726	115	716	112
14 AW-P2	14 Inch CPP Incoming from AW	318	84	320	84	322	84	318	84
14 AW-P1	14 Inch AW Outgoing to CPP	432	120	435	128	436	122	432	122
12 KE30-P2	12 Inch PPP Incoming from KE30	176	82	177	82	186	82	182	82
12 KE30-P1	12 Inch KE30 Outgoing to PPP	231	112	232	112	241	112	237	112
12 DW-P2	12 Inch CW Incoming from DW	254	115	260	115	257	115	255	115
12 DW-P1	12 Inch DW Outgoing to CW	262	125	268	125	265	125	263	125
12 BW-P2	12 Inch AW Incoming from BW	240	82	240	84	240	84	240	83
12 BW-P1	12 Inch BW Outgoing to AW	290	119	290	123	290	120	290	119
10KE40-P2	10 Inch CPP Incoming from KE40	0	0	0	0	0	0	0	0
10KE40-P1	10 Inch KE40 Outgoing to CPP	0	0	0	0	0	0	0	0
10 Inch Mtr Upstream	Upstream Press at Gas Meter at PLN	288	80	300	86	309	83	291	81
10 Inch Mtr Downstream	Downstream Press at Gas Meter at PLN	285	80	297	86	306	83	288	81

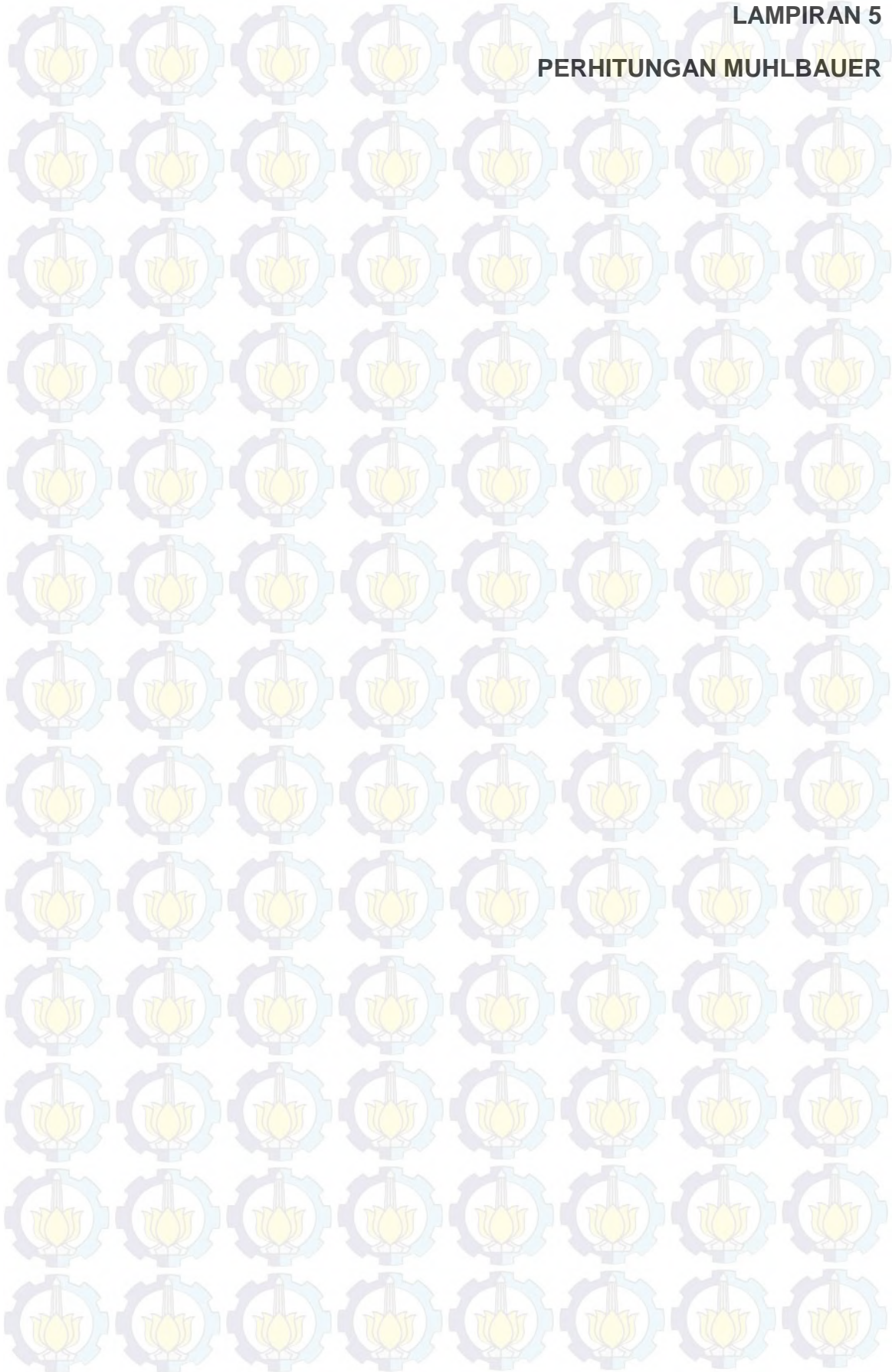
DATA KOMPOSISI PIPA 14" PHE-WMO

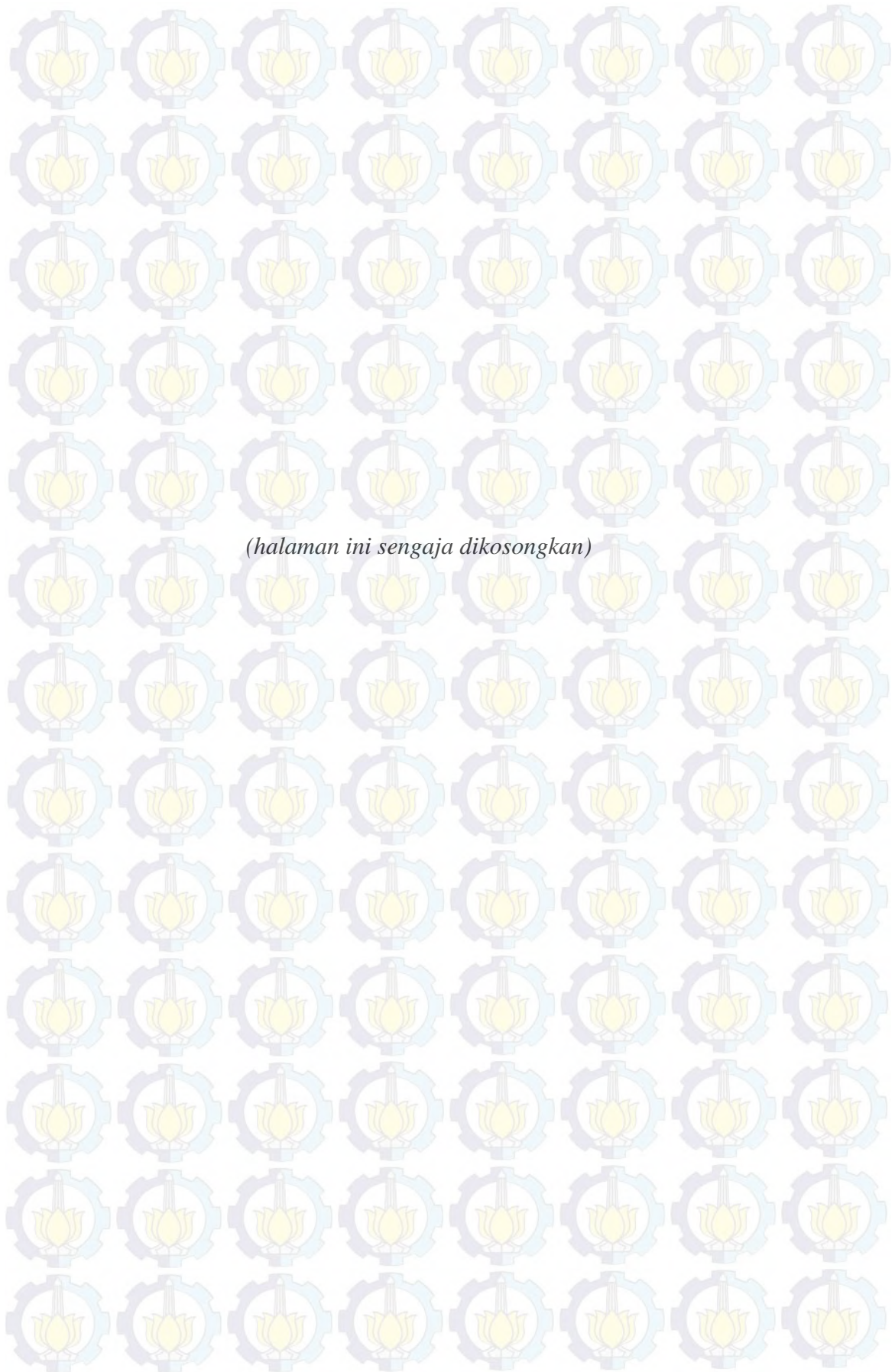
No	Item of Analisis		Unit	incoming ORF gas
1	Nitrogen	N ₂	% mole	1.504
2	Carbon Dioxide	CO ₂	% mole	0.358
3	Methane	CH ₄	% mole	88.256
4	Ethane	C ₂ H ₆	% mole	5.297
5	Propane	C ₃ H ₈	% mole	2.747
6	I-Buthane	i-C ₄ H ₁₀	% mole	0.577
7	N-Buthane	n-C ₄ H ₁₀	% mole	0.668
8	I-Penthane	i-C ₅ H ₁₂	% mole	0.282
9	N-Penthane	n-C ₅ H ₁₂	% mole	0.146
10	Hexane plus	C ₆ ⁺	% mole	0.165
			total	100
11	Gross Heating Value, BTU/Real CF			1123.79635
12	Specific Gravity Gas @ 60 oF 14,7 psia			0.64675
13	Compressibility Factor @ 60 oF 14,7 psia			0.99716
14	Sample Date			11-Apr-11
15	Pressure , psig			724
16	Temperature , °F			136.45



(halaman ini sengaja dikosongkan)

LAMPIRAN 5
PERHITUNGAN MUHLBAUER





(halaman ini sengaja dikosongkan)

TABEL PENILAIAN THRID DAMAGE PARTY 14-CPP-ORF-01 s/d 14-CPP-ORF-05

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-01		14-CPP-ORF-02		14-CPP-ORF-03		14-CPP-ORF-04		14-CPP-ORF-05	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Kedalaman Pipa	19	pipa berada > max anchor, 5 feet-max dredge, min 1" coating	19	pipa berada > max anchor, 5 feet-max dredge, min 1" coating	5	perindungan coating min 1 inches	5	perindungan coating min 1 inches		
Aktivita Thrid party damage	0	aktivitas dekat platform tinggi PT. Smel Ting	8	jalur pelayaran medium ke tinggi	0	aktivitas pelabuhan tinggi, jalur pelayaran tinggi	0	aktivitas pelabuhan tinggi, daerah jerry, road crossing	0	daerah pelabuhan, fasilitas diatas tanah, daerah komersial, daerah perumahan padat (kelas 4)
Sarana diatas jalur pipa	10	tidak ada sarana diatas pipa	10	tidak ada sarana diatas pipa	10	tidak ada sarana diatas pipa	10	tidak ada sarana diatas pipa	4	jalan raya
Sistem panggilan darurat	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, ada peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, ada peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, ada peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, ada peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, ada peta dan record
pengembangan masyarakat/pendidikan publik	0	tidak ada penduduk	0	tidak ada penduduk	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk kontraktor terkait
Kondisi jalur pipa	3	terpelihara	3	terpelihara	3	terpelihara	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa
Frekuensi patroli	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali
Total skor	50		58		54		42		36	

TABEL PENILAIAN THRID DAMAGE PARTY 14-CPP-ORF-06 s/d 14-CPP-ORF-10

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-06		14-CPP-ORF-07		14-CPP-ORF-08		14-CPP-ORF-09		14-CPP-ORF-10	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Kedalaman Pipa	5	perlindungan coating min 1 inchs	5	perlindungan coating min 1 inchs	5	perlindungan coating min 1 inchs	5	perlindungan coating min 1 inchs	0	dipermukaan tanah
Aktivita Thrid party damage	0	Asphalt Plant, daerah medium komersial, perumahan padat kelas 4, persilamagn jalan	8	lalu lintas sedang, daerah perumahan padat (kelas 4)	0	lalu lintas padat, daerah medium komersial, daerah padat penduduk, persilangan jalan	0	lalu lintas padat, daerah medium komersial, persilangan jalan	0	kantor ORF dan area gas plant PHE-WMO
Sarana diatas jalur pipa	7	jalan raya, perumahan	7	jalan raya, perumahan, masjid	7	jalan raya, perumahan	7	jalan raya, perumahan	10	kantor PHE-WMO
Sistem panggilan darurat	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, adanya peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, adanya peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, adanya peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, adanya peta dan record	14	Efektifitas, memenuhi ULCCA, masyarakat mengetahui, adanya peta dan record
pengembangan masyarakat/pendidikan publik	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait	4	peremuan satu tahun sekali dengan penduduk dan kontraktor terkait
Kondisi jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa	5	ada tanda penunjuk disekitar jalur pipa
Frekuensi patroli	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	4	sebulan sekali	15	setiap hari
Total skor	39		47		39		39		48	

TABEL PENILAIAN CORROSION 14-CPP-ORF-01 s/d 14-CPP-ORF-05

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-01		14-CPP-ORF-02		14-CPP-ORF-03		14-CPP-ORF-04		14-CPP-ORF-05	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Korosi Internal										
1. produk korosi	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005
2. proteksi internal	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa
Korosi Atmospheric										
1. Atmospheric exposure	0	sebagian pipa masuk pada zone splash	5	tidak ada bagian pipa berpotensi korosi atmosfer	5	tidak ada bagian pipa berpotensi korosi atmosfer	5	tidak ada bagian pipa berpotensi korosi atmosfer	5	tidak ada bagian pipa berpotensi korosi atmosfer
2. Atmospheric type	0.8	pipa berada di daerah laut, rawa, dan pantai	0.8	pipa berada di daerah laut, rawa, dan pantai	0.8	pipa berada di daerah laut, rawa, dan pantai	0.8	pipa berada di daerah laut, rawa, dan pantai	0.8	pipa berada di daerah laut, rawa, dan pantai
3. Atmospheric coating	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3
Korosi logam tertanam										
1. Sub survice environment	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui
2. catodic protection	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt
3. coating fitness										
- coating	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs
- application	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik
- condition	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW
- defect correction	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord
Total skor	58.8		63.8		63.8		78.8		78.8	

TABEL PENILAIAN CORROSION 14-CPP-ORF-06 s/d 14-CPP-ORF-10

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-06		14-CPP-ORF-07		14-CPP-ORF-08		14-CPP-ORF-09		14-CPP-ORF-10	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Korosi Internal										
1. produk korosi	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005	7	tekanan parsial CO2 gas 48 psi dengan komposisi mol fraction 0.005
2. proteksi internal	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa	10	dilakukan internal monitoring, penggantian inhibitor yang sudah rusak, dan coating pada lapisan luar pipa
Korosi Atmospheric										
1. Atmospheric exposure	1	pipa dan casing terpendam dalam tanah	1	pipa dan casing terpendam dalam tanah	1	pipa dan casing terpendam dalam tanah	2	pipa masuk zone ground interface	2	terdapat support pipa yang menopang
2. Atmospheric type	2	karakteristik tanah dengan kelembaban rendah dan suhu rendah	2	karakteristik tanah dengan kelembaban rendah dan suhu rendah	2	karakteristik tanah dengan kelembaban rendah dan suhu rendah	2	karakteristik tanah dengan kelembaban rendah dan suhu rendah	2	karakteristik tanah dengan kelembaban rendah dan suhu rendah
3. Atmospheric coating	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3	3	asphalt dengan density 79.098 lb/ft3 ; coner dengan density 140 lb/ft3
Korosi logam tertanam										
1. Sub survice enviroment	15	Soil resistivity 94200 ohm-cm	15	Soil resistivity 94200 ohm-cm	15	Soil resistivity 94200 ohm-cm	15	Soil resistivity 94200 ohm-cm	15	Soil resistivity 94200 ohm-cm
2. catodic protection	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt	15	proteksi katodik 883 mVolt
3. coating fitness										
- coating	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs	5	coating asphalt dengan ketebalan 0.23622 inchs
- application	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik	5	dilakukan pengawasan dan kontrol baik
- condition	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW	8	inspeksi dilakukan secara menyeluruh pada ROW
- defect correction	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord	5	kerusakan pada pipa langsung diperbaiki dan direcord
Total skor	76		76		76		77		77	

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-01		14-CPP-ORF-02		14-CPP-ORF-03		14-CPP-ORF-04		14-CPP-ORF-05	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Safety factor	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%
Fatigue Akibat Beban Luar	0	Tidak aktivitas bawah laut	0	Tidak aktivitas bawah laut	0	Tidak aktivitas bawah laut	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles
Surge Potential	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP
Verifikasi Integritas	10	data metal los berkisar 0-10%	10	data metal los berkisar 0-10%	10	data metal los berkisar 0-10%	10	data metal los berkisar 0-10%	10	data metal los berkisar 0-10%
Pergerakan Tanah	5	terjadi pergerakan tanah tetapi tidak mengganggu pipa	5	terjadi pergerakan tanah tetapi tidak mengganggu pipa	5	terjadi pergerakan tanah tetapi tidak mengganggu pipa	5	terjadi pergerakan tanah tetapi tidak mengganggu pipa	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW
Total skor	32		32		32		37		42	

TABEL PENILAIAN DESAIGN 14-CPP-ORF-06 s/d 14-CPP-ORF-10

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-06		14-CPP-ORF-07		14-CPP-ORF-08		14-CPP-ORF-09		14-CPP-ORF-10	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Safety factor	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%	7	tebal actual 0.77536 ; penambahan beban luar 0.8769 atau 16%
Fatigue Akibat Beban Luar	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles	5	10-30 Ton , 1000-10000 cycles
Surge Potential	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP	10	surge potensial yang terjadi lebih besar 10% dari MOP
Verifikasi Integritas	10	data metal los berkisar 0- 10%	10	data metal los berkisar 0- 10%	10	data metal los berkisar 0- 10%	10	data metal los berkisar 0- 10%	10	data metal los berkisar 0- 10%
Pergerakan Tanah	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW	10	tidak ada riwayat terjadi pergerakan tanah disekitar ROW
Total skor	42		42		42		42		42	

TABEL PENILAIAN INCORRECT OPERATION 14-CPP-ORF-01 s/d 14-CPP-ORF-05

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-01		14-CPP-ORF-02		14-CPP-ORF-03		14-CPP-ORF-04		14-CPP-ORF-05	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Desain										
1. hazard identifikasi	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti
2. potensi MOP	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724
3. sistim keamanan	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik
4. pemilihan material	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail
5. pemeriksaan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan
Konstruksi										
1. inspeksi	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap
2. material	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi
3. joining	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh
4. backfill	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling
5. handling	2	penyimpanana material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanana material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanana material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanana material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanana material dan komponen pipa terawat dengan baik
6. coating	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50,80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50,80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50,80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50,80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50,80 mm

Operasi												
1. prosedur	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik
2. SCDA / communication	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA
3. drug testing	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui
4. program keselamatan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan
5. survey/maps/record	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur	5	survey ,maps, dan record telah terorganisasi dengan teratur
6. training	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa
7. mechanical error preventers	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock sequence programand computer permissives
Maintenance												
1. dokumentasi	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik
2. schedule	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin
3. prosedur	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat
Total skor	86		86		86		86		86		86	

TABEL PENILAIAN INCORRECT OPERATION 14-CPP-ORF-06 s/d 14-CPP-ORF-10

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-06		14-CPP-ORF-07		14-CPP-ORF-08		14-CPP-ORF-09		14-CPP-ORF-10	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
Desain										
1. hazard identifikasi	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti	4	analisa identifikasi bahaya dilakukan oleh evaluator secara teliti
2. potensi MOP	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724	12	tekanan MOP 850 psi, tekanan operasi 724
3. sistim keamanan	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik	2	komitment operator pipa untuk melakukan program keamanan baik
4. pemilihan material	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail	0	pengetahuan komponen material pipa tidak diketahui secara detail
5. pemeriksaan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan	2	dalam proses desain dilakukan pengawasan
Konstruksi										
1. inspeksi	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap	4	kelengkapan data pengawasan dan cacatan selama operasi pipa lengkap
2. material	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi	2	material yang digunakan sesuai dengan spesifikasi
3. joining	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh	2	pemeriksaan pada sambungan pipa secara menyeluruh
4. backfill	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling	2	operator pipa sudah terlatih tentang teknik backfilling
5. handling	2	penyimpanan material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanan material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanan material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanan material dan komponen pipa terawat dengan baik	2	penyimpanan material dan komponen pipa terawat dengan baik
6. coating	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50.80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50.80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50.80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50.80 mm	2	pelapisan asphalt 6 mm, concrete 50.80 mm

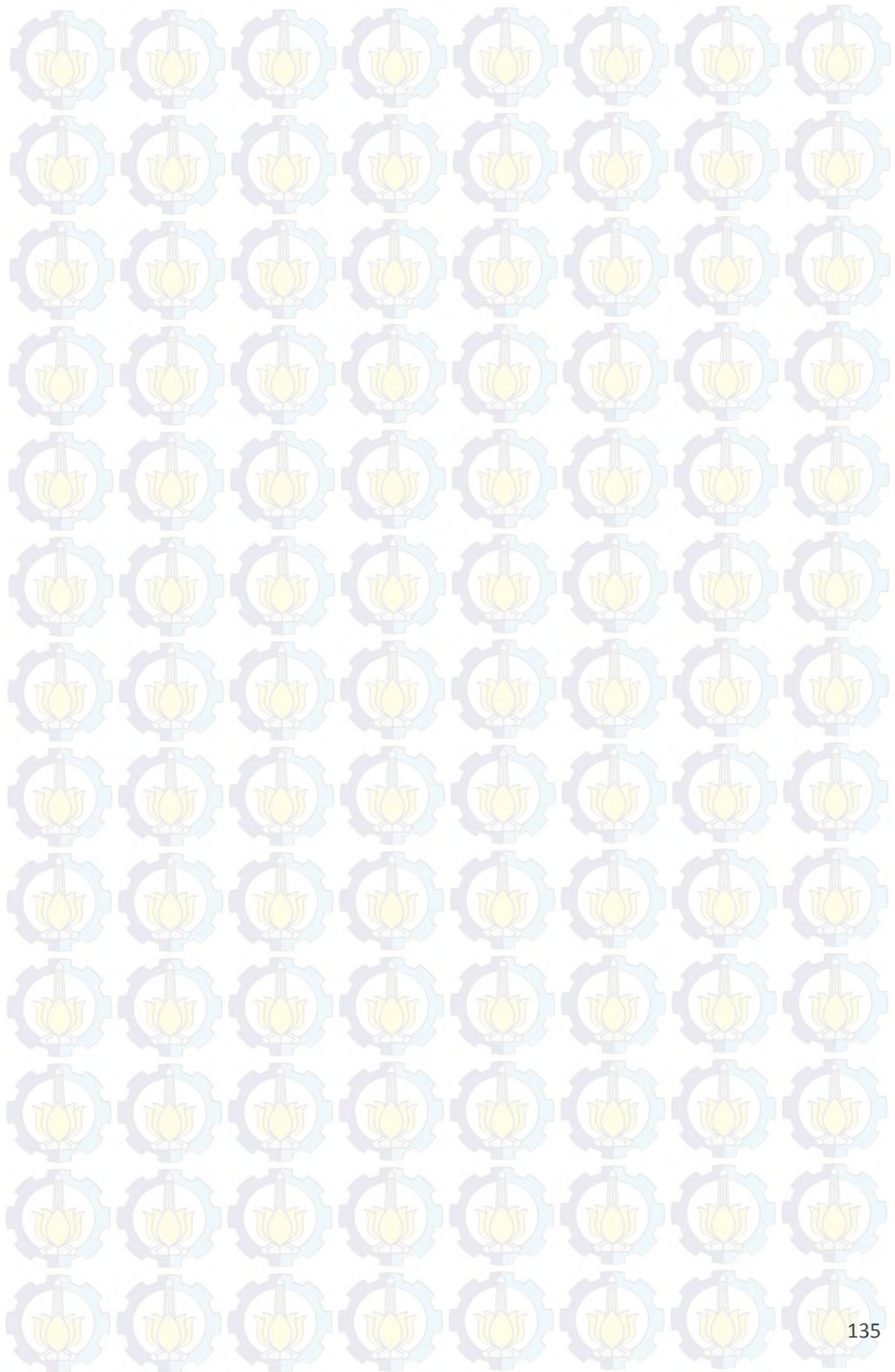
Operasi						
1. prosedur	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik	7	prosedur semua pengoperasian baik
2. SCDA / communication	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA	3	sudah dilengkapi sistem SCDA
3. drug testing	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui	0	tidak diketahui
4. program keselamatan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan	2	dilengkapi dengan program keamanan
5. survey/maps/record	5	survey,maps, dan record telah teroganisasi dengan teratur	5	survey,maps, dan record telah teroganisasi dengan teratur	5	survey,maps, dan record telah teroganisasi dengan teratur
6. training	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa	10	pelatihan pencegahan kegagalan pipa
7. mechanical error preventers	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock squence program,and computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock squence program,and computer permissives	10	dilengkapi three-way valve,lock of device,key-lock squence program,and computer permissives
Maintenance						
1. dokumentasi	2	dilengkapi mamajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik	2	dilengkapi manajemen dokumen yang baik
2. schedule	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi schedule perawatan yang rutin	3	dilengkapi'schedule perawatan yang rutin
3. prosedur	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat	10	melaksanakan prosedur yang telah dibuat
Total skor	86		86		86	

TABEL PENILAIAN LEAK IMPACT FACTOR 14-CPP-ORF-01 s/d 14-CPP-ORF-05

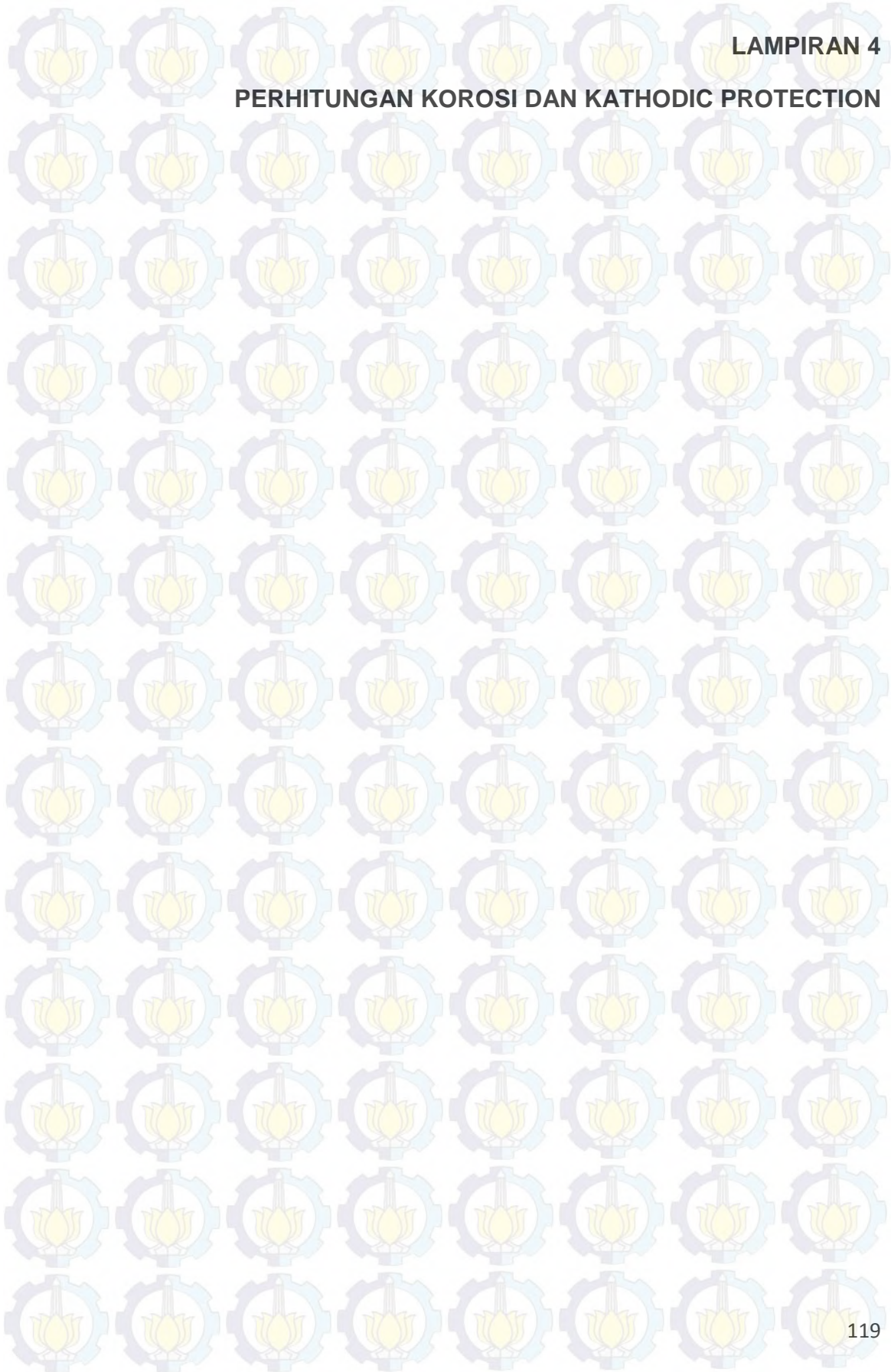
Komponen Nilai	14-CPP-ORF-01		14-CPP-ORF-02		14-CPP-ORF-03		14-CPP-ORF-04		14-CPP-ORF-05	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
A. Product Hazard	7		7		7		7		7	
- Acute Hazard	5		5		5		5		5	
flammability	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)
reactivity	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)
toxicity	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)
- Chronic Hazard (RQ)	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000
B. Leak Volume	1	maximum yield strength 60% operational	1	maximum yield strength 60% operational	1	maximum yield strength 60% operational	1	maximum yield strength 60% operational	1	maximum yield strength 60% operational
C. Dispersion	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft
D. Receptors	12		12		12		12		12	
- Population Density	10	high density	10	high density	10	high density	10	industri	10	industri
- Environment issue	2	comercial heavy	2	comercial heavy	2	comercial heavy	2	comercial heavy	0	comercial heavy
- High Value area	0	none	0	none	0	none	0	busy harbor	4	busy harbor
Total skor	84		84		84		98		98	

TABEL PENILAIAN LEAK IMPACT FACTOR 14-CPP-ORF-06 s/d 14-CPP-ORF-10

Komponen Nilai	14-CPP-ORF-06		14-CPP-ORF-07		14-CPP-ORF-08		14-CPP-ORF-09		14-CPP-ORF-10	
	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan	Bb	Keterangan
A. Product Hazard										
- Acute Hazard										
f lammability	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)	4	temperature flash point 136.45 °F (100° F < FP < 200 °F)
reactivity	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)	0	normal pressure 724 psi; Nr untuk methane 0 (appendix A)
t oxicity	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)	1	Nh untuk product methane (Appendix A)
- Chronic Hazard										
	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000	2	RQ methane 5000
B. Leak Volume										
	1	maximum yield strength 60% operasional	1	maximum yield strength 60% operasional	1	maximum yield strength 60% operasional	1	maximum yield strength 60% operasional	1	maximum yield strength 60% operasional
C. Dispersion										
	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft	1	radius dispersion 258.04 ft
D. Receptors										
- Populasi Density	15.5		15		16.7		13.6		13	
- Environment issue	10	daerah perumahan residential heavy	10	daerah perumahan residential heavy	10	daerah perumahan residential medium	10	kawasan industrial residential medium future	10	kawasan industrial rural
- High Value area	2		2		1.7		1.6		1	
	3.5	industrial center	3	highway	5	daerah penduduk,sekolah	2	other	2	other
Total Skor	108.5		105		117		95.2		91	



PERHITUNGAN KOROSI DAN KATHODIC PROTECTION



TABEL CORROSION RATE, REMAINING LIFE, AND CURRENT MAWP

No	Pipeline	Line Segmnet ID	Thickness Test Spot Location	Corrosion Rate		Current Remaining Life years	Pcorr B.31.G	
				mm/year	mpy		psi	Mpa
1	14" GAS PIPELINE From KE-5CPP to ORF	14 - CPP - ORF-01	Straight Pipe	0	0	> 20	1595.7	11
		14 - CPP - ORF-10	Elbow	0.02	0.69	> 20	2042.9	14.1

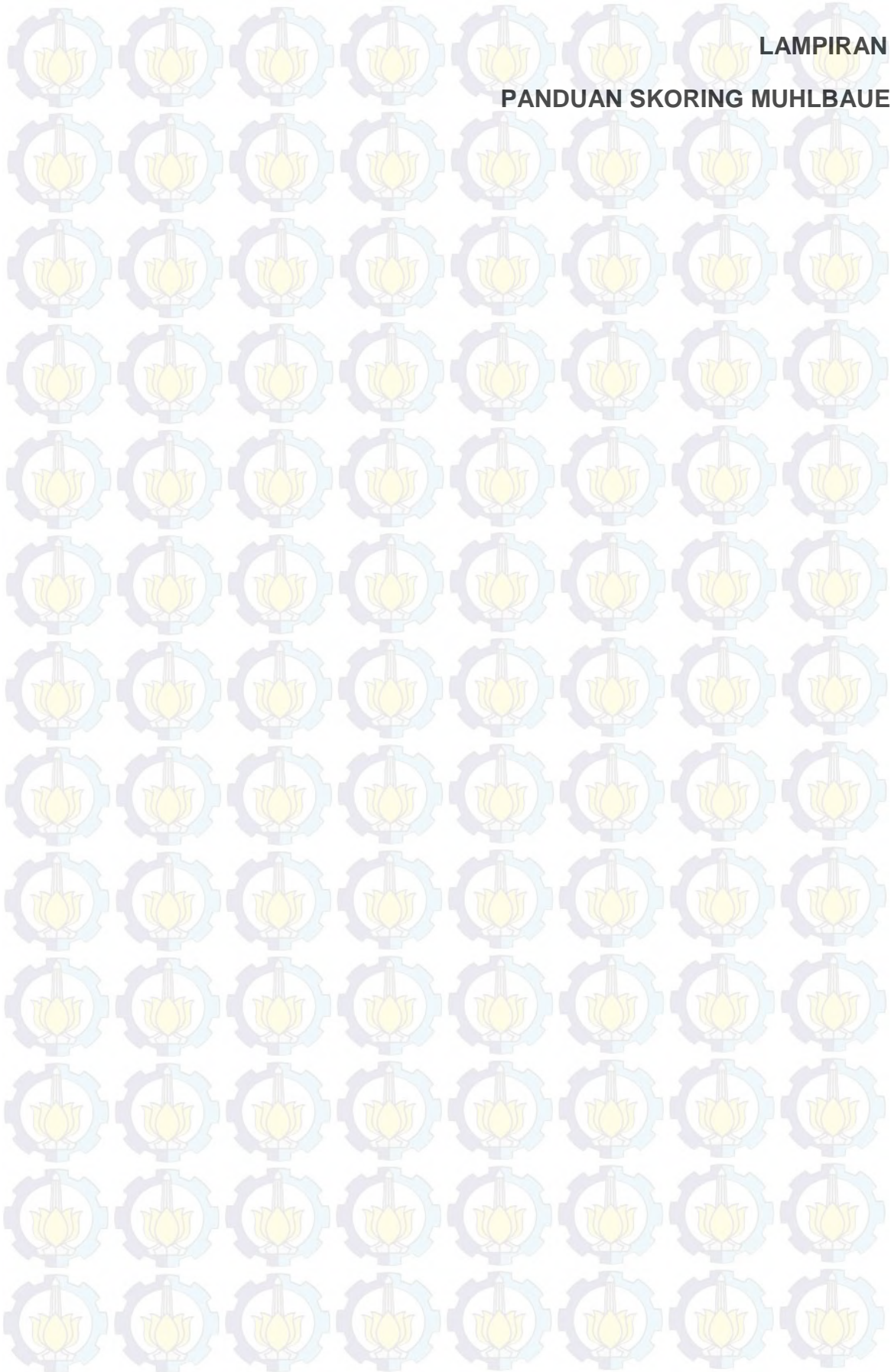
TABEL EXTERNAL CORROSION AND COATING CONDITION

No	Pipeline	Line Segmnet ID	Location Description	Ext Corrsion Appearance	Coating Condition
1	14" GAS PIPELINE From KE-5CPP to ORF	14 - CPP - ORF-01	Riser at KE-CPP	None	Good
		14 - CPP - ORF-10	Exposed Segment at ORF	None	Good

TABEL CATHODIC PROTECTION (CP) READING

No	Pipeline	Line Segmnet ID	CP Reading			
			a	b	c	d
1	14" GAS PIPELINE From KE-5 CPP to ORF	14-CPP-ORF-01	-883	N/A	N/A	N/A
		14-CPP-ORF-02	N/A	N/A	N/A	N/A
		14-CPP-ORF-03	N/A	N/A	N/A	N/A
		14-CPP-ORF-04	N/A	N/A	N/A	N/A
		14-CPP-ORF-05	-912	-919	-942	N/A
		14-CPP-ORF-06	-942	-859	-840	-788
		14-CPP-ORF-07	-788	-817	-768	-926
		14-CPP-ORF-08	-926	-918	-835	N/A
		14-CPP-ORF-09	-835	-862	-820	-927
		14-CPP-ORF-10	-927	N/A	N/A	N/A

LAMPIRAN 3
PANDUAN SKORING MUHLBAUER



TABEL PANDUAN SKORING MULBAUER

Index	Y	N
Pipe Cassing	8	0
Concrete Slab	8	0
warming tape	2	0
warming Mesh	2	0
Aboveground facilities	0	10
Facilities more than 200 ft from vehicles	5	0
Area surrounded by 6 ft chain link fence	2	0
Protective railing (4 “ .steel pipe or better)	3	0
Trees (12 “ in diameter), wall, or other subtansional structure (s) between vehicles and facility	4	0
Dicth (minimum 4 ft depth/width) between vehicles and facility	3	0
Sign (warning), no trespassing, hazard etc	1	0
Line locating		
effectiveness	6	0
Proven record of efficiency and reliability	2	0
Widely advertised and well known in community	2	0
Meets minimum ULCCA standards	2	0
Appropriate reaction to call	5	0
Maps and records	4	0
public education program		
mailouts	2	0
Meeting with public officials once per year	2	0
Meeting with local contractors/excavators once per year	2	0
Regulation education programs for community groups	2	0
Door to door contact with adjacement residents	4	0
Mailouts to contractor/excavators	2	0
Advertaicements in contractor utility plublication once year	1	0

TABEL PANDUAN SKORING MULBAUER

Index	Y	N
Internal Monitoring	2	0
Inhibitor Injection	4	0
Not need	10	0
Internal Coating	5	0
Operational Current	3	0
Pigging	3	0
Shielding	1	0
Telluric Current	1	0
DC Rail	3	0
Foreign Line	3	0
Documented minimum requirement	2	0
Testing	2	0
Product Characteristic	0.5	0
Pipeline Material Stress	0.5	0
Pipeline Corrosion	0.5	0
Control and Operation	0.5	0
Maintenance	0.5	0
Emergency Drill	0.5	0
Job Procedure	2	0
Schedule Retraining	1	0
Three way valve with dual instrumentation	4	0
Lock-out device	2	0
Key-lock sequence programs	2	0
Computer permisives	2	0
Highlighting of critical instrument	1	0
Documentation	2	0
Schedule	3	0
Procedure	10	0

TABEL PANDUAN SKORING MULBAUER

Index	Y	N
Contruction	2	0
Fatigue	0	15
Check	2	0
Verification	10	0
Material	2	0
Joining	2	0
Backfill	2	0
Handing	2	0
Coating	2	0
Hazard Identification	4	0
Procedures	7	0
SCADA/Communication	3	0
Drug Testing	2	0
Safety Programs	2	0
Survey/Maps/Records	5	0

TABEL PANDUAN SKORING MULBAUER MULTI CRITERIA

Index	Mark	Criteria	Score
Concrete Coating (CC)	a	a. Thickness of CC = 0 in	0
	b	b. Thickness of CC = 2 in	2.67
	c	c. Thickness of CC = 4 in	4
Dept Below Water Surface (DBWS)	a	a. DBWS = 0 - 5 feet	0
	b	b. DBWS = 5 - max anchor depth	3
	c	c. DBWS = > max anchor depth	7
Dept Below Bottom of Water Surface (DBBWS)	a	a. DBBWS = 0 - 2 feet	0
	b	b. DBBWS = 2 - 3 feet	3
	c	c. DBBWS = 3 - 5 feet	5
	d	d. DBBWS = 5 - max dredge depth	7
	e	e. DBBWS = > max dredge depth	10
Concrete Coating Under Water (CCUW)	a	a. CCUW = none	0
	b	b. CCUW = min 1 inches	5

Index	Mark	Criteria	Score
Activity Level (AL)	H	High	0
	M	Medium	8
	L	Low	15
	N	None	20
RoW Condition (RWC)	a	Excellent	5
	b	Good	3
	c	Average	2
	d	Bellow Average	1
	e	Poor	0
Index	Mark	Criteria	Score
Patrol Frequency (PF)	a	PF = Daily	15
	b	PF = Four day per week	12
	c	PF = Three day per week	10
	d	PF = Two day per week	8
	e	PF = Once per week	6
	f	PF = Less than four times per month/ more than once per month	4
	g	PF = Less than once per month	2
	h	Never	0
Atmospheric Exposures (AE)	a	AE = Air/water interface	0
	b	AE = casing	1
	c	AE = insulation	2
	d	AE = Supports/hangers	2
	e	AE = Ground/Air interface	3
	f	AE = Other exposure	4
	g	AE = None	5
	h	AE = Multiple occurrence detractor	-1
Atmospheric Type (AT)	a	AT = Chemical and Marine	0
	b	AT = Chemical and High Humidity	0.5
	c	AT = Marine, Swamp, Coastal	0.8
	d	AT = High Humidity and High Temperature	1.2
	e	AT = Chemical and Low Humidity	1.6
	f	AT = Low Humidity and Low Temperature	2
	g	AT = No Exposure	2

Index	Mark	Criteria	Score
Atmospheric Coating (AC)	a	AC = Good	3
	b	AC = Fair	2
	c	AC = Poor	1
	d	AC = Absent	0
Product Corrosivity (PC)	a	PC = Strong Corrosive	0
	b	PC = Midly Corrosive	3
	c	PC = Corrosive Under Special Condition	7
	d	PC = Never Corrosive	10
Soil Corrosivity (SC)	a	Soil Resistivity = < 1000 ohm - cm	0
		[SC = high; CR = 12]	
	b	Soil Resistivity = 1000 - 15000 ohm - cm	7.5
		[SC = medium; CR = 6]	
	c	Soil Resistivity = >15000 ohm - cm	15
		[SC = low; CR = 3]	
d	Soil Resistivity = Not Know	0	
	[SC = high]		

Index	Mark	Criteria	Score
Safety Factor (SF)	a	$SF = t < 1.0$	-10
	b	$SF = 1.0 < t < 1.1$	3.5
	c	$SF = 1.11 < t < 1.2$	7
	d	$SF = 1.21 < t < 1.4$	14
	e	$SF = 1.41 < t < 1.6$	21
	f	$SF = 1.61 < t < 1.8$	28
	g	$SF = t > 1.8$	35
Surge Potential (SP)	a	SP = High Probability Surge greate than 10 % MOP	0
	b	Low Probability	5
	c	Imposible	10

Index	Mark	Criteria	Score
Land Movement (LM)	a	LM = High	0
	b	LM = Medium	5
	c	LM = Low	10
	d	LM = None	15
	e	LM = Unknown	0
Safety System (SS)	a	SS = No Safety Device Present	0
	b	SS = On site, one level only	3
	c	SS = On site, two or more levels	6
	d	SS = Remote, observation only	1
	e	SS = Remote, observation and control	3
	f	SS = Non-owned active witnessing	-2
	g	SS = Non-owned no involvement	-3
	j	SS = Safety systems not needed	10
Mechanical Corrosion		If. Operating stress > 60% specifield minimum yield strength operating temperature > 100° F distance from compresor station < 20 miles 0 Age > 10 years	
	No	Coating system other than fusion bonded epoxy (FBT)	5
	Yes	None	0
CP Efectiness		If. Enaough elektromotive force is provided to effectively negate enough evidence is gathered, at appropriate times. To ensure any corrosion potential that the system is working properly minimum - 850 mVolt Annual Survey	
	Yes	Pro sented amarded	15
	No	None	0
AC Related		If. Pipeline near AC power transmission facilities	
	a	AC Power is 1000 ft of the pipeline	3
	b	AC power is nearby, but preventive meassures are being used to protection	2
	c	AC is power nearby, but no preventive action being used to protection	0

Index	Mark	Criteria	Score
Coating Fitness Coating (CFC)	a	CFC = Good	5
	b	CFC = Fair	3
	c	CFC = Poor	2
	d	CFC = Absent	0
Coating Fitness Application (CFA)	a	CFA = Good	5
	b	CFA = Fair	3
	c	CFA = Poor	2
	d	CFA = Absent	0
Coating Condition Coating (CCC)	a	CCC = Good	8
	b	CCC = Fair	6
	c	CCC = Poor	3
	d	CCC = Absent	0
Coating Condition Application (CCA)	a	CCA = Good	7
	b	CCA = Fair	5
	c	CCA = Poor	2
	d	CCA = Absent	0
Mechanical Corrosion	Yes	If. Operating stress > 60% specified minimum yield strength operating temperature > 100° F distance from compressor station < 20 miles 0 Age > 10 years Coating system other than fusion bonded epoxy (FBT)	5
	No	None	0

Enviroment sensitivity description	Score
Daerah konservasi spesies yang terancam punah	0.9
Daerah rawa air tawar dan rawa air asin	0.8
Kerusakan tambahan yang signifikan karena sulit akses dan perbaikan	0.7
Daerah pantai berbatu dan sungai	0.6
Daerah pantai berpasir,dekat sungai,topografi dispersi berpotensi kerusakan serius	0.5
Daerah pantai kasar, hutan, dan taman nasional	0.4
Daerah pantai pasir halus dan abrasi	0.3
Daerah pantai bergelombang besar	0.2
Daerah pantai berbatu dan bertebing	0.1
tidak ada kerusakan lingkungan yang luar biasa	0

General Population Category	Score
commercial	10
high density	10
industrial	10
residensial	10
rural	5
Special Population Category	Score
apartemen/townhomes	10
hospital	10
multifamily,trailer park	8
residential backyard	9
residential backyard (fenced)	9
roadway	5
shcool	9

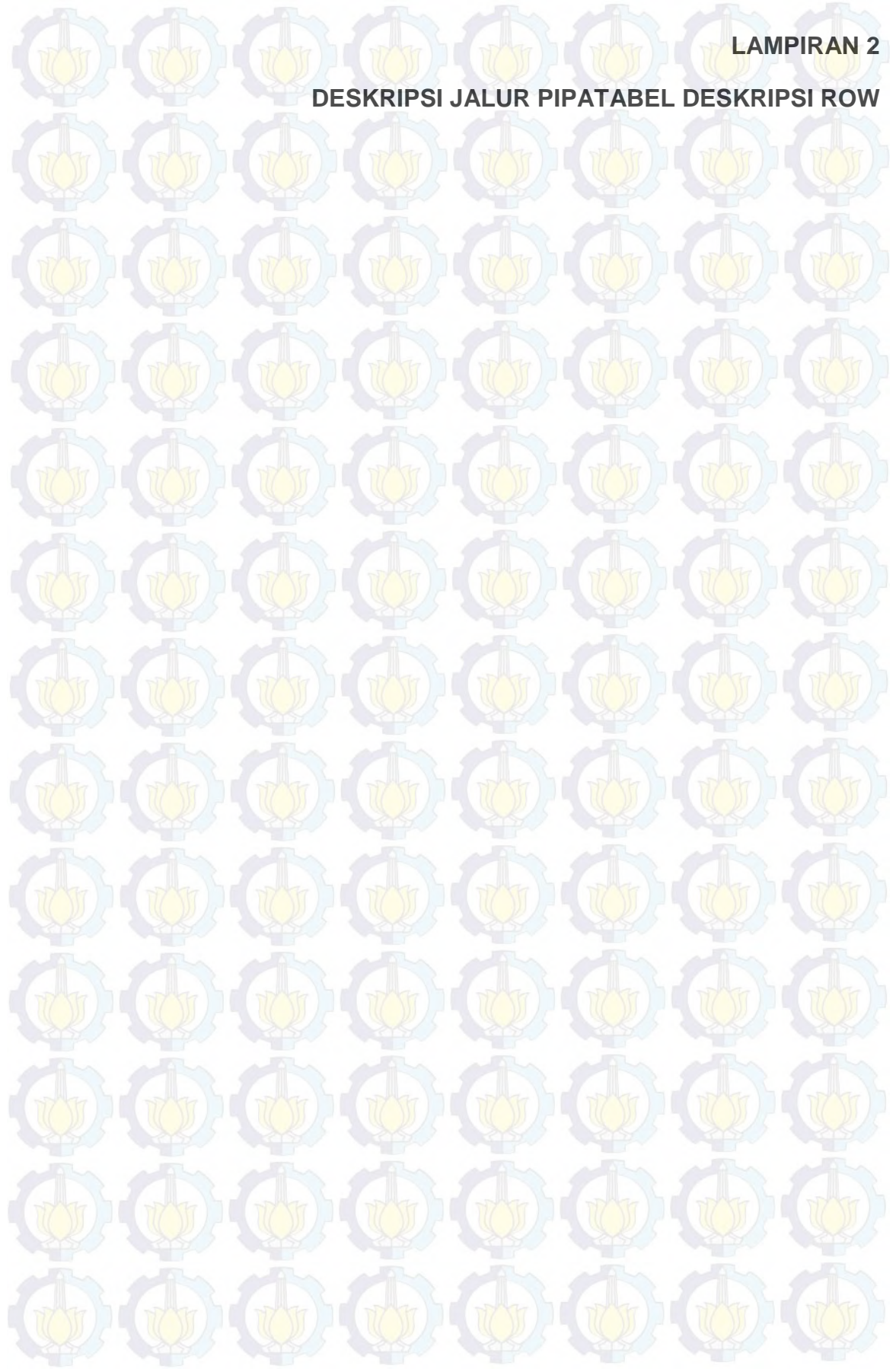
**TABEL PENILAIAN BAHAYA PRODUK DISALURKAN PIPA MENURUT
NFPA DAN CERCLA**

Nama Produk	Titik Didih (Boilling Point)	Bahaya Kesehatan	Bahaya Kebakaran	Bahaya Reaktivitas	Bahaya Kronik
	(°F)	(Nh)	(Nf)	(Nr)	(nilai RQ)
Benzene	176	2	3	0	8
Butadiene	24	2	4	2	10
Butane	31	1	4	0	2 ²
Carbon monoxide	-314	2	4	0	2
Chlorine		3	0	0	8
Ethane	-128	1	4	0	2
Ethyl alkohol	173	0	3	0	4
Ethyl benzene	277	2	3	0	4
Ethylene	-155	1	4	2	2
Ethylene glycol	387	1	1	0	6
Fuel oil	304-574	0	2	0	6
Gasoline	100-400	1	3	0	6
Hydrogen	-422	0	4	0	0
Hydrogen sulfide	-76	3	4	0	6
Iso butane	11	1	4	0	2 ²
Iso pentane	82	1	4	0	6
Jet fuel B		1	3	0	6
Jet fuel A dan Ai		0	2	0	6
Kerosine	304-574	0	2	0	6
Methane	-259	1	4	0	2
Mineral oil	680	0	1	0	6
Naptanele	424	2	2	0	6
Nitrogen		0	0	0	0
Petroleum crude		1	3	0	6
Propane	-44	1	4	0	2
Propylene	-53	1	4	1	2
Toluene	231	2	3	0	4
Vinyl chlorida	7	2	4	1	10
Water	212	0	0	0	0

sumber US, 2006 PIPELINE AND HAZARD MATERIALS SAFETY
ADMINISTRATION, PHMSA, USA

LAMPIRAN 2

DESKRIPSI JALUR PIPATABEL DESKRIPSI ROW

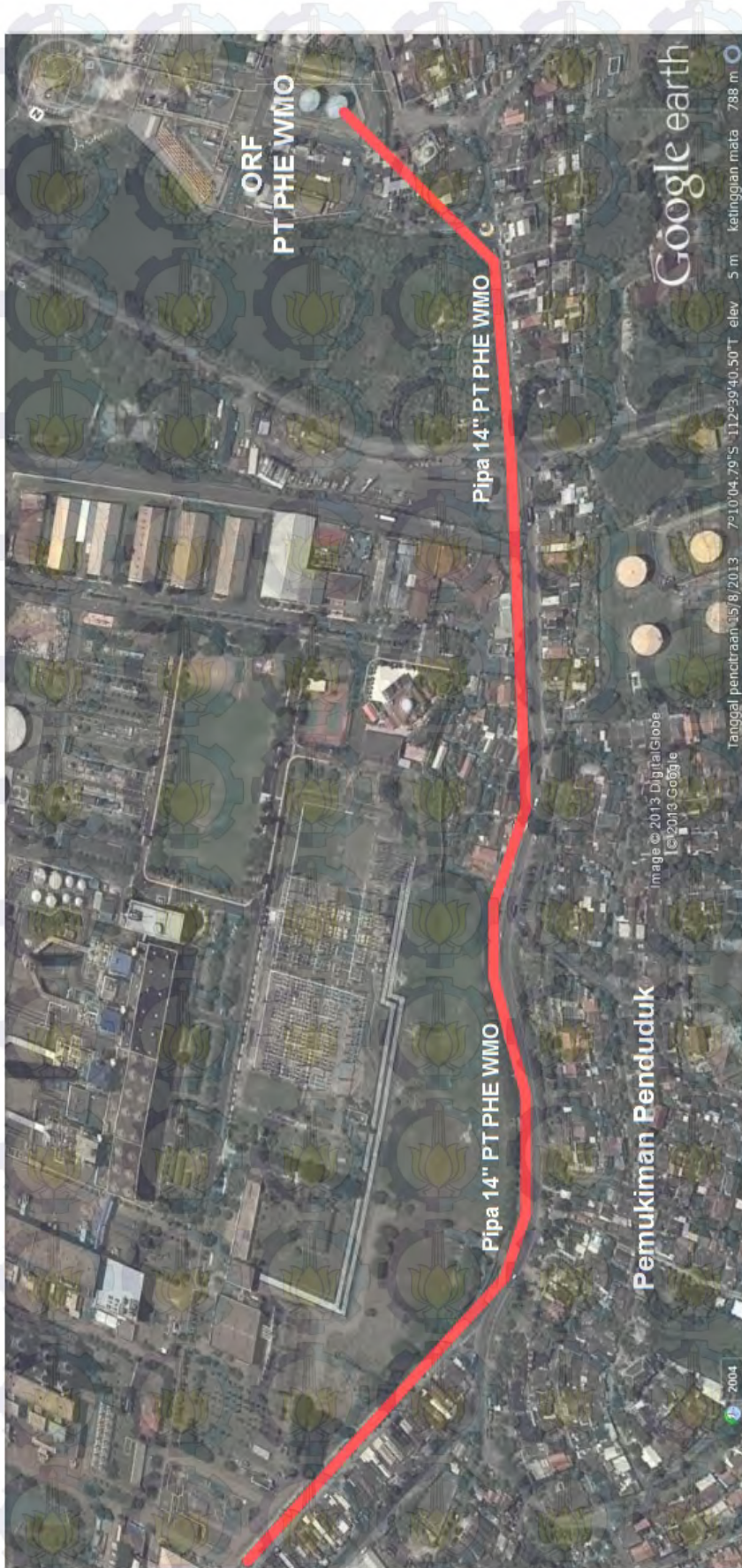


TABEL DESKRIPSI JALUR PIPELINE

Segmentasi ID	From	To	Remarks	Position / Average water Depth (m)	RoW Description
14-CPP-ORF-01	KP 0 + 000	KP + 285	Offshore	50 - 55	High level lifting activity near platform, low to medium ship traffic, riser segment
14-CPP-ORF-02	KP 3 + 285	KP 27 + 320	Offshore	38 - 51	Pipeline on seabed, medium to high ship traffic
14-CPP-ORF-03	KP 27 + 320	KP 52 + 360	Offshore	27-Okt	Pipeline in 1.0 m deep trech, high ship traffic, high harbor activity
14-CPP-ORF-04	KP 52 + 360	Block Valve	Offshore	0 - 10	High level lifting activity near platform, low to medium ship traffic, riser segment
14-CPP-ORF-05	Block Valve	TS 1 - 04	Onshore	Underground	Harbor heavy commercial area, heavy residential area (class 4), aboveground facility
14-CPP-ORF-06	TS 1 - 04	TS 1 - 07	Onshore	Underground	Asphalt Plant, medium commercial area, heavy residential area (Class 4), sewer line crossing, road crossing
14-CPP-ORF-07	TS 1 - 07	TS 2 - 02	Onshore	Underground	Medium traffic road, heavy residential area (Class 4), close to 10" pipeline
14-CPP-ORF-08	TS 2 - 02	TS 2 - 04	Onshore	Underground	High road traffic, road crossing, mosque, heavy residential area, close to 10" pipeline
14-CPP-ORF-09	TS 2 - 04	TS 2 - 07	Onshore	Underground	High road traffic, pipeline under sewer line, road crossing, medium commercial area, lube drum storage
14-CPP-ORF-10	TS 2 - 07	ORF-Pig Receiver	Onshore	Aboveground	Aboveground facility, exposed pipeline, ORF office, and gas plant



Gambar Jalur Pipa Menuju ORR PT. PHE WMO
(Sumber google earth, 2013)



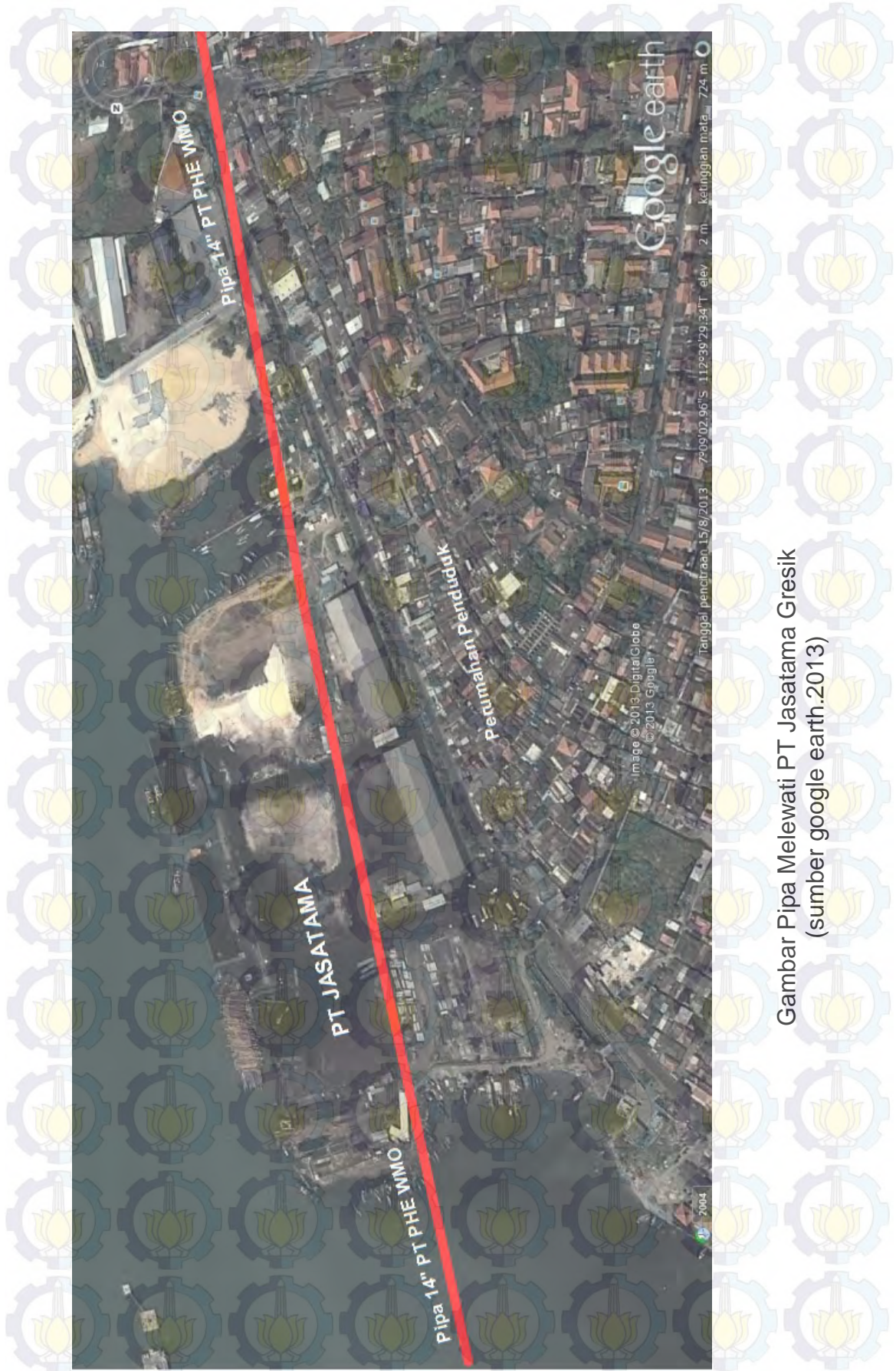
Gambar Pipa Melewati Perumahan Sidorukun Gresik
(sumber google earth.2013)



Gambar Pipa Melewati Jalan Harun Tohir
(sumber google earth.2013)



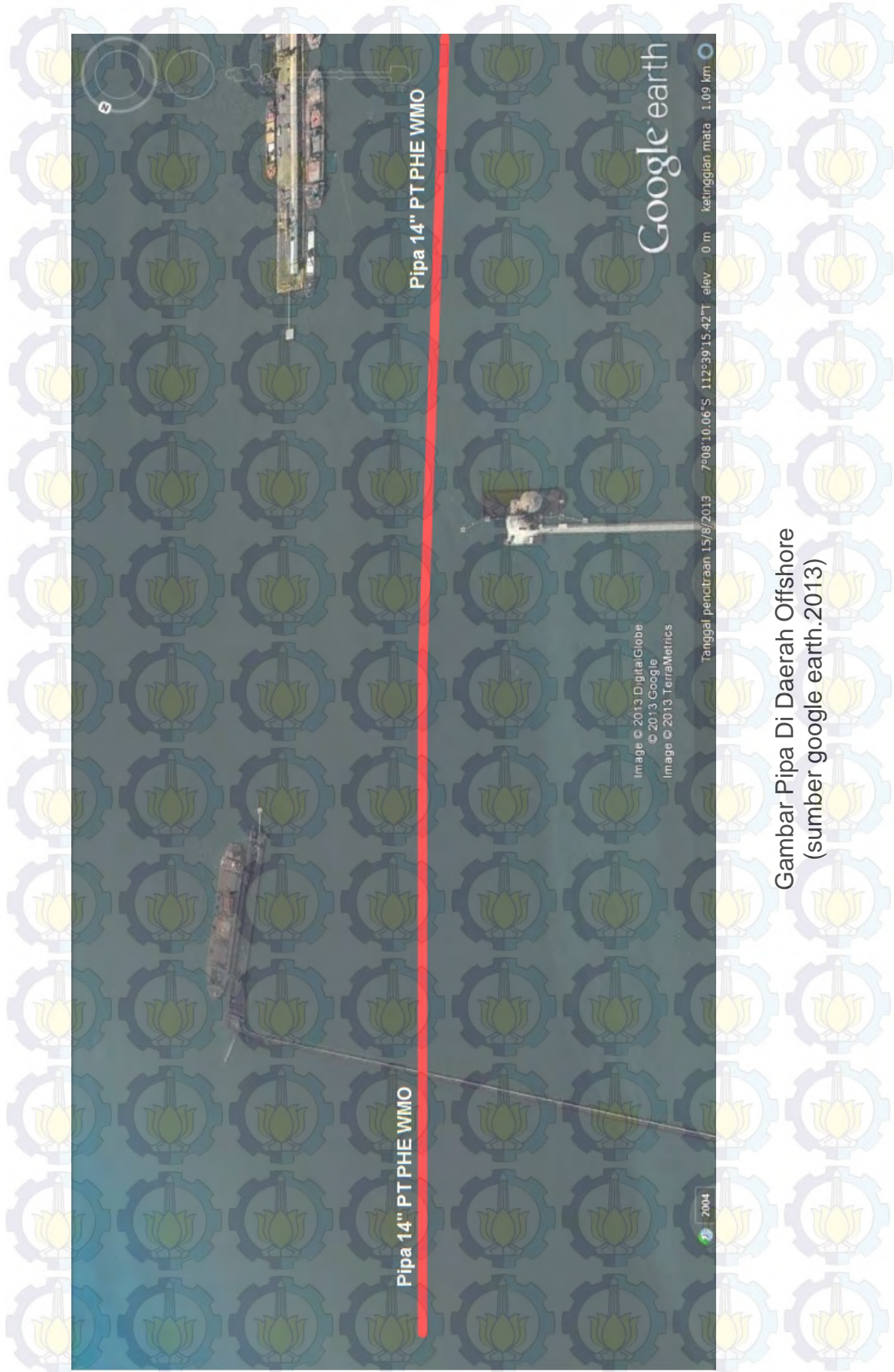
Gambar Pipa Melewati Pelra Gresik
(sumber google earth.2013)



Gambar Pipa Melewati PT Jasatama Gresik
(sumber google earth.2013)



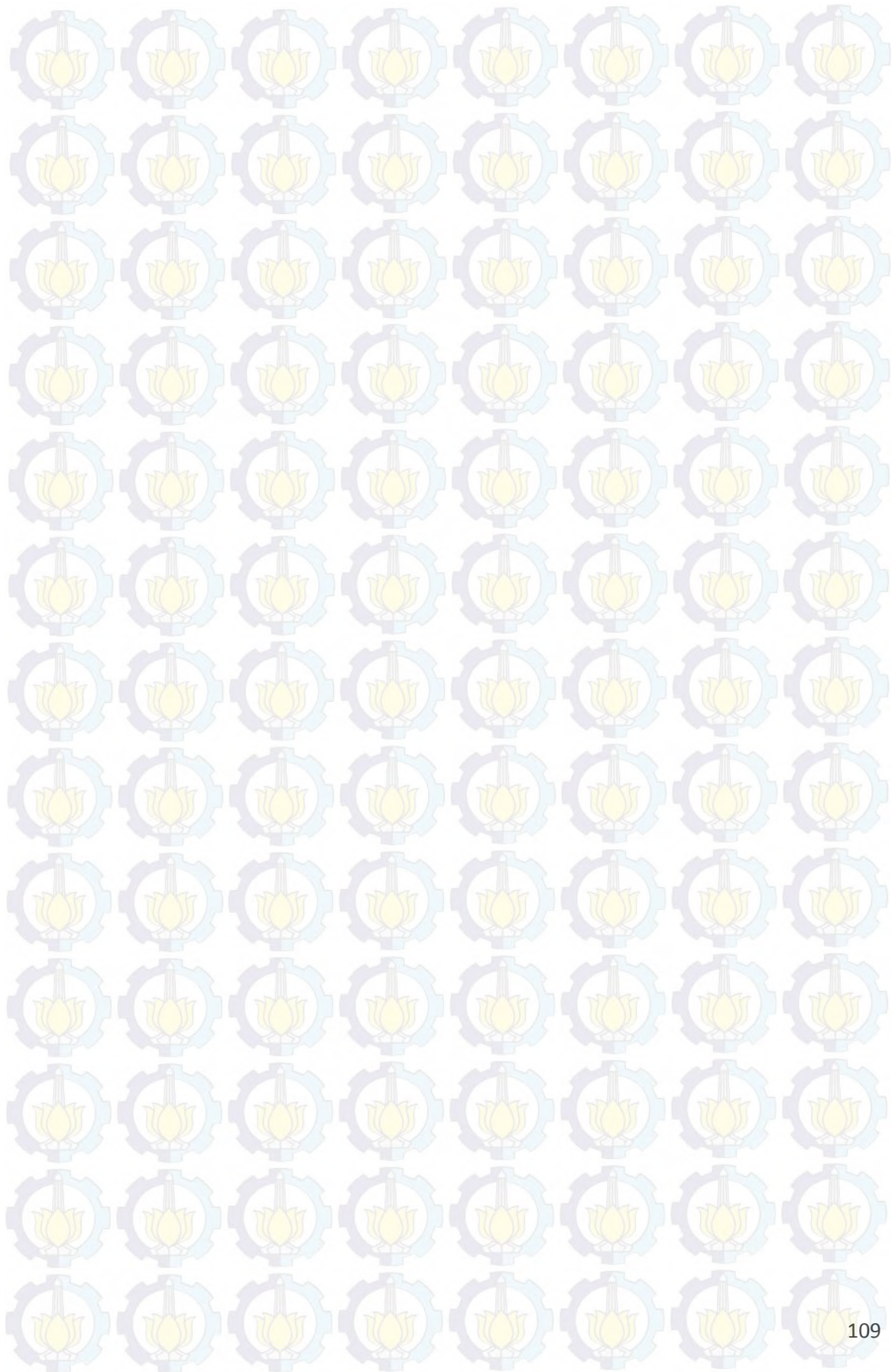
Gambar Pipa Melewati Jetty PT Petrokimia
(sumber google earth.2013)



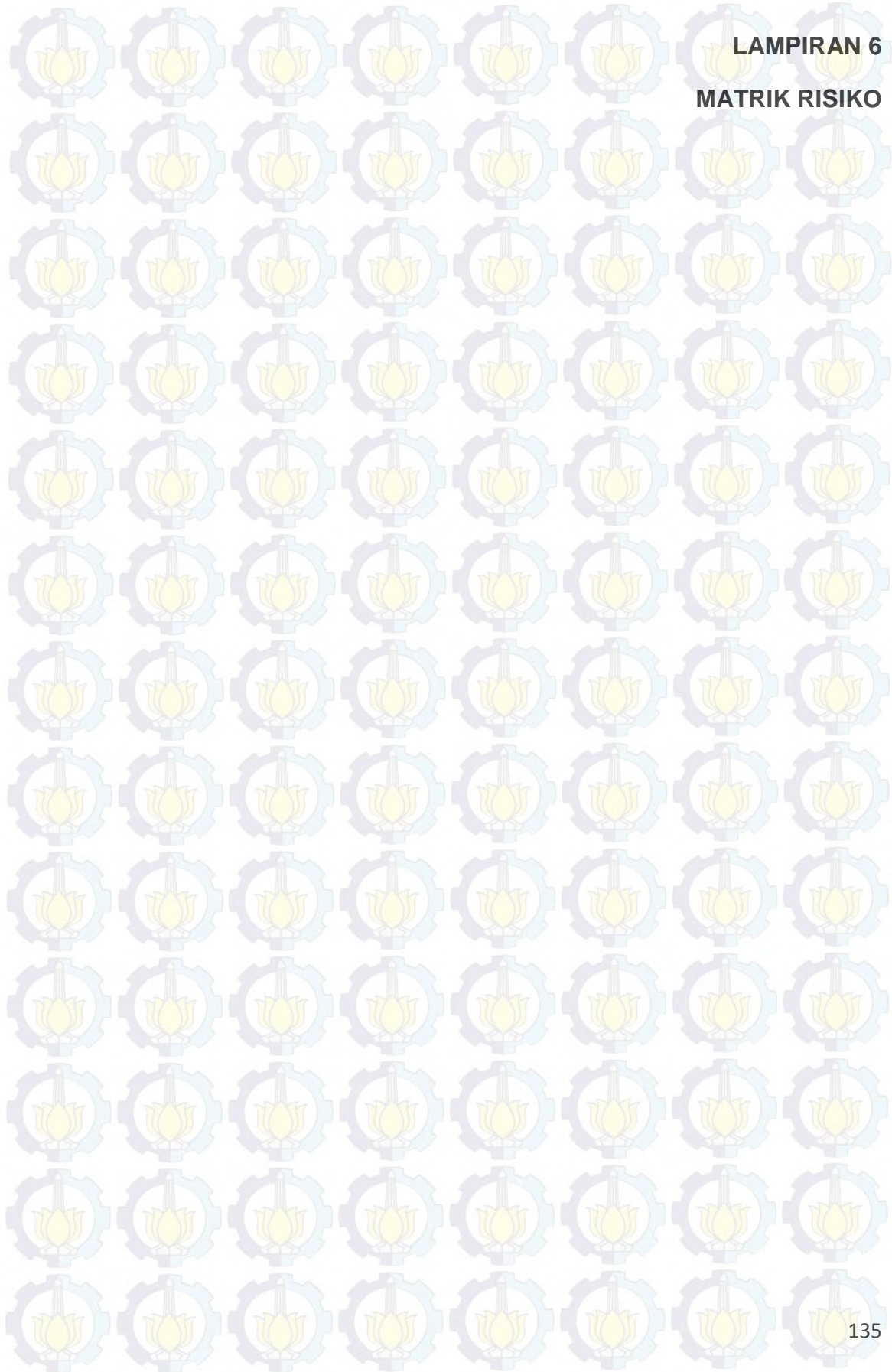
Gambar Pipa Di Daerah Offshore
(sumber google earth.2013)

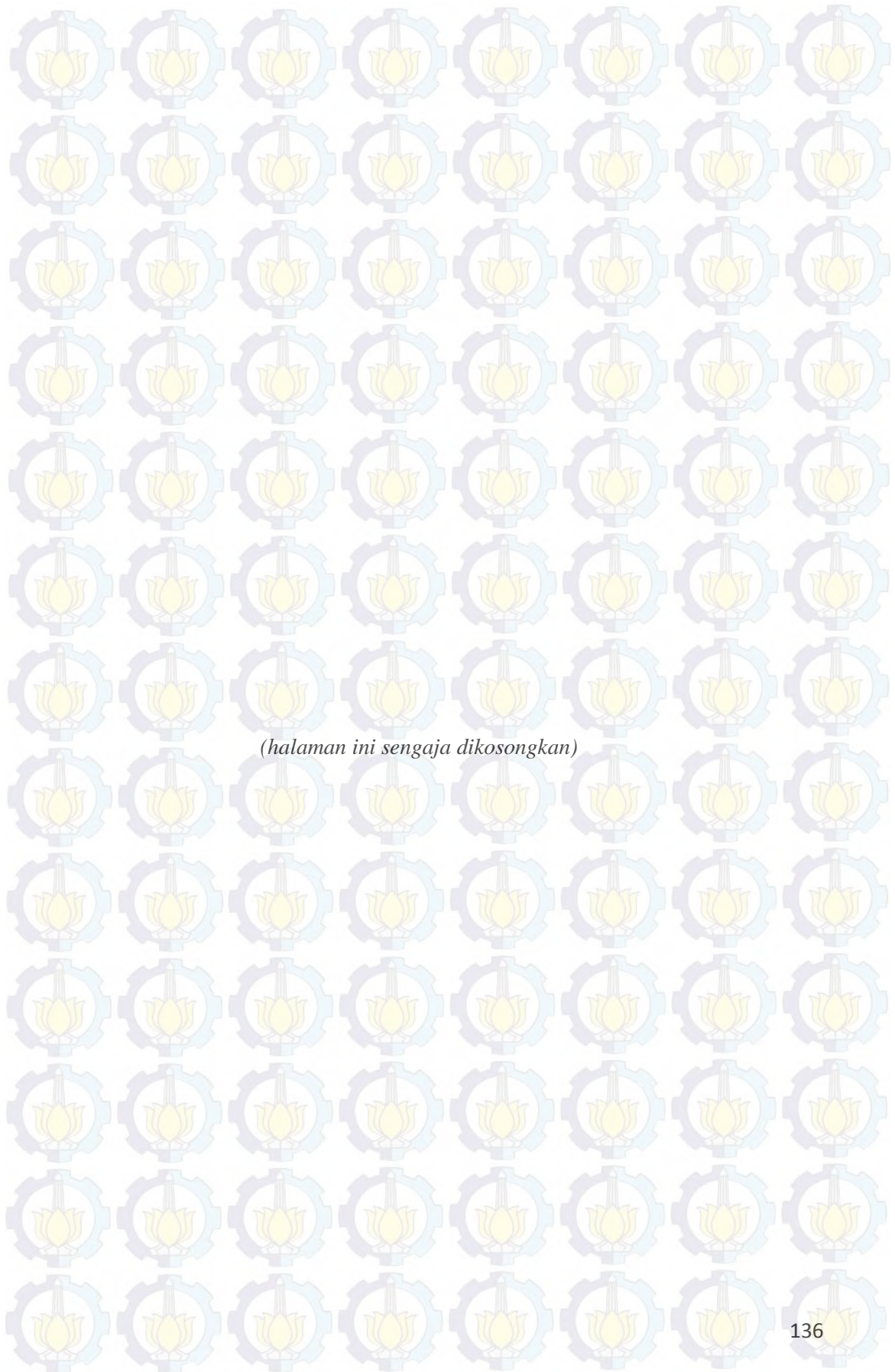


Gambar Pipa Di Daerah Offshore Menuju CPP
(sumber google earth.2013)

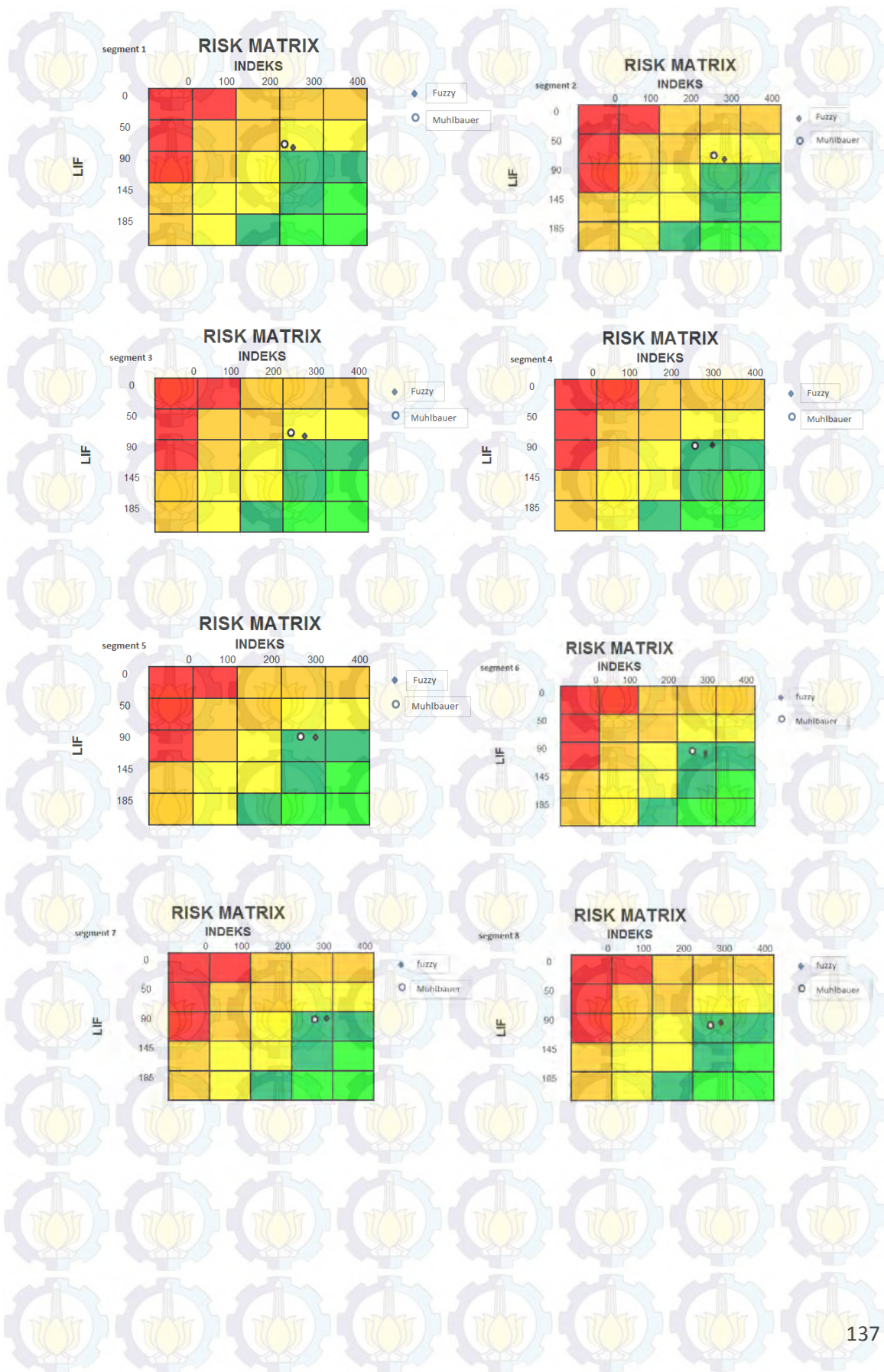


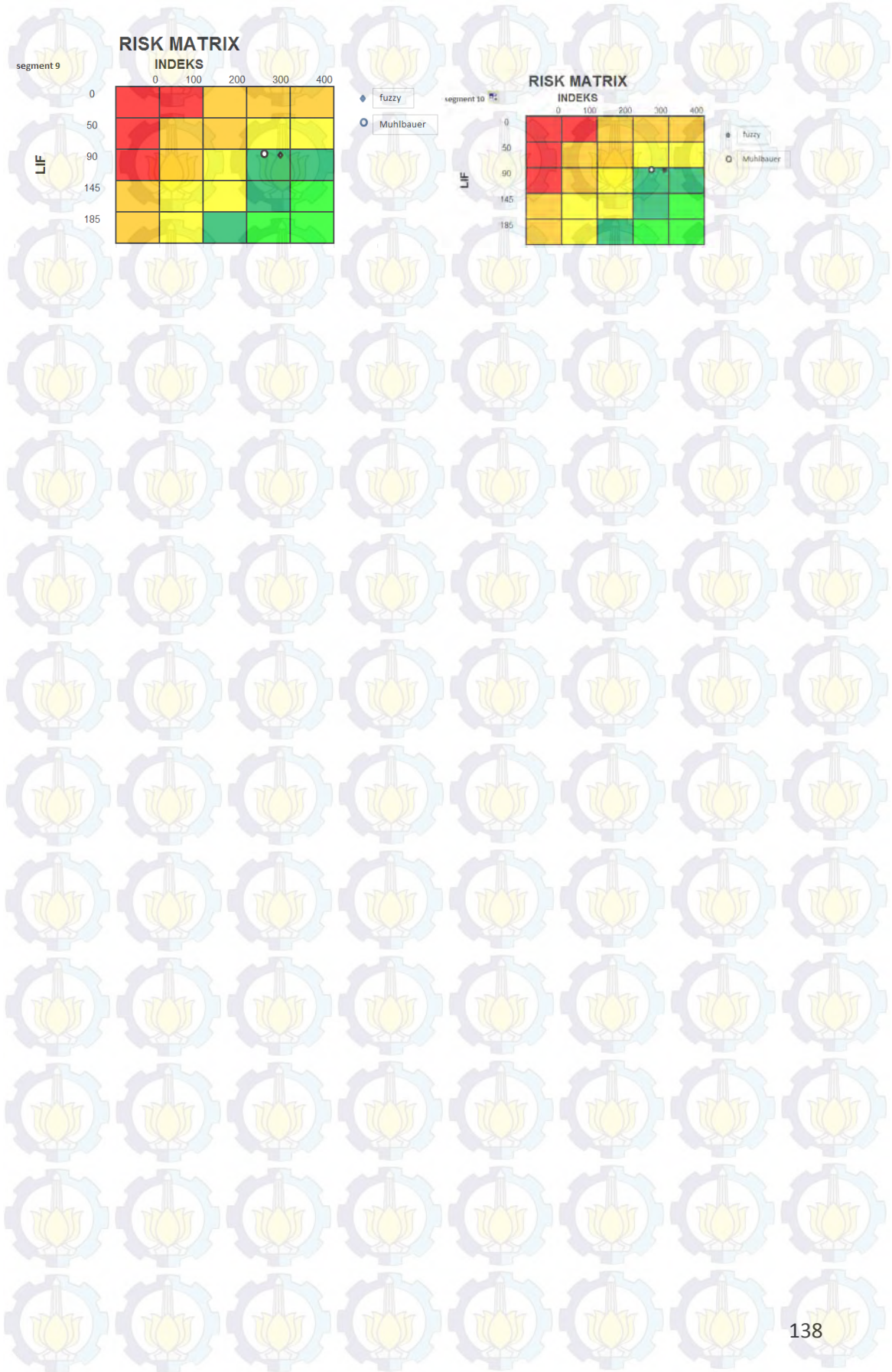
LAMPIRAN 6
MATRIK RISIKO





(halaman ini sengaja dikosongkan)





BIOGRAFI PENULIS



Penulis merupakan seorang pemuda yang lahir di kota Kendal pada tanggal 29 Maret 1986. Terlahir sebagai anak kedua dari dua bersaudara. Selama dua belas tahun menempuh pendidikan dari SD sampai SMA dilakukan di kota Kendal. Dimana perjalanan dunia pendidikan diawali semenjak masuk di SDN 01 Sendangdawung, berikutnya penulis melanjutkan ke SMP Negeri 03 Cepiring. Sampai pada tahun 2001 berhasil melanjutkan ke SMA PGRI 01 Kendal yang merupakan Sekolah favorit dan berhasil lulus pada tahun 2004. Berulah dalam menempuh pendidikan D3 penulis melanjutkan ke kota Semarang untuk kuliah di Universitas Diponegoro dengan Jurusan Diploma III Teknik Perkapalan Fakultas Teknik, mengambil tugas akhir perencanaan kapal general cargo 2500 DWT. Selesai pada tahun 2007 dengan IPK 3,4. Selanjutnya penulis bekerja di galangan kapal PT. Jananta Marina Indah Semarang, sebagai pengawas konstruksi divisi bangunan kapal baru. Pada tahun 2009 penulis melanjutkan kembali studinya, mengambil S1 di Universitas Diponegoro Semarang jurusan Teknik Perkapalan Fakultas Teknik. Dengan mengambil skripsi tentang Studi Kinerja Kapal Ikan dengan Alat Tangkap *Double Rig Twin Trawl*. Selesai pada tahun 2010 dengan IPK 3,34. Penulis merupakan orang berdedikasi tinggi dan selalu berani untuk bermimpi dan mewujudkannya di dalam hidupnya. Maka dari itu penulis mengambil studi program pasca sarjana Teknik Sistem dan Pengendalian Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Mengambil tesis *risk assessment* Perbandingan Pendekatan Metode Muhlbauer dan *Fuzzy Inference System* pada Penilaian Risiko: Studi kasus pipa bawah laut 14” PT. PHE-WMO.

Budhi Santoso, S.T., M.T

Mahasiswa Teknik Sistem dan Pengendalian – PPsTK ITS Surabaya

budhynaval@gmail.com