



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA RISIKO PIPA TRANSMISI GAS *ONSHORE*
DI SUMATERA**

TESIS

**MARIANA BARIYYAH
1006787741**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI MANAJEMEN GAS – TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA RISIKO PIPA TRANSMISI GAS *ONSHORE*
DI SUMATERA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Magister Teknik

**MARIANA BARIYYAH
1006787741**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI MANAJEMEN GAS – TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Mariana Bariyyah

NPM : 1006787741

Tanda Tangan : 

Tanggal : 04 Juli 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Mariana Bariyyah
NPM : 1006787741
Program Studi : Manajemen Gas
Judul Tesis : Analisa Risiko Pipa Gas *Onshore* di Sumatera

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M. Eng.



Penguji : Prof. Dr. Ir. Slamet, MT.



Penguji : Dr.rer.nat. Ir. Yuswan Muharram, MT.



Penguji : Ir. Dijan Supramono, M.Sc.



Ditetapkan di : DEPOK
Tanggal : 04 Juli 2012

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puji syukur saya panjatkan kepada ALLAH SWT, raja segala mahluk di semesta, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini.

Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Magister Teknik di Jurusan Teknik Kimia pada Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

Tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karenanya, saya mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Yang terhormat, Bapak Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini disela-sela kesibukannya,
2. Yang terhormat, Bapak Prof. Ir. Sutrasno, M.Sc, Ph.D selaku pembimbing akademis.
3. Yang tercinta, ayahku Muh Arifin, SH (Alm) sumber inspirasi dan semangat terbesarku, serta ibuku Siti Rochadiyati atas doa-nya yang tak pernah putus dan dukungan semangat yang tak pernah ada habisnya,
4. Keluarga besar Muh. Wasil Prawirosudirjo dan Keluarga besar Muh. Nasir atas segala *support* dan doa'nya,
5. Manager PID, Bapak Dadang Lalan dan rekan-rekan *Pipeline Integrity Department* PT. Transportasi Gas Indonesia, yang telah memberikan saya banyak kelonggaran dan toleransi selama saya berada di bangku kuliah,
6. Sahabat Manajemen Gas 2010 yang selalu saling menyemangati dan mendoakan,
7. Serta sahabat-sahabat saya yang tidak bisa disebutkan satu persatu atas doa-doa dan semangatnya.

Saya yakin, ALLAH SWT akan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan di dunia ini.

Depok, 04 Juli 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Mariana Bariyyah

NPM : 1006787741

Program Studi : Manajemen Gas

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis karya : Tesis

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

Analisa Risiko Pipa Transmisi Gas *Onshore* di Sumatera

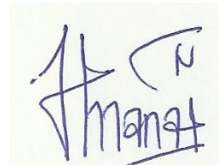
Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tesis saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : DEPOK

Pada tanggal : 04 Juli 2012

Yang menyatakan



(Mariana Bariyyah)

ABSTRAK

Nama : Mariana Bariyyah
Program Studi : Manajemen Gas
Judul : Analisa Risiko Pipa Transmisi Gas *Onshore* Di Sumatera

Selama masa operasional pada jaringan pipa transmisi gas banyak ditemukan potensial *hazard* yang dapat mengakibatkan kegagalan pipa. Perusahaan operator pipa perlu melakukan analisa risiko dengan mengidentifikasi *hazard*, menentukan parameter probabilitas (PoF) dan konsekuensi kegagalan (CoF) pipa serta melakukan perhitungan risiko *qualitative* sehingga dapat mengetahui profil risiko sepanjang pipa dan akibatnya terhadap orang, lingkungan, aset, serta reputasi pada perusahaan. Berdasarkan tingkat risiko yang dihasilkan operator pipa dapat menentukan mitigasi dan rekomendasi yang diperlukan untuk mengurangi risiko pada pipa *onshore* berupa strategi inspeksi, pemeliharaan dan perbaikan terkait dengan ancaman dampak mekanikal, korosi internal, dan korosi eksternal. Perhitungan analisa risiko menyatakan bahwa 87% segmen pipa berada pada tingkat risiko rendah dan 13% segmen pipa berada pada tingkat risiko menengah. Analisa *fitness for service* (FFS) yang dilakukan pada pipa tersebut menyatakan bahwa pipa tersebut masih layak dan aman beroperasi pada tekanan MAOP.

Kata kunci : Jaringan pipa gas, potensial *Hazard*, analisa risiko, mitigasi risiko.

ABSTRACT

Name : Mariana Bariyyah
Study Program : Gas Management
Title : Risk Analysis of Onshore Gas Transmission Pipeline at Sumatera

During the operational period of gas transmission pipelines are found a potential hazard that could result in pipeline failure. Pipeline operator companies need to do a risk analysis to identify hazards, determine the parameters of probability and consequences of pipeline failure and conduct qualitative risk analysis due to know the risk profile along the pipe and the failure consequence for people, environment, assets and company reputation. Based on the risk level, pipeline operator can determine the mitigation and recommendations to reduce risk in the form of strategic onshore pipeline inspection, maintenance and repairs related to the mechanical impact threats, internal corrosion and external corrosion. Calculation of the risk analysis states that 87% of the pipeline segments are at low risk and 13% of the pipelines are at intermediate risk. Analysis of fitness for service (FFS) conducted in the pipeline is stated that the pipeline is feasible and safe to operate at MAOP pressure.

Keyword: Gas pipeline, pipeline hazard, risk analysis, risk mitigation.

DAFTAR ISI

PERNYATAAAN ORISINALITAS TESIS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	v
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
DAFTAR SINGKATAN	xvi
1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Maksud dan Tujuan	4
1.4 Batasan Masalah	4
1.5 Sistematika Penulisan	5
2. TINJAUAN PUSTAKA.....	7
2.1 Kebutuhan Gas Bumi di Indonesia	7
2.2 Infrastruktur Gas Bumi	8
2.3 Desain dan Parameter Pipa.....	10
2.4 Zona <i>Hazard</i> Pipeline (API-RPI 580,2002).....	12
2.4.1 Radiasi Thermal (Stephens, 2000).....	13
2.4.2 Radius <i>Hazard</i> Sekeliling Pipa (Stephens, 2000)	14
2.5 <i>Pipeline Risk Management</i>	15
2.5.1 Konsep Dasar Risiko (Mulbauer, 2004)	16
2.5.2 Penilaian Risiko	19

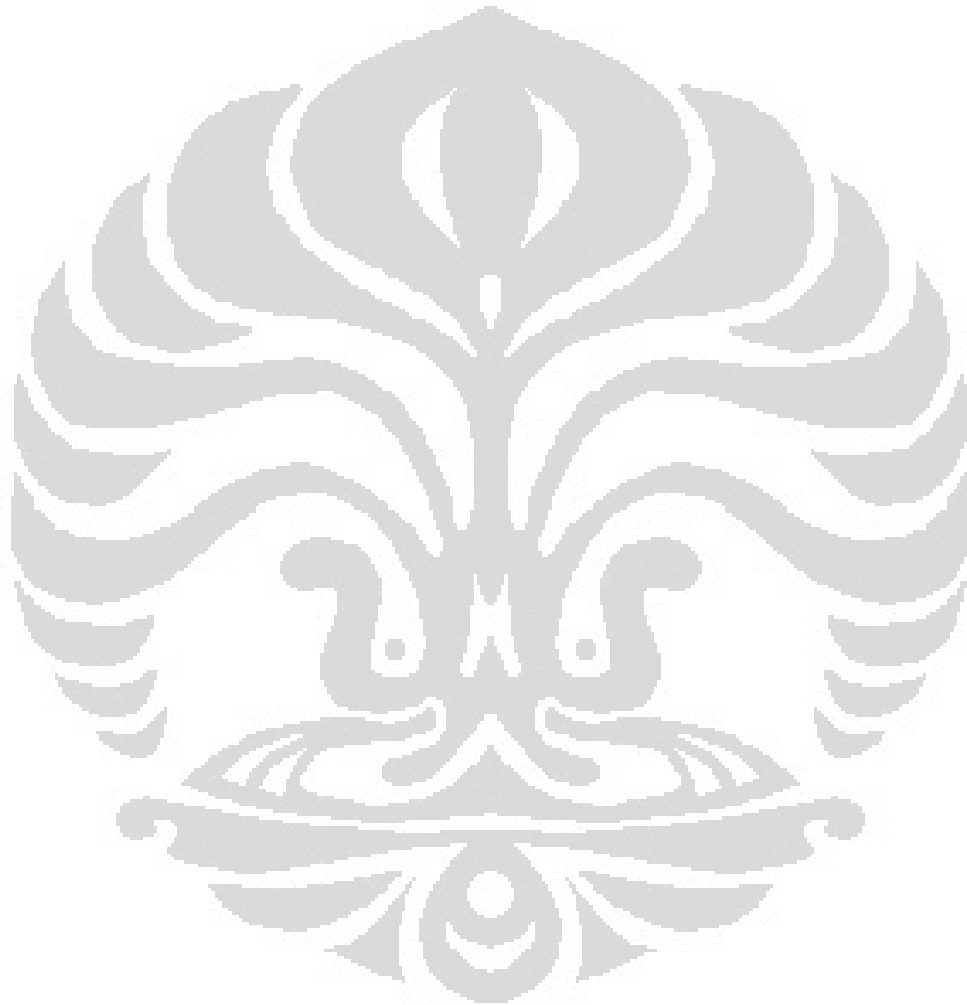
2.5.3	<i>Pipeline Integrity Management System</i>	21
2.6	Anomali Pipa (API STD 1160,2001).....	22
2.6.1	Korosi (<i>Metal Loss</i>)	22
2.6.2	Cacat Yang Disebabkan Karena <i>Construction Damage</i> atau <i>Third Party Damage</i>	27
2.7	Kelas Lokasi (ASME B31.8, 2010).....	29
2.8	Metode Perbaikan Pipa (API STD 1160, 2001)	31
2.8.1	<i>Pipe Replacement</i>	32
2.8.2	<i>Recoat dan Backfill</i>	32
2.8.3	<i>Pipe Sleeves</i>	32
2.8.4	<i>'Pumpkin' Sleeves</i>	33
2.8.5	<i>Split Sleeve Reinforcement Clamp (SSRC)</i>	33
2.8.6	<i>Leak Clamp</i>	33
2.8.7	<i>Non-Metallic Reinforcement Sleeve</i>	34
2.8.8	<i>Weld Deposit Repairs</i>	34
2.8.9	<i>Hot Tapping</i>	35
2.8.10	<i>Incompressible Resin-filled Sleeve</i>	35
2.8.11	<i>Grinding Repairs</i>	35
2.9	Metode Pengontrolan Korosi.....	35
2.9.1	<i>Cathodic Protection</i> (NACE SP0207,2007)	35
2.9.2	CIPS & DCVG (NACE SP0207, 2007).....	36
2.9.3	<i>In-Line Inspection</i> (API Standard 1163, 2005)	37
3.	METODE PENELITIAN	39
3.1	Tahapan Penelitian.....	39
3.2	Identifikasi <i>Hazard</i>	41
3.3	Penentuan Formula Risiko	43
3.3.1	Penentuan <i>Probability of Failure</i> (PoF)	44
3.3.1.1	<i>Third Party Damage</i>	45
3.3.1.2	Korosi Internal (<i>Internal Corrosion</i>).....	50
3.3.1.3	Korosi Eksternal (<i>External Corrosion</i>)	53

3.3.1.4 Desain & Operasi	56
3.3.2 Penentuan <i>Consequence of Failure</i> (CoF)	62
3.3.2.1 Gangguan Bisnis/Produksi	62
3.3.2.2 Keselamatan Populasi.....	64
3.3.2.3 Kerugian Aset Perusahaan.....	65
3.3.2.4 Kerugian Aset Lingkungan.....	66
3.3.2.5 Reputasi Perusahaan.....	68
3.3.3 Perhitungan Risiko.....	69
3.4 Analisa Efisiensi Biaya Inspeksi, Pemeliharaan, dan Perbaikan Pipa (IMR) ..	72
4. PEMBAHASAN.....	76
4.1 Penentuan Segmen Pipa dan Pengumpulan Data	76
4.1.1 Komposisi Gas.....	78
4.1.2 Data Aset Pipa	78
4.2 Evaluasi Risiko	79
4.2.1 Analisa Probabilitas	79
4.2.1.1 <i>Third Party Damage</i>	79
4.2.1.2 Korosi Internal	84
4.2.1.3 Korosi Eksternal.....	86
4.2.1.4 Desain dan Operasi.....	90
4.2.2 Analisa Konsekuensi.....	96
4.2.3 Analisa Risiko	100
4.2.4 <i>Fitness for Service</i> (FFS)	105
4.2.5 Mitigasi Risiko	107
4.3 Strategi Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa	109
4.4 Analisa Biaya Inspeksi, Pemeliharaan, dan Perbaikan Pipa	111
4.4.1 Biaya Inspeksi dan Pemeliharaan	111
4.4.2 Biaya Perbaikan Pipa	118
4.4.3 Kerugian Kegagalan Pipa.....	120
5. KESIMPULAN.....	124
DAFTAR REFERENSI	126

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Cadangan Gas Bumi Indonesia	9
Gambar 2.2	<i>Event Tree</i> untuk Kegagalan Pipa Gas.....	13
Gambar 2.3	Reseptor Bahaya yang Diakibatkan oleh Radiasi Thermal.....	14
Gambar 2.4	Radius <i>Hazard</i> Sebagai Fungsi Diameter dan Tekanan Pipa.....	15
Gambar 2.5	Proses Manajemen Risiko Berdasarkan ISO 31000	17
Gambar 2.6	Diagram Alir Penilaian terhadap Cacat (<i>Defect</i>) dan Umur Pipa.....	19
Gambar 2.7	Peran PIMS dalam suatu Perusahaan Operator Pipa	22
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian	40
Gambar 3.2	Metodologi Penilaian <i>Qualitative</i> Risiko pada Pipa <i>Onshore</i>	43
Gambar 3.3	Diagram Alir Parameter <i>Third Party Damage</i>	45
Gambar 3.4	Diagram Alir Parameter Korosi Internal.....	51
Gambar 3.5	Diagram Alir Parameter Korosi Eksternal	54
Gambar 3.6	Diagram Alir Parameter Desain & Operasi	58
Gambar 3.7	Diagram Alir Parameter <i>Fatigue</i> Akibat Beban dari Luar.....	59
Gambar 3.8	Diagram Alir Konsekuensi Gangguan Bisnis/Produksi.....	63
Gambar 3.9	Diagram Alir Konsekuensi Keselamatan Populasi.....	64
Gambar 3.10	Diagram Alir Konsekuensi Kerugian Aset Perusahaan	65
Gambar 3.11	Diagram Alir Konsekuensi Kerugian Aset Lingkungan	67
Gambar 3.12	Diagram Alir Konsekuensi Reputasi Perusahaan	69
Gambar 3.13	Matriks dan Kategorisasi Risiko	71
Gambar 3.14	Metode Perhitungan Biaya IMR berdasarkan <i>Risk Ranking</i>	73
Gambar 4.1	Jalur Pipa <i>Onshore</i> Grissik Duri.....	77
Gambar 4.2	Penilaian Kondisi <i>Corrosion under Coating/Wrapping</i> (CUC/W)	88
Gambar 4.3	Penilaian Kondisi <i>Coating/Wrapping</i>	89
Gambar 4.4	Kondisi <i>Geo-hazard</i> pada Jalur Pipa	93
Gambar 4.5	Pemetaan Perhitungan Risiko pada Matriks.....	101
Gambar 4.6	Persentase Tingkat Risiko Pipa <i>Onshore</i>	102

Gambar 4.7	Profil PoF dan CoF pada KP. 388,2 – KP. 535,6	103
Gambar 4.8	Diagram Alir Perhitungan FFS Pipa (ASME B31.G)	106
Gambar 4.9	Kegiatan Monitoring Potensial Pipa ke Tanah.....	114



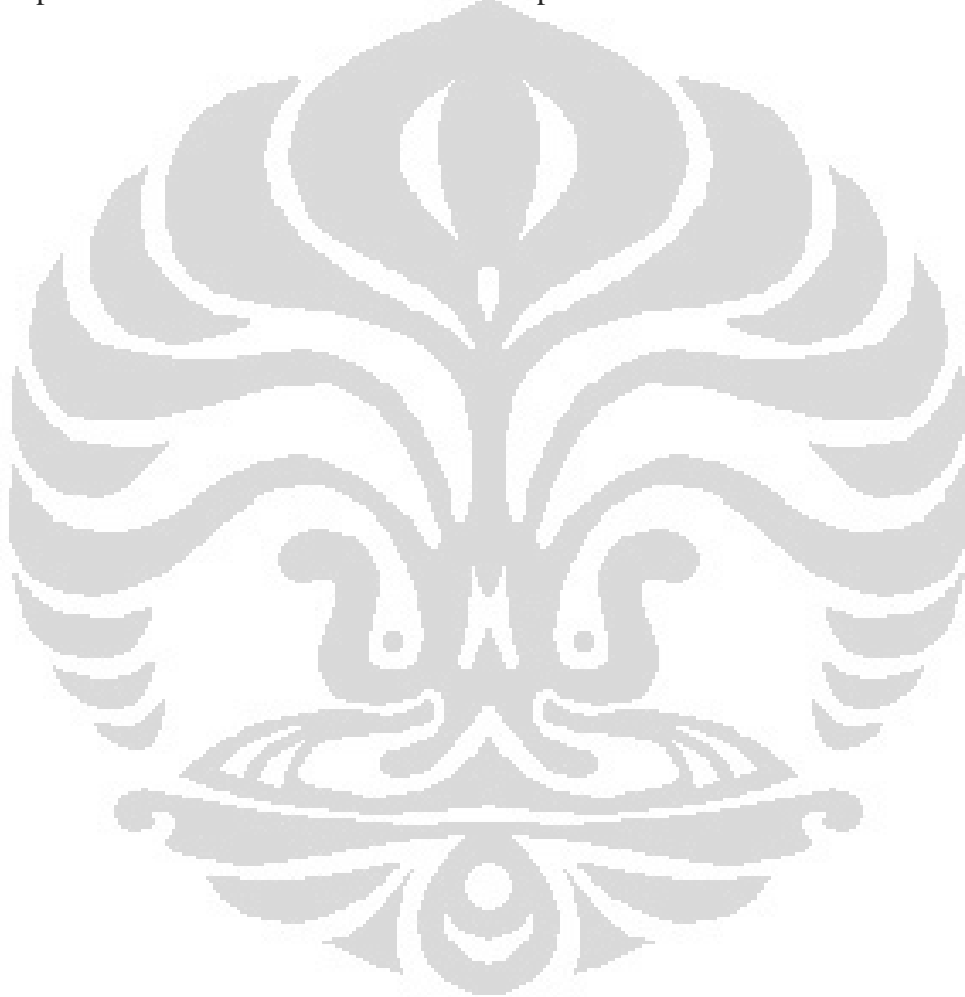
DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Parameter Desain dan Operasi Pipa <i>Onshore</i>	11
Tabel 2.2	Kelas Lokasi/ <i>Location Class</i>	30
Tabel 3.1	Mekanisme Bahaya dan Kegagalan Pipa	41
Tabel 3.2	Parameter Fasilitas di Atas Permukaan Tanah (<i>Above Ground Facility</i>)	46
Tabel 3.3	Parameter Aktivitas Pihak Ketiga di ROW.....	47
Tabel 3.4	Parameter Kelas Populasi di Sepanjang ROW	48
Tabel 3.5	Parameter Kondisi ROW	48
Tabel 3.6	Parameter Frekuensi Patroli ROW	49
Tabel 3.7	Parameter Pengembangan Masyarakat/Pendidikan Publik.....	50
Tabel 3.8	Parameter Korosivitas Produk.....	52
Tabel 3.9	Parameter Kandungan Air	52
Tabel 3.10	Parameter <i>Cleaning Pigging</i>	53
Tabel 3.11	Parameter <i>Corrosion Under Coating/Wrapping</i>	55
Tabel 3.12	Parameter Kondisi <i>Coating/Wrapping</i>	55
Tabel 3.13	Parameter Efektivitas <i>Cathodic Protection</i>	56
Tabel 3.14	Parameter Tekanan Operasi	57
Tabel 3.15	Parameter <i>Fatigue</i> Akibat Beban dari Luar	60
Tabel 3.16	Parameter <i>Geo-Hazard</i> terkait dengan Erosi dan Banjir	60
Tabel 3.17	Parameter Verifikasi Integritas.....	61
Tabel 3.18	Parameter Frekuensi Inspeksi dan Pemeliharaan Alat.....	62
Tabel 3.19	Konsekuensi Gangguan Bisnis/Produksi	63
Tabel 3.20	Konsekuensi Keselamatan Populasi	64
Tabel 3.21	Konsekuensi Kerugian Aset Perusahaan/ <i>Cost of Company Asset</i>	66
Tabel 3.22	Konsekuensi Kerugian Aset Lingkungan/ <i>Cost of Environment Asset</i>	68
Tabel 3.23	Konsekuensi Reputasi Perusahaan	68
Tabel 3.24	Strategi Kegiatan Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa	74
Tabel 4.1	Data Panjang Pipa Transmisi <i>Onshore</i>	76

Tabel 4.2	Komposisi Gas (As per January 2012)	78
Tabel 4.3	Perhitungan <i>Probability of Failure</i> (PoF) <i>Third Party Damage</i>	83
Tabel 4.4	Perhitungan <i>Probability of Failure</i> (PoF) Korosi Internal.....	86
Tabel 4.5	Perhitungan <i>Probability of Failure</i> (PoF) Korosi Eksternal	89
Tabel 4.6	Parameter <i>Fatigue</i> Akibat Beban dari Luar	91
Tabel 4.7	Parameter Berat dan Frekuensi Kendaraan	92
Tabel 4.8	Perhitungan <i>Probability of Failure</i> (PoF) Desain dan Operasi.....	95
Tabel 4.9	Perhitungan <i>Consequence of Failure</i> (CoF)	99
Tabel 4.10	Contoh Perhitungan Risiko	101
Tabel 4.11	Hasil Contoh Perhitungan Risiko Pipa <i>Onshore</i>	104
Tabel 4.12	Analisa <i>Fitness for Service</i> (FFS) Segmen Pipa pada Tingkat Risiko Menengah (<i>Medium Risk</i>)	107
Tabel 4.13	Strategi Mitigasi Risiko Terkait dengan Dampak Mekanikal	108
Tabel 4.14	Strategi Mitigasi Risiko Terkait dengan Korosi Internal dan Eksternal.....	109
Tabel 4.15	Strategi Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa	110
Tabel 4.16	Biaya Patroli ROW	112
Tabel 4.17	Biaya Pemeliharaan Pipa per Tahun.....	117
Tabel 4.18	Total Kerugian (<i>Gas Loss</i>) Selama <i>Shut Down</i>	121
Tabel 4.19	Total Kerugian Kegagalan Pipa (<i>Pipe Rupture</i>)	122
Tabel 4.20	Perbandingan Biaya Pemeliharaan Pipa dengan Kerugian Kegagalan Pipa	122

DAFTAR LAMPIRAN

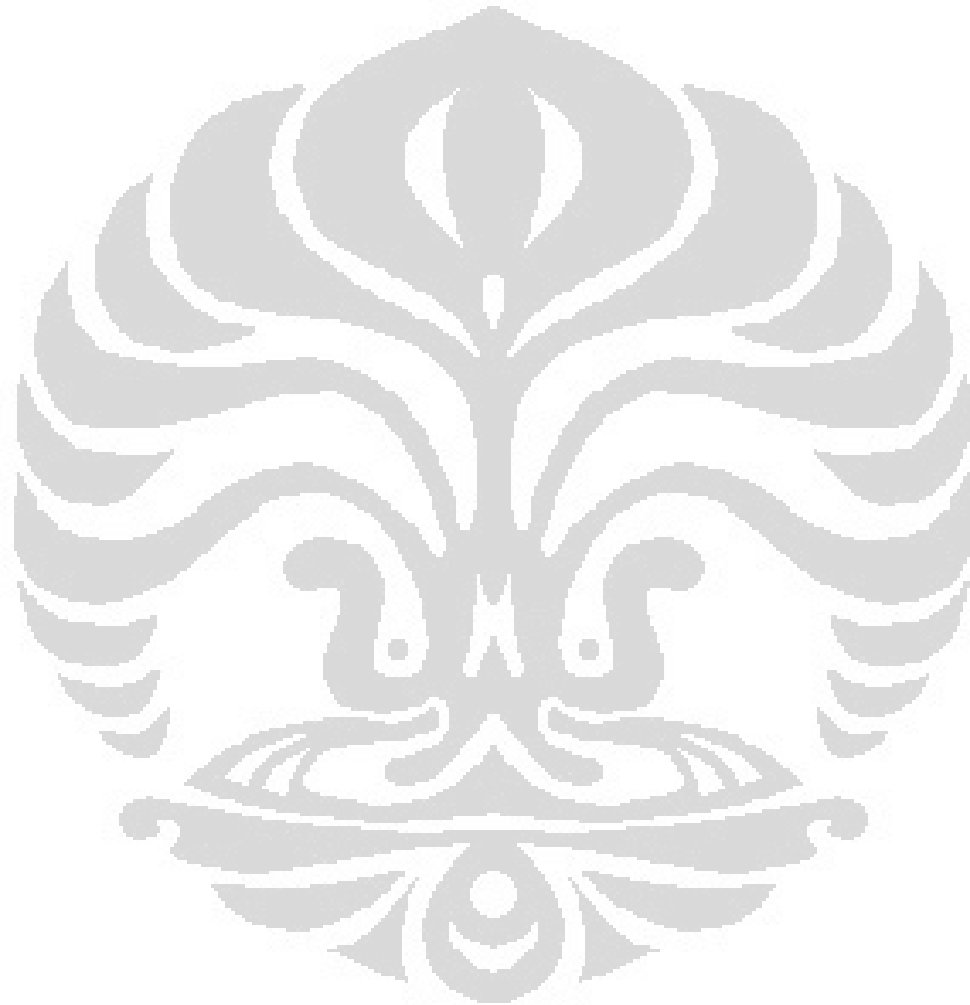
- Lampiran 1. Data Aset Pipa *Onshore* Grissik Duri
- Lampiran 2. Data *Logsheet* Operasional Pipa *Onshore* Grissik-Duri
- Lampiran 3. Data *Metal Loss* Pipa *Onshore* Grissik-Duri
- Lampiran 4. Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri



DAFTAR SINGKATAN

API	: American Petroleum Institute
ASME	: American Society of Mechanical Engineer
BUMN	: Badan Usaha Milik Negara
CIPS	: Close Interval Potential Survey
COF	: Consequence of Failure
CP	: Cathodic Protection
CUC/W	: Corrosion Under Coating/Wrapping
DC	: Direct Current
DCVG	: Direct Current Voltage Gradient
ECDA	: External Corrosion Direct Assessment
ERW	: Electric Resistance Welded
FFS	: Fitness for Services
HIC	: Hydrogen Induced Cracking
ILI	: In-Line Inspection
IMR	: Inspection Maintenance Repair
ISO	: International Organization for Standardization
KPI	: Key Performance Indicator
MAOP	: Maximum Allowable Operating Pressure
MFL	: Magnetic Flux Leakage
MMSCFD	: Million Metric Standard Cubic Feet per Day
MRS	: Meter Receiver Station
NACE	: National Association of Corrosion Engineer
NAEC	: Narrow Axial External Corrosion
NDE	: Non Destructive Examination
NPV	: Net Present Value
OD	: Outside Diameter
PFD	: Process Flow Diagram
P & ID	: Piping & Instrument Diagram
PIMS	: Pipeline Integrity Management System
POF	: Probability of Failure
RBI	: Risk Based Inspection
ROW	: Right of Way
SAW	: Submerged Arc Welding
SCC	: Stress Corrosion Cracking

SOP	:	Standard Operating Procedure
SRB	:	Sulfur Reducing Bacteria
SSRC	:	Split Sleeve Reinforcement Clamp
SYMS	:	Specified Minimum Yield Strength
TPD	:	Third Party Damage
UT	:	Ultrasonic Testing
WI/WP	:	Working Instruction/Working Procedure



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

PT. X adalah sebuah perusahaan transporter gas yang merupakan konsorsium antara sebuah perusahaan BUMN dan perusahaan asing dalam mengoperasikan 1000 km pipa transmisi di area Sumatera. Pipa tersebut mengalirkan gas untuk kebutuhan industri domestik dan juga untuk kebutuhan ekspor ke Singapore melalui pipa *offshore*. Pipa *onshore* untuk industri domestik mulai dioperasikan pada tahun 1998. Pipa yang memiliki diameter 28" dan total panjang 535,6 km tersebut merupakan pipa API-5L-X65 dengan ketebalan tertentu yang disesuaikan dengan kelas lokasi ROW (*Right of Way*).

Selama 14 tahun masa operasional banyak ditemukan potensial *hazard* yang dapat mengakibatkan kegagalan pipa. Salah satunya kegagalan pipa yang terjadi pada akhir tahun 2010, yaitu pipa mengalami pecah. *Pipe rupture* atau pecah pipa terjadi pada salah satu segmen pipa yang terletak di area Riau yang mengakibatkan pasokan gas ke sebuah perusahaan minyak terhenti. Kejadian ini menjadi pusat perhatian pemerintah Indonesia, karena dengan adanya *pipe rupture* tersebut pasokan minyak nasional menjadi terhenti yang mengakibatkan kerugian besar baik untuk negara, perusahaan operator pipa, ataupun perusahaan pengguna gas.

Proses perbaikan yang dilakukan akibat kegagalan pipa tersebut menyebabkan pengoperasian pipa dan pasokan gas kepada konsumen menjadi terhenti selama beberapa hari. Hal ini menjadi perhatian utama pihak manajemen dan pemerintah untuk lebih meningkatkan integritas pipa dalam pengoperasian pipa. Selain terhentinya pasokan gas kepada pelanggan, kegagalan pada sistem transportasi saluran pipa gas baik itu *onshore* maupun *offshore* mengakibatkan beberapa risiko yang membahayakan bagi manusia dan lingkungan yang ada di sekitar apabila terjadi kebocoran atau ledakan. Kegagalan tersebut dapat disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain kerusakan pada lapisan saluran pipa (*coating*), saluran pipa penyok

(*denting*), terjadi kebocoran (*leaking*), saluran pipa pecah/putus (*rupture*), atau karena adanya gangguan dari pihak luar (*third party activity*) yang dapat mengakibatkan kegagalan pipa.

Dengan latar belakang tersebut diatas, penerapan manajemen risiko dan manajemen data/informasi yang diterapkan dalam *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) diharapkan dapat digunakan sebagai sistem didalam penyusunan strategi yang efisien dan efektif dalam pengoperasian pipa untuk mengalirkan gas bumi ke pelanggan. Beberapa penelitian dan pembahasan pernah dilakukan untuk membahas mengenai manajemen risiko baik itu pada pipa, *platform* maupun pada sistem-sistem yang pada umumnya memiliki risiko operasional yang cukup tinggi pada perusahaan minyak dan gas.

Hopkins P, Andrew Palmer and Associates dalam makalah tentang *Pipeline Integrity Review* (2005) mengemukakan bahwa pipa transmisi gas bumi memiliki catatan *safety* yang sangat baik, meskipun demikian kemungkinan kegagalan tetap dapat tercapai. Kegagalan ini dapat disebabkan oleh kesalahan operasi, kegiatan pihak ketiga, korosi dan sebagainya. Sedangkan menurut Carlos E. Sabido Ponce, Markus Brors, dan John Healy dalam jurnal berjudul *A Modular Approach to Pipeline Integrity Management System* (2007), *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) adalah sebuah proses kompleks yang melibatkan manusia, aset, prosedur, pengumpulan data, analisa, dan biaya. Tujuan utama dari program integritas adalah untuk menjaga jalur atau jaringan pipa berada pada kondisi *fitness-for-purpose* dan memperpanjang sisa umur pipa dengan cara yang sesuai dengan standar yang berlaku, aman, efektif dalam biaya.

Mengenai metode perhitungan risiko telah dibahas dalam jurnal “*An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network*” (Han Z.Y, & Weng, W.G, 2010) yang menyajikan metode analisa risiko kuantitatif terintegrasi pada jaringan pipa gas. Metode yang dilakukan terdiri dari penilaian probabilitas, analisa konsekuensi, dan evaluasi risiko kecelakaan. Selain itu dalam jurnal yang berjudul “*Comparison study on qualitative and quantitative risk assessment methods for urban natural gas pipeline network*” (Han Z.Y, & Weng

W.G, 2011) perbandingan penilaian risiko dilakukan dengan menggunakan metode kualitatif dan kuantitatif. Pada metode kualitatif, pemilihan indeks didasarkan pada analisa statistik dari database kecelakaan yang pernah terjadi dengan perhitungan bobot yang sesuai menurut teori *Reliability Engineering* dan teori *Grey Correlation*. Sedangkan pada metode penilaian risiko secara kuantitatif, kemungkinan, dan konsekuensi dari kecelakaan yang berbeda dianalisa dan diintegrasikan.

Mengingat pentingnya suatu jaringan pipa yang beroperasi dan terintegritas dengan baik maka diperlukan suatu strategi khusus sehingga jaringan pipa dapat beroperasi dengan baik dan aman. Analisa risiko yang dilakukan dalam PIMS yang dibahas pada *thesis* ini diharapkan dapat membantu operator pipa dalam menentukan metode yang tepat agar pipa dapat beroperasi dengan baik dan aman melalui kegiatan IMR yaitu *inspection* (pengawasan), *maintenance* (pemeliharaan), dan *repair* (perbaikan jika diperlukan) yang dilakukan secara teratur sesuai dengan aturan dan periode waktu tertentu berdasarkan analisa risiko. Agar pelaksanaan PIMS lebih optimal perlu dilakukan integrasi dengan baik antara area pengoperasian segmen pipa yang satu dengan yang lain, baik itu dari data, informasi, maupun jadwal pelaksanaannya berdasarkan analisa prioritas risiko yang tepat. Pengaplikasian *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) dapat memberikan *reliability* dan *maintainability* terhadap pengoperasian pipa melalui strategi inspeksi dan prosedur pemeliharaan yang tepat yang dapat meminimalisir risiko dan memberikan nilai tambah dan profit untuk operator pipa baik itu dari segi availabilitas dan produktivitas pipa.

1.2 PERUMUSAN MASALAH

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan sebelumnya, potensi bahaya yang terjadi selama umur pengoperasian pipa dalam keadaan tertentu bisa mengakibatkan kegagalan. Kegagalan pipa mengakibatkan terganggunya kehandalan pipa karena tidak dapat mengirimkan gas kepada pelanggan sehingga kerugian yang diderita oleh transporter cukup besar baik dari aspek aset, lingkungan, maupun reputasi perusahaan. Operator pipa perlu menentukan metode yang tepat bagaimana

menentukan tingkat risiko dan mitigasi pada integritas pipa berdasarkan sistem pengoperasian dan pemeliharaan pipa yang telah ditentukan sehingga dapat meningkatkan keamanan dan realibilitas dari jaringan pipa. Potensi risiko serta konsekuensi yang terkait dengan setiap bahaya yang terjadi harus dianalisa dan diukur sehingga dapat dilakukan mitigasi pipa sebelum terjadi potensi kegagalan pipa.

1.3 MAKSUD DAN TUJUAN

Maksud dari penyusunan *thesis* ini adalah untuk menganalisa dan menentukan tingkat risiko (*risk level*) untuk masing-masing segmen pipa berdasarkan identifikasi *hazard* yang ditimbulkan sehingga pengoperasian pipa terintegritas dengan baik dan aman. Sedangkan tujuan dari analisa risiko pada *thesis* ini adalah:

- a. Menentukan tingkat risiko pada seluruh segmen pipa serta mitigasi untuk masing-masing risiko sehingga dapat meminimalkan atau menghilangkan risiko terhadap orang, lingkungan, aset, dan reputasi perusahaan,
- b. Menentukan strategi yang tepat dalam pengoperasian dan pemeliharaan pipa secara efektif dan efisien berdasarkan tingkat risiko pada pipa *onshore*, serta memberikan rekomendasi yang tepat terhadap perbaikan pipa yang mengalami kerusakan maupun kegagalan,
- c. Menganalisa biaya inspeksi dan pemeliharaan pipa setelah dilakukan analisa risiko pada pipa *Onshore*.

1.4 BATASAN MASALAH

Dalam tesis ini dilakukan pembatasan masalah agar *thesis* tetap fokus sesuai maksud dan tujuan sehingga hasil *thesis* ini dapat menambah pengetahuan dalam bidang manajemen pengoperasian dan pemeliharaan pipa minyak dan gas terkait dengan risiko yang timbul pada masa operasional pipa. Pembatasan masalah dalam *thesis* ini adalah sebagai berikut :

- a. Penelitian atau *thesis* ini hanya ditujukan untuk *pipeline*, tidak termasuk piping dan fasilitas-fasilitas yang ada didalam sistem transportasi gas seperti *compressor station* dan *metering station*,
- b. Mitigasi serta analisa efisiensi biaya inspeksi dan pemeliharaan pipa dihitung hingga umur desain pipa berakhir (masa berakhirnya operasional pipa),
- c. Perhitungan biaya inspeksi dan pemeliharaan dihitung berdasarkan data-data perusahaan selama masa operasional (*Operational Expenditure*),
- d. Pada saat menghitung nilai kerugian kegagalan pipa (*pipe rupture*) kapasitas pipa dihitung berdasarkan nominasi volume pipa.
- e. Seluruh segmen pipa yang dievaluasi memiliki umur yang sama, sehingga tidak diperhitungkan sebagai parameter *probability of failure* (PoF).

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Untuk memudahkan pembahasan, maka penelitian ini dibagi menjadi 5 bab yang saling terkait satu dengan yang lainnya. Sistematika penulisan ini terdiri atas lima bab dengan perincian sebagai berikut :

BAB I PENDAHULUAN

Pada bab Pendahuluan memberikan penjelasan mengenai latar belakang permasalahan, perumusan masalah, maksud dan tujuan penelitian, batasan masalah serta sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab Tinjauan Pustaka menjelaskan mengenai teori yang berkaitan dengan analisa risiko pada pipa, bahaya dan ancaman pada pipa, pengoperasian dan pemeliharaan pipa, serta kegiatan IMR yang dilakukan pada saat pengoperasian dan pemeliharaan pipa.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

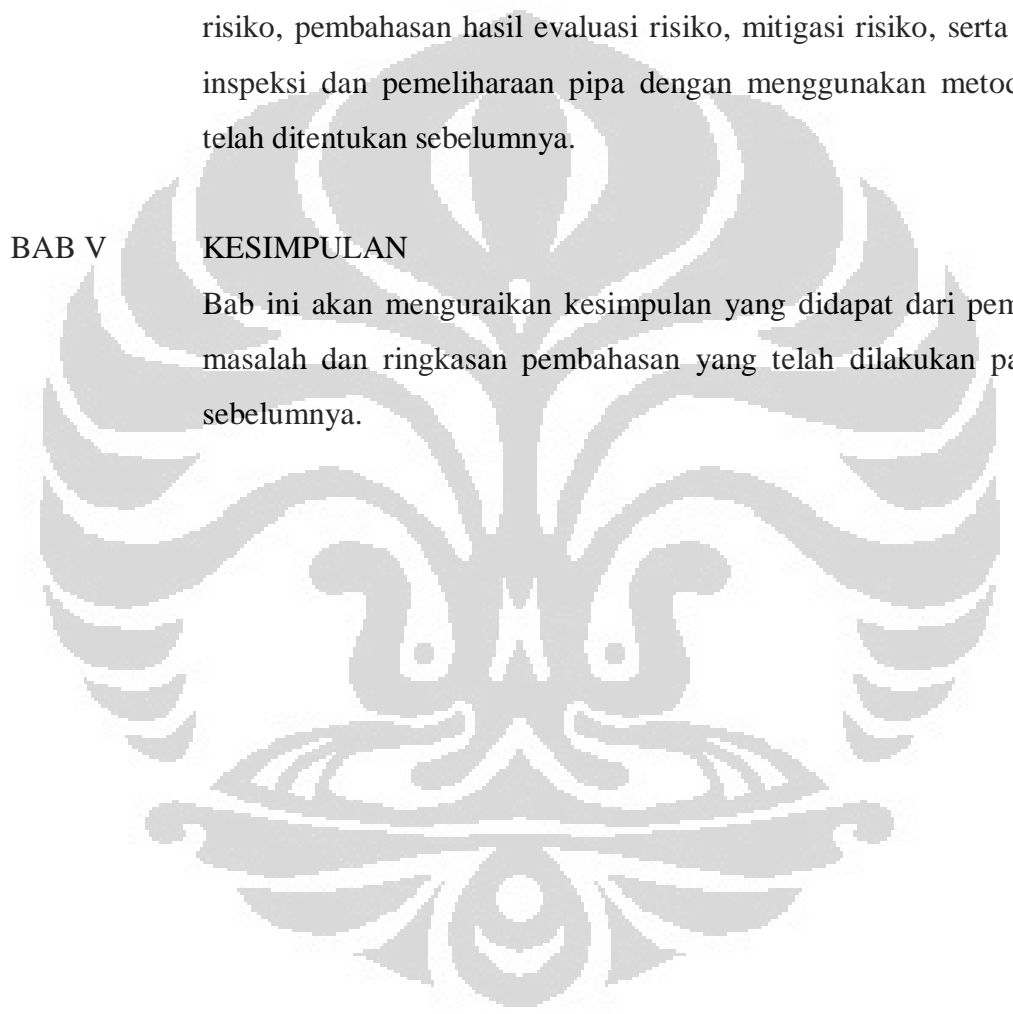
Pada bab Metodologi Penelitian membahas mengenai metode yang dipergunakan dalam penyelesaian masalah dalam *thesis* ini.

BAB IV PEMBAHASAN

Pada bab Pembahasan berisi pembahasan mengenai perhitungan risiko, pembahasan hasil evaluasi risiko, mitigasi risiko, serta strategi inspeksi dan pemeliharaan pipa dengan menggunakan metode yang telah ditentukan sebelumnya.

BAB V KESIMPULAN

Bab ini akan menguraikan kesimpulan yang didapat dari pemecahan masalah dan ringkasan pembahasan yang telah dilakukan pada bab sebelumnya.



BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 KEBUTUHAN GAS BUMI DI INDONESIA

Energi Migas di Indonesia sampai saat ini masih menjadi andalan utama perekonomian negara, baik sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dalam negeri. Pembangunan prasarana dan industri yang sedang dilakukan mengakibatkan peningkatan pertumbuhan konsumsi energi melebihi rata-rata kebutuhan energi global. Saat ini intensitas penggunaan minyak bumi dalam konsumsi energi primer di Indonesia mencapai lebih dari 50% artinya, sebagian konsumsi energi primer yang menggerakkan perekonomian negara masih didominasi oleh minyak bumi. Menipisnya cadangan minyak bumi dalam negeri serta peningkatan harga minyak bumi dunia mengharuskan Indonesia untuk menemukan cadangan migas baru. Hal ini juga yang mendorong meningkatnya kebutuhan gas bumi sebagai sumber energi yang relatif lebih murah dan ramah lingkungan.

Potensi sumber daya minyak dan gas bumi Indonesia masih cukup besar untuk dikembangkan terutama di daerah-daerah terpencil, laut dalam, sumur sumur tua dan kawasan Indonesia Timur yang relatif belum dieksplorasi secara intensif. Sumber-sumber minyak dan gas bumi dengan tingkat kesulitan eksplorasi terendah saat ini telah habis dieksploitasi dan menyisakan sumber-sumber minyak bumi dengan tingkat kesulitan yang lebih tinggi. Sangat jelas bahwa mengelola ladang minyak dan gas sendiri menjanjikan keuntungan yang luar biasa signifikan. Akan tetapi untuk dapat mengetahui potensi tersebut diperlukan teknologi yang mahal, modal yang besar, faktor waktu yang memadai, efisiensi yang maksimal serta *expertise* dari sumber daya manusia terbaik.

Pemerintah telah melakukan perhitungan neraca gas bumi (*gas balance*) nasional yang memberikan gambaran mengenai ketersediaan pasokan gas bumi yang dimiliki dengan kebutuhan gas bumi untuk pasar domestik maupun ekspor. Neraca gas bumi nasional dapat digunakan sebagai acuan dalam rencana pengembangan

bisnis, pengembangan infrastruktur gas bumi, serta penetapan kebijakan. Berdasarkan data neraca gas bumi nasional yang diterbitkan oleh Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral periode 2007-2015 yang kemudian diperbaharui menjadi periode 2008-2020. Kebutuhan dan pasokan gas bumi nasional dibagi dalam 11 wilayah dimana daerah-daerah yang terhubung dengan jaringan pipa digabungkan menjadi satu wilayah. Dari Neraca tersebut diharapkan pemenuhan kebutuhan gas bumi setidaknya tercapai sebesar 63,7 TCF dan tercapainya pasokan gas bumi pada tahun 2020 sebesar 83,1 TCF untuk cadangan *discounted* dan 113,4 TCF untuk cadangan *undiscounted*. Potensi permintaan pasar dalam negeri dari tahun ke tahun semakin meningkat yaitu sebesar 2.924 mmscfd pada tahun 2004 menjadi 4.400 mmscfd pada tahun 2020.

Untuk mencapai sasaran pemenuhan neraca gas bumi nasional perlu dilakukan penemuan cadangan gas baru dan kegiatan eksplorasi lanjutan untuk meningkatkan cadangan terbukti (*proved*), *probable*, dan *possible* sehingga dapat memenuhi kebutuhan pasokan hingga tahun 2020. Disamping itu perlu dilakukan pembangunan infrastruktur yang menunjang pendistribusian gas bumi sehingga implementasi pemanfaatan gas bumi di tanah air dapat dilakukan dengan baik.

2.2 INFRASTRUKTUR GAS BUMI

Sejalan dengan meningkatnya kebutuhan gas bumi serta membaiknya harga gas bumi di dalam negeri, maka produsen gas bumi aktif melakukan kegiatan eksplorasi untuk menemukan cadangan gas baru. Pemanfaatan gas bumi di dalam negeri sampai saat ini masih belum optimal, karena masih terbatasnya infrastruktur jaringan pipa distribusi gas bumi dan juga terkendala terbatasnya kapasitas pasokan gas yang ada serta tidak seimbanginya peningkatan konsumsi gas bumi dengan peningkatan kapasitas pasokannya. Jaringan pipa gas yang sudah terpasang saat ini bersifat lokal dan belum terintegrasi satu dengan yang lain. Berdasarkan data dari *BP World Energi Report, 2010* (Gambar 2.1) sumber gas Indonesia yang terbesar berada di Pulau Sulawesi, Maluku, dan Papua, sedangkan kebutuhan energi yang besar berada di pulau Jawa yang hingga saat ini masih belum ada sarana transportasi

atau infrastruktur yang memadai yang menghubungkan sumber-sumber gas di Pulau Sulawesi, Maluku dan Papua ke pusat-pusat konsumen, baik untuk kebutuhan ekspor maupun untuk kebutuhan domestik.



	Persentase					
Triliun Meter kubik	2005	2006	2007	2008	2009	2009
Indonesia	2,48	2,63	3,00	3,18	3,18	1,7%
Australia	2,35	2,34	2,29	3,06	3,08	1,6%
Cina	1,53	1,65	2,26	2,46	2,46	1,3%
Malasya	2,48	2,48	2,38	2,38	2,38	1,3%
Total Asia Pasifik	13,48	13,75	14,65	16,00	16,24	8,7%
Cadangan Dunia	172,28	173,18	176,8	185,28	187,49	100,0%

Gambar 2.1 Cadangan Gas Bumi Indonesia
(BP World Energi Report, 2010)

Pemerintah mempunyai rencana untuk mengintegrasikan jaringan transmisi dan distribusi gas bumi di Indonesia sesuai dengan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional. Badan Pengatur Migas, Pemerintah, maupun pelaku usaha seperti Swasta, BUMN/BUMD dan Koperasi dapat mempergunakan rencana induk jaringan dan transmisi gas tersebut sebagai acuan sehingga penyaluran gas bumi mempunyai cakupan nasional yang selaras.

Rencana Induk Jaringan Transmisi dan distribusi dibuat untuk tujuan:

1. Memberikan acuan kepada Pemerintah dalam membina dan mengawasi pengembangan serta pembangunan jaringan transmisi dan distribusi gas bumi.

2. Memberikan acuan kepada Badan Pengatur Migas dalam mengatur dan mengawasi kegiatan usaha hilir gas bumi agar terselenggara secara sehat, wajar, transparan, dan akuntabel.
3. Memberikan acuan kepada Badan Pengatur Migas dalam menetapkan dan melelangkan ruas transmisi dan wilayah jaringan distribusi serta memberikan hak khusus kepada Badan Usaha.
4. Sebagai acuan bagi Badan Usaha untuk mengembangkan dan membangun jaringan transmisi dan distribusi wilayah Indonesia.
5. Memberikan kesempatan kepada masyarakat dalam pelayanan penyaluran gas bumi secara merata.

Dalam *Master Plan Jaringan Pipa Transmisi dan Distribusi Gas Bumi* yang dikeluarkan oleh BPH MIGAS menyatakan bahwa pada tahun 2018 kebutuhan atas jaringan transmisi dan distribusi pipa gas bumi meliputi, pipa transmisi di area Sumatera sepanjang 1.661,3 km dan pipa distribusi sepanjang 843 km sedangkan area Jawa 1.654 km pipa transmisi dan 1.224,15 km pipa distribusi. Area Kalimantan memerlukan 1.975 km transmisi dan 302 km distribusi, area Sulawesi 854 km pipa transmisi, 100 km pipa distribusi, Natuna Timur 1.414 km pipa transmisi dan untuk Maluku serta Papua diperlukan jaringan pipa distribusi sepanjang 244 km. Diharapkan dengan terealisasinya perencanaan pembangunan pipa transmisi dan distribusi gas bumi di Indonesia, pasokan kebutuhan gas bumi domestik dapat terpenuhi dengan baik.

2.3 DESAIN DAN PARAMETER PIPA

Pipa digunakan untuk mengangkut gas dari sumbernya untuk memenuhi kebutuhan konsumen minyak dan gas bumi yang kemudian digunakan sebagai sumber listrik, kebutuhan industri, dan kebutuhan rumah tangga. Pipa gas pada umumnya tertanam di dalam tanah dan beroperasi pada tekanan tinggi. Banyak faktor yang harus dipertimbangkan didalam proses *Engineering* dan *Design* pipa dengan rute yang relatif panjang, termasuk sifat dan volume cairan yang akan diangkut, panjang pipa, jenis medan yang dilalui, dan kendala lingkungan.

Untuk mendapatkan hasil sistem pipa yang optimal perlu dilakukan penelitian aspek teknik (*engineering study*) dan penelitian kelayakan ekonomi (*economic feasibility study*) yang mendalam untuk menentukan diameter pipa, material pipa, daya kompresor yang diperlukan, serta lokasi rute dari pipa itu sendiri. Beberapa faktor utama yang mempengaruhi desain dari sistem pipa antara lain sifat fluida, kondisi desain, lokasi pemasok dan konsumen pengguna, kode dan standar, rute, topografi, akses, material, pelaksanaan konstruksi, sistem pengoperasian, dan integritas jangka panjang.

Berikut adalah parameter desain dan operasi pipa *onshore* yang dioperasikan dan dipelihara oleh PT. X.

Tabel 2.1 Parameter Desain & Operasi Pipa *Onshore*

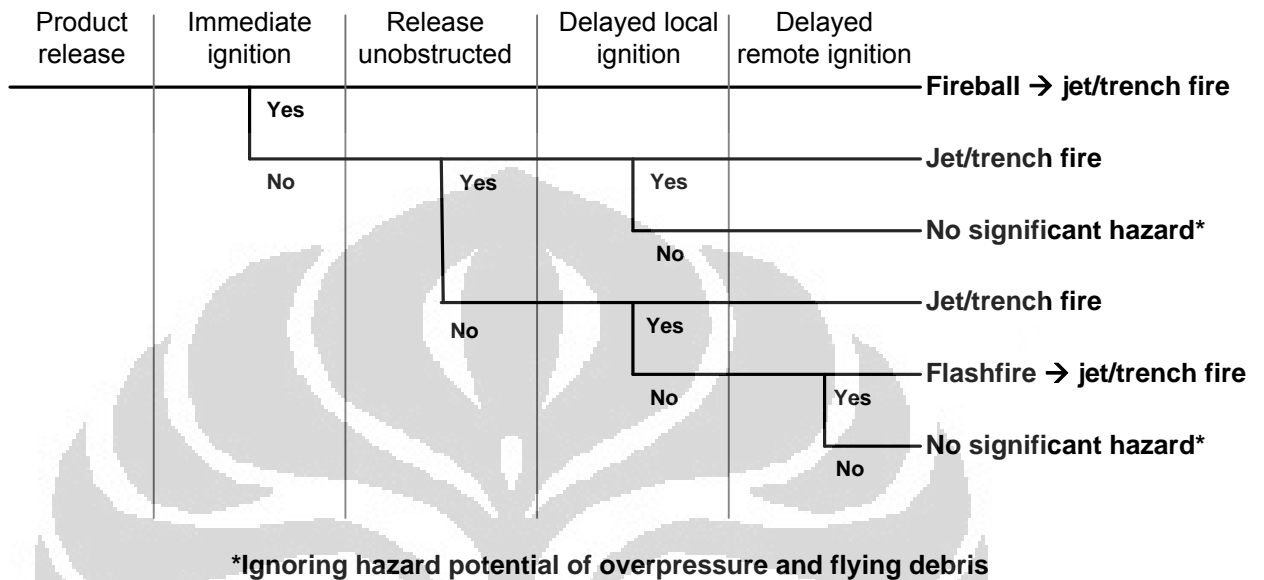
Deskripsi	Nilai
<i>Pipeline Length Total (km)</i>	662
<i>Pipeline OD (inch) / (mm)</i>	28 / 711.2
<i>Material Grade</i>	API 5L X65
<i>Pipe Tipe</i>	SAW
<i>Line Specification</i>	<i>Specified to API-5L-X65</i>
<i>Pipeline Wall Thickness (inchi)</i>	0.34 – 0.5
<i>Installed / Age (Years)</i>	1997 / 13
<i>Design Life (Years)</i>	40
<i>Steel SMYS (psi) / (MPa)</i>	65,000 / 448
<i>Steel SMST (psi) / (MPa)</i>	75,000 / 530
<i>Thermal Expansion Coefficient</i>	11.7×10^{-6}
<i>Corrosion Allowance (inch)</i>	0.125
<i>Design Pressure (Psig)</i>	1150
<i>Maximum Operating Pressure (Psig)</i>	1060
<i>Operating Pressure (Psig)</i>	940.2
<i>Design Temperature ($^{\circ}C / ^{\circ}F$)</i>	50.6

<i>Operating Temperature (°C/°F)</i>	40.6/105
<i>Maximum Flow rate (MMSCFD)</i>	355
<i>Hydrotest Pressure (Barg)</i>	131.1
<i>Product Density (Kg/m³)</i>	63
<i>Pressure Rating of the Pipeline Components</i>	ANSI Class 600
<i>Eksternal Corrosion Coating</i>	3L PE
<i>Eksternal Corrosion Coating Thickness (mm)</i>	1.5 on weld seam and 2.1 on pipe body
<i>Internal Coating Tipe</i>	Coupon EP 2306 HF Paint
<i>Internal Coating Thickness</i>	80 µm DFT
<i>Cathodic Protection System</i>	Impressed Current (ICCP)
<i>In Line Inspection (Smart Pigging)</i>	2003 and 2011
<i>Corrosion Inhibitor Injection</i>	NA
<i>Corrosion Coupon/Probe Monitoring</i>	Available

2.4 ZONA HAZARD PIPELINE (API-RP 580, 2002)

Pengertian *hazard* menurut API-RP 580 adalah suatu kondisi fisik atau pelepasan material berbahaya yang dapat mengakibatkan kegagalan komponen dan menyebabkan cedera atau kematian manusia, kehilangan atau kerusakan, atau degradasi lingkungan. Secara umum pengertian *hazard* pada operasional pipa bisa diartikan sebagai sesuatu yang dapat menyebabkan kegagalan, kebocoran, dan pecah pada pipa. Kegagalan pada pipa gas bertekanan tinggi dapat menimbulkan berbagai efek yang dapat menimbulkan ancaman signifikan terhadap orang, harta benda, dan lingkungan yang ada disekitar lokasi kegagalan pipa. Jenis bahaya yang berkembang dan potensi kerusakan atau cedera yang berhubungan dengan bahaya akan tergantung pada modus kegagalan pipa (bocor atau pecah), sifat pelepasan gas (vertikal atau miring; terhalang atau tidak terhalang) dan waktu penyalaan api (langsung atau

tertunda). Secara ringkas kemungkinan tersebut dapat terlihat pada Gambar 2.2 dibawah.



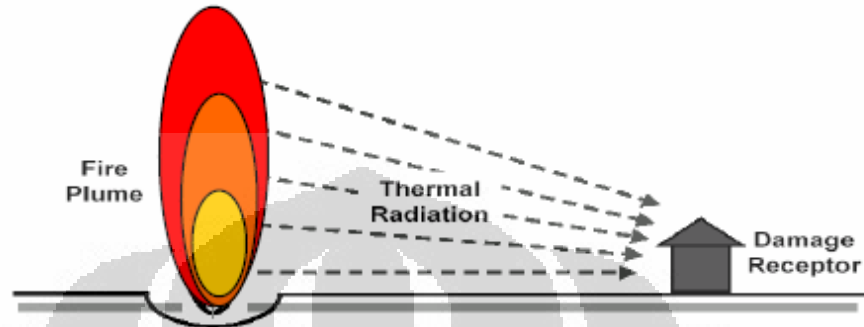
Gambar 2.2. *Event Tree* untuk Kegagalan Pipa Gas
(Bilo & Kinsman, 1997)

2.4.1 Radiasi Thermal (Stephens, 2000)

Dalam kasus kebocoran pipa yang perlu dipertimbangkan adalah intensitas panas dalam jarak besar dari pipa ke lingkungan. Skenario kebakaran biasanya dimodelkan dengan api jet atau api parit (*jet/trench fire*). Pada pemodelan kebakaran gas rilis instan dibakar dan radius bahaya diprediksi berdasarkan radiasi termal yang diterima oleh reseptor disekitar api jet. Radius bahaya yang ditimbulkan di tanah diambil sebagai jarak yang normal dan aman tanpa risiko cedera. Intensitas panas diambil ambang batas bawah 5000 Btu/hr-ft² batas paparan api yang tidak menimbulkan luka.

Pada pipa gas kemungkinan terjadinya api kilat signifikan (*significant flash fire*) yang dihasilkan dari jarak jauh tertunda oleh pengapian yang sangat rendah karena sifat apung dari uap dimana menghalangi pembentukan awan uap yang mudah terbakar di permukaan air tanah. Oleh karena itu bahaya yang paling dominan berasal

dari radiasi termal dari semburan yang berbentuk jet berkelanjutan (*sustained jet*) atau *trench fire* yang didahului oleh bola api yang berumur pendek.



Gambar 2.3. Reseptor Bahaya yang diakibatkan oleh Radiasi Thermal
(Bilo & Kinsman, 1997)

2.4.2 RADIUS HAZARD SEKELILING PIPA (Stephens, 2000)

Radiasi termal secara fisik tergantung pada radius paparan api. Radius dapat diperkirakan dengan menghitung intensitas radiasi panas dengan tipe api jet (*jet fire*) tertentu. Besarnya radius hazard dipengaruhi oleh diameter pipa dan tekanan menurut persamaan berikut ini :

$$r = \sqrt{2348 \times P \times d^2 / I} \quad (2.1)$$

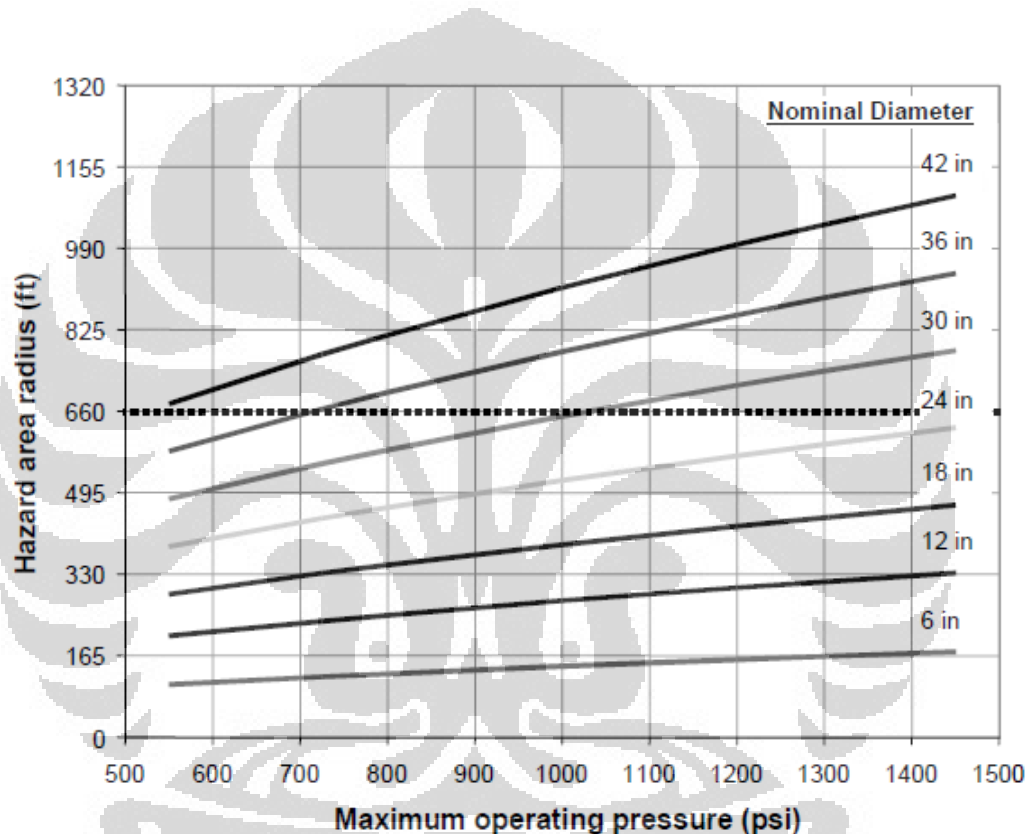
Jika Intensitas radiasi panas (*radiant heat intensity*) sebesar 5000 Btu/hr-ft² maka persamaan diatas bisa ditulis dengan persamaan berikut :

$$r = 0.685\sqrt{P \times d^2} \quad (2.2)$$

Dimana
 r = Radius Hazard (ft)
 P = Tekanan Pipa (psi)
 d = Diameter Pipa (in)

Persamaan 2.2 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 diadopsi dari daerah konsekuensi tinggi. Radius bahaya yang dihitung dengan persamaan 2.2 bisa diplot pada gambar grafik dibawah sebagai fungsi dari diameter pipa dan tekanan operasi. Angka-angka ini menunjukkan bahwa untuk jaringan pipa beroperasi pada tekanan 600 – 1200 psi radius bahaya yang dihasilkan berkisar kurang dari 100 ft untuk pipa dengan diameter kecil hingga lebih dari 1.100 ft untuk pipa dengan diameter besar.



Gambar 2.4. Radius *Hazard* Sebagai Fungsi Diameter dan Tekanan Pipa
(Bilo & Kinsman, 1997)

2.5 PIPELINE RISK MANAGEMENT

Pipeline Risk Management (Mulbauer, 2004) adalah salah satu sistem yang digunakan untuk mengatur strategi terhadap suatu sistem jaringan *pipeline* dengan melihat potensi risiko yang ada agar sistem *pipeline* tersebut tetap dapat mengalirkan fluida kepada pelanggan sesuai nominasi kapasitas yang ditentukan. Setiap operator

pipeline atau perusahaan yang mempunyai jaringan pipa tidak menginginkan adanya kecelakaan kerja (*zero incident target*) selama *pipeline* tersebut beroperasi. Melakukan *pipeline integrity management system* dengan melihat pada potensi risiko adalah tujuan utama dan semua operator *pipeline*. Metoda ini terus dikembangkan secara berkelanjutan oleh dan untuk operator *pipeline* dengan cara menyediakan informasi-informasi yang diperlukan lalu di implementasikan secara terintegrasi melalui program-program praktis yang telah terbukti efektif di dunia industri minyak dan gas. Program praktis tersebut dikondisikan dan berlaku untuk seluruh *pipeline* baik itu di *onshore* maupun di *offshore*, tergantung dengan data informasi yang tersedia.

2.5.1 Konsep Dasar Risiko (Muhlbauer, 2004)

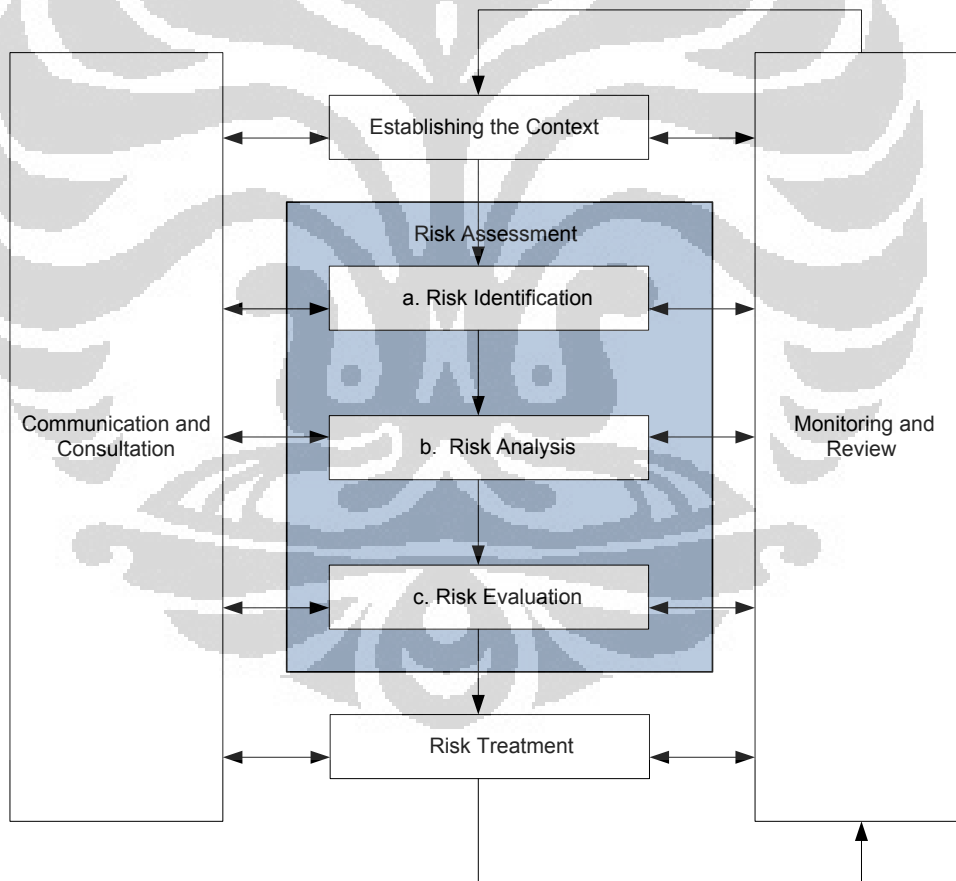
Menurut *Muhlbauer* definisi risiko adalah probabilitas dari suatu peristiwa yang dapat menyebabkan kerugian atau kegagalan atau potensi kegagalan. Sedangkan pada umumnya bahaya digambarkan sebagai karakteristik dan kelompok yang akan menimbulkan potensi kerugian. Sangat penting untuk membuat perbedaan antara bahaya dengan risiko, karena pada dasarnya risiko dapat berubah tanpa mengubah bahaya. Jadi intinya risiko dapat dikurangi dengan mengidentifikasi lalu meminimalisasi risiko yang ada.

$$\begin{aligned} \text{Risiko} &= \text{Probabilitas dari Peristiwa} \times \text{Konsekuensi dari Peristiwa} \\ &= \text{PoF (Probability of Failure)} \times \text{CoF (Consequence of Failure)} \end{aligned}$$

Probabilitas adalah suatu aspek kritis dari semua kajian risiko. Beberapa prediksi dari probabilitas kegagalan diperlukan untuk mengkaji risiko. Dalam melakukan kajian risiko selalu timbul adanya potensi konsekuensi sebagai efek dari probabilitas yang terjadi. Aspek potensi yang menyebabkan kerugian atau kehilangan dapat dihitung sebagai biaya langsung maupun tidak langsung.

Pengoperasian pipa adalah sistem yang relative kompleks yang melibatkan sejumlah proses dan penggunaan teknologi. *Pipeline Integrity* didefinisikan sebagai kemampuan pipa dalam menahan semua beban yang telah diperhitungkan (termasuk

beban *hope stress* yang dikarenakan tekanan operasi) ditambah dengan margin keselamatan operasional yang telah ditetapkan. Integritas pipa berarti bahwa pipa dan semua komponen yang terkait dengan pipa beroperasi dengan baik. Apabila pipa tidak beroperasi dengan baik, maka akan menimbulkan risiko bagi pekerja, aset perusahaan, maupun lingkungan yang ada di sekitar pipa. Kondisi pipa yang aman, tahan lama, serta menguntungkan adalah tujuan dari setiap operator. Konsekuensinya, perusahaan harus memperhatikan langkah-langkah pemeliharaan dengan mempertimbangkan efektifitas biaya di dalam usaha pencegahan kegagalan pipa atau perbaikan pipa yang relative tinggi. Risk management dilakukan dengan merujuk ke ISO 31000 tentang *Risk Management*, dimana prosesnya menggunakan kerangka kerja seperti digambarkan dalam diagram dibawah ini.



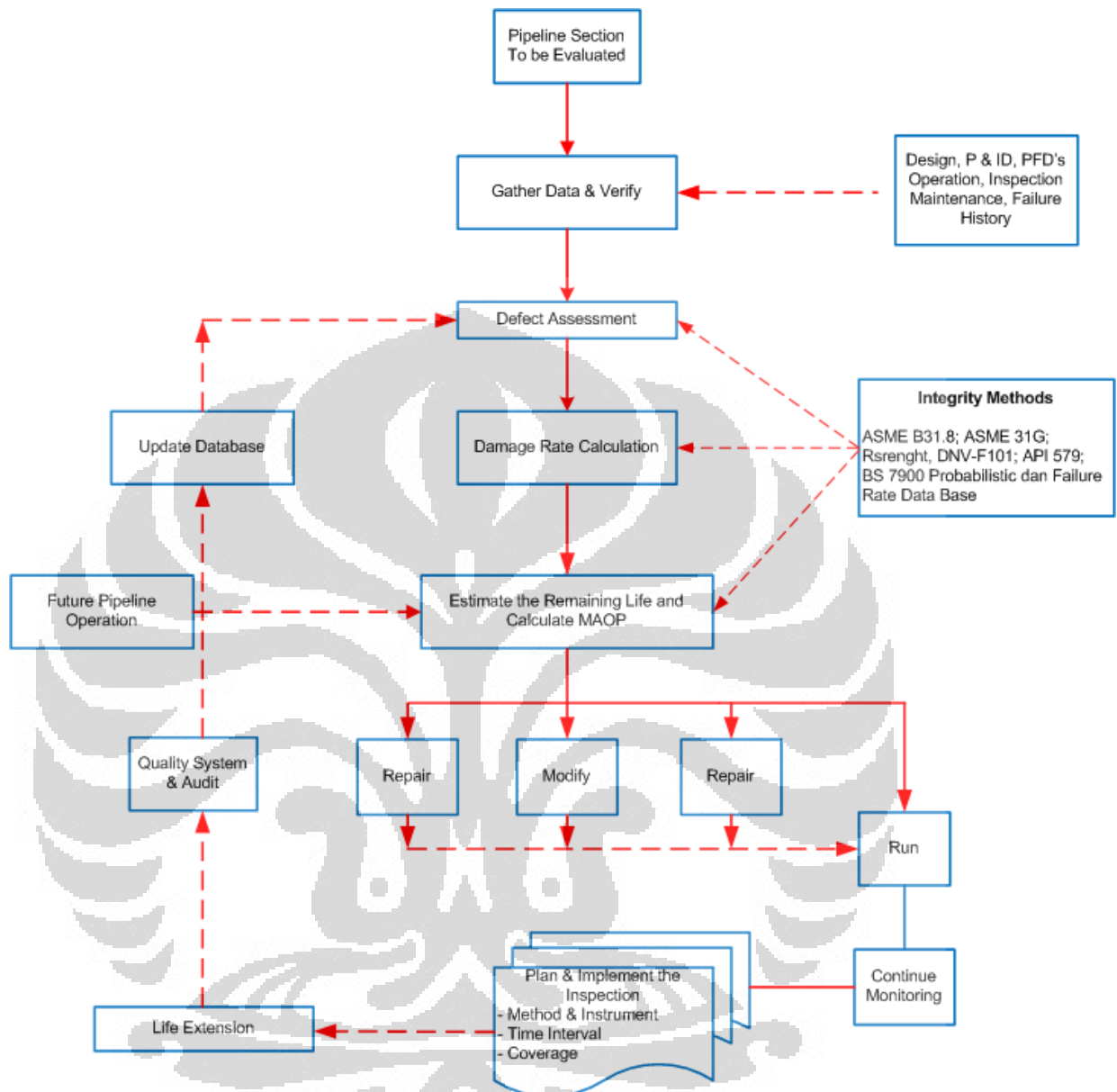
Gambar 2.5. Proses Manajemen Risiko Berdasarkan ISO 31000
(*International Organization for Standardization, 2009*)

Penilaian terhadap integritas pipa dilakukan melalui proses yang meliputi inspeksi fasilitas pipa, mengevaluasi indikasi yang dihasilkan dari inspeksi pipa, memeriksa kondisi pipa menggunakan berbagai teknik yang sesuai dengan SOP, mengevaluasi hasil pemeriksaan, menentukan jenis dan tingkat keparahan cacat pipa yang ditemukan yang kemudian digunakan untuk menentukan integritas pipa. Dari Penilaian integritas pipa kita dapat memastikan bahwa kondisi pipa yang mengandung cacat (*defect*) masih dalam kondisi aman dan andal untuk dioperasikan.

Diagram alir pada Gambar 2.6 dibawah dapat digunakan sebagai pedoman dalam perhitungan umur pipa. Untuk memperkirakan sisa umur pipa harus ditentukan terlebih dahulu laju kerusakan yang terjadi baik itu tingkat korosi atau laju pertumbuhan retak pada pipa. Setelah mengetahui sisa umur operasi pipa maka dapat ditentukan tindakan strategis yang dapat dilakukan baik memperbaiki, memodifikasi, ataupun mengganti pipa.

Pada saat mengembangkan model risiko, ada beberapa kriteria yang harus dipenuhi, yaitu :

- 1) Sistematis, logis, metadis, dan berurut,
- 2) Sederhana, mudah digunakan, cepat untuk dilakukan dan mudah dipahami,
- 3) Komprehensif, semua bahaya dan parameter dimasukkan atau dipertimbangkan,
- 4) Konsisten dengan pengertian bahwa penilaian mengacu pada formulasi yang konsisten,
- 5) Seimbang dalam pengertian bahwa penilaian risiko yang dilakukan selaras dengan kebijakan perusahaan dan kondisi lapangan yang dihadapi.



Gambar 2.6. Diagram Alir Penilaian terhadap Cacat (*Defect*) dan Umur pipa (ASME B31.G dan DNV-RP-F101)

2.5.2 Penilaian Risiko

Penilaian risiko didefinisikan sebagai fungsi matematika dari probabilitas dan konsekuensi kecelakaan. Target penilaian risiko adalah untuk mengidentifikasi potensi kecelakaan, menganalisa penyebabnya,

dan mengevaluasi efek dari tindakan pengurangan risiko. Metode kualitatif dan kuantitatif adalah dua aspek dari penilaian risiko. Metode kualitatif menilai risiko dengan menggunakan sistem indeks, yang didasarkan pada data dasar jaringan pipa gas. Data dasar yang digunakan meliputi panjang pipa, laju alir, kepadatan populasi, gangguan eksternal dan lain-lain. Hasil analisa metode kualitatif adalah nilai risiko kualitatif. Sedangkan pada metode kuantitatif menilai risiko dengan menggunakan simulasi numerik, termasuk perhitungan kemungkinan dan konsekuensi kuantitatif dari kecelakaan yang berbeda. Simulasi numerik yang dilakukan didasarkan pada model fisik dan kimia sebagai hubungan efek dosis fisiologis manusia. Hasil keluaran dari metode kuantitatif adalah berupa risiko individu dan risiko sosial.

Akhir-akhir ini operator pipa semakin banyak mulai menyadari masalah keamanan di jaringan pipa transmisi gas bumi. Untuk penilaian kualitatif, banyak diusulkan pendekatan termasuk *Analytic Hierarchy Process* (AHP), *Fuzzy Logic Method* (FL), *Fault Tree Model* (FTM), *Event Tree Analysis* (ETA) dan *Data Envelopment Analysis* (DEA). (Dey, 2002, Hawdon, 2003, A.S. Markowski, 2009, E. Cagno, 2000, S. Bonvicini, 1998, Y. Dong, 2005) Namun, pendekatan ini fokus hanya pada identifikasi penyebab kecelakaan dan penilaian kegagalan risiko. Selain itu, ada juga metode penilaian risiko lainnya yaitu Metode Penilaian Risiko Pipa Muhlbauer, yaitu metode penilaian dengan menggunakan sistem indeks untuk menilai risiko pipa transmisi jarak jauh yang berada di luar kota. Penilaian tersebut telah digunakan selama lebih dari sepuluh tahun dan bekerja dengan baik (Muhlbauer, 2004). Dengan pertimbangan adanya perbedaan lingkungan antara pipa transmisi jarak jauh dan pipa gas perkotaan, sehingga pendekatan ini yang ada tidak cocok untuk penilaian risiko pipa gas perkotaan. Untuk penilaian kuantitatif, pendekatan banyak telah diterapkan untuk menganalisis dan menilai risiko jaringan pipa gas alam. Pada umumnya metode ini gagal dalam menganalisis konsekuensi dari berbagai kecelakaan, seperti bahaya toksisitas, pembakaran, dan ledakan. Bahkan kecelakaan yang terjadi memberikan efek fisik dan kimiawi yang berbeda dimana menyebabkan kerugian yang berbeda untuk orang dan mempengaruhi distribusi spasial risiko individu dan risiko spasial dengan cara yang berbeda.

2.5.3 *Pipeline Integrity Management System*

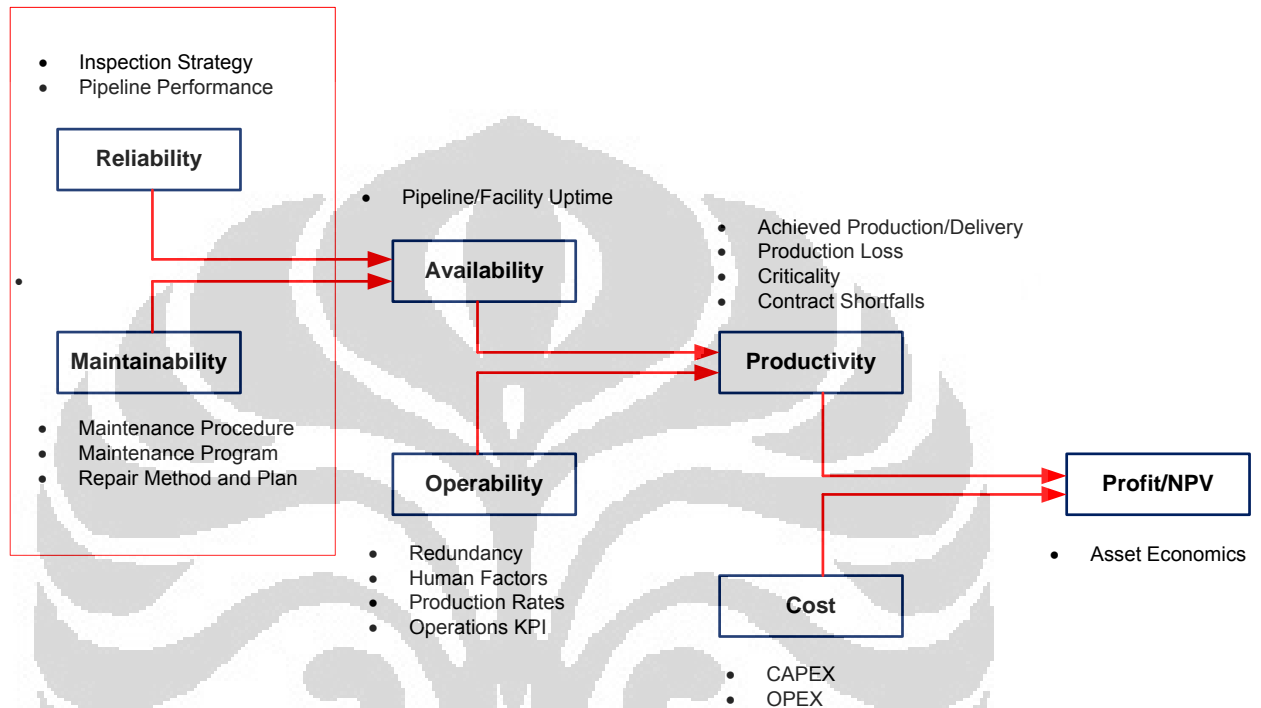
Pipeline Integrity Management System (PIMS) adalah proses perencanaan, pengorganisasian, pelaksanaan dan pengendalian risiko pipa secara keseluruhan dan integritas mekanik melalui rencana inspeksi, pemantauan, serta program pemeliharaan yang tepat agar pipa dapat dioperasikan dengan aman dan terpercaya dengan biaya yang paling efektif. Implementasi PIMS yang efektif dan efisien memerlukan koordinasi dari berbagai pihak, mulai dari operator yang terkait langsung dengan sistem, pengelola risiko, serta pengoperasian dan pemeliharaan pipa, hingga sampai pada level manajemen. Semua pihak yang terkait memiliki peranannya masing-masing dalam menjaga kehandalan jalur pipa. Dengan demikian koordinasi dan komunikasi memegang peranan yang penting dalam pengaplikasian PIMS.

Pada umumnya pipa gas relatif sangat panjang melintasi antar pulau atau antar negara. Dikarenakan sumber daya yang dimiliki oleh operator pipa terbatas, maka manajemen prioritas dan risiko menjadi elemen utama dalam mengelola integritas pipa. Risiko yang ada harus dikelola dan dikurangi ke tingkat yang dapat diterima sesuai dengan ketentuan yang dipersyaratkan. Kehandalan dan integritas pipa harus dipelihara dengan menyiapkan rencana strategi inspeksi yang sesuai kebutuhan dan strategi pemeliharaan yang memadai. Tujuan utama dari pengaplikasian PIMS didalam pengoperasian dan pemeliharaan pipa adalah sebagai berikut :

1. Menerapkan strategi inspeksi, pemeliharaan, dan perbaikan berdasarkan skala prioritas yang ditentukan oleh risiko dan *fitness for services assessment* (FFS),
2. Menerapkan siklus integritas, indikator kinerja (*Key Performance Indicator*), dan program audit yang tepat,
3. Meningkatkan kompetensi sumber daya manusia yang berkelanjutan,
4. Mempertahankan komitmen manajemen yang kuat dan kepemimpinan organisasi,
5. Mempertahankan reputasi perusahaan,
6. Memperpanjang umur pipa yang ada karena pengelolaan risiko,
7. Mempertahankan *asset register* dan *data base* pipa,

8. Mengurangi terjadinya kegagalan dan kecelakaan pipa,

Diagram dibawah menunjukkan posisi dan peran dari *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) dalam berkontribusi pada tujuan akhir perusahaan dalam hal profitabilitas perusahaan.



Gambar 2.7. Peran PIMS dalam suatu Perusahaan Operator Pipa

2.6 ANOMALI PIPA (API STD 1160, 2001)

2.6.1 KOROSI (*METAL LOSS*)

Di dalam API STD 1160, korosi didefinisikan sebagai kerusakan dari material yang biasanya adalah material logam melalui reaksi dengan lingkungan. Laju dimana logam mengalami kerusakan atau terkorosi biasanya dipacu oleh faktor lingkungan dimana material itu berada dan juga dari langkah-langkah pencegahan yang dilakukan untuk memitigasi risiko yang terjadi. Baik itu korosi internal maupun korosi eksternal memiliki pengaruh yang besar terhadap kerusakan material pipa. Setiap korosi terdiri dari faktor-faktor sebagai berikut :

- a. Anoda,
- b. Katoda,
- c. Jalur metalik yang menghubungkan katoda dan anoda, biasanya adalah logam pipa itu sendiri, dan
- d. Elektrolit (Tanah dan Air tanah)

Reaksi elektrokimia dari proses korosi adalah dengan cara menghilangkan salah satu dari 4 faktor pembentuk korosi. Metode yang paling sering digunakan untuk mengontrol korosi adalah dengan pemilihan bahan, penggunaan cat dan *coating* pelindung, bahan kimia untuk perlindungan korosi, isolasi dielektrik, dan perlindungan katodik.

Tipe-tipe korosi yang terjadi pada pipa berdasarkan API STD 1160 (*Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*):

2.6.1.1 Korosi Eksternal (*Eksternal Corrosion*)

Pada saat pipa ditanah didalam tanah maka akan terjadi perkembangan situs anodik dan katodik yang diciptakan oleh proses manufaktur baja, kondisi lingkungan sekitarnya, fasilitas-fasilitas lainnya yang terkubur, dan faktor-faktor lainnya. Pipa menjadi jalan metalik dan tanah menjadi elektrolitnya. Korosi eksternal pada pipa biasanya berupa *pitting* atau korosi lokal. Korosi lokal dievaluasi dengan menggunakan pengukuran kedalaman dan panjang untuk menentukan sisa kekuatan baja. Hal-hal yang menyebabkan *pitting* lokal adalah bakteri, perbedaan konsentrasi oksigen, gangguan arus liar atau interaksi antara sel galvanik. Korosi *pitting* relatif cukup berbahaya untuk integritas pipa karena biasanya menyerang daerah yang relatif kecil dengan laju korosi yang relatif tinggi. Pengontrolan korosi eksternal pada pipa yang terkubur dilakukan dengan kombinasi penggunaan lapisan pelindung dengan perlindungan katodik. Prinsip dari perlindungan katodik (*Cathodic Protection*) adalah merubah daerah anodik pada permukaan baja ke daerah katodik, mentransfer struktur korosi pipa keluar atau ke struktur bukan pipa yang dapat diganti dengan mudah secara berkala.

2.6.1.2 *Selective ERW Seam Corrosion*

Selective ERW Seam Corrosion atau juga disebut *preferential seam corrosion* terjadi ketika pipa ERW mengalami kerusakan korosi yang disebabkan oleh korosi internal maupun eksternal pada atau berdekatan dengan bahan ERW. Pada kondisi dimana laju korosi menyerang ikatan pada *seam* lebih tinggi dibandingkan permukaan logam disekitarnya maka akan membentuk celah yang berbentuk V atau berbentuk alur. Pada material pipa ERW, pada daerah bond menunjukkan ketangguhan patah yang rendah. Pada korosi tertentu dan ketangguhan pipa yang rendah akan lebih memudahkan pipa mengalami cacat serius yang pada akhirnya menyebabkan pipa pecah.

2.6.1.3 *Narrow Axial External Corrosion (NAEC)*

Korosi ini sering terjadi pada pipa *double submerged arc welded* yang dilapisi dengan *polyethylene*. “Tenting” memungkinkan intrusi air dan membentuk lingkungan yang dapat melindungi permukaan luar pipa dari perlindungan katodik. Daerah berpelindung ini cenderung berorientasi kearah aksial dan terbatas langsung pada daerah yang berdekatan dengan jahitan las. Cacat alur yang dihasilkan lebih cenderung pecah atau *rupture* daripada korosi tumpul (*blunt*).

2.6.1.4 Korosi Internal (*Internal Corrosion*)

Prinsip terjadinya korosi internal sama dengan korosi yang terjadi pada eksternal pipa. Pada material yang diangkut oleh pipa baik itu minyak maupun gas yang mengandung air, bakteri, kontaminan kimia, dan kotoran dapat menyebabkan lingkungan korosif pada bagian dalam pipa. Korosi internal yang terjadi pada pipa adalah korosi *pitting* dan korosi umum lokal sama dengan yang terjadi pada korosi eksternal, hanya saja *cathodic protection* yang diterapkan pada permukaan eksternal pipa tidak efektif dalam mengurangi korosi pada bagian dalam pipa, karena kesulitan dalam pengaplikasian *cathodic protection*, gangguan pada aliran pipa, jarak jangkauan, dan lain-lain. Pengendalian korosi pada bagian dalam pipa dilakukan dengan menggunakan bahan kimia seperti inhibitor bactericides serta melakukan

pigging dengan interval tertentu merupakan teknik efektif dalam mencegah korosi serta menghilangkan air dan debris.

2.6.1.5 Korosi *Under-Deposit (Under-Deposit Corrosion)*

Under-Deposit Corrosion adalah bentuk korosi internal yang biasanya ditemukan pada area bawah pipa dan kemungkinan bisa atau tidak berhubungan dengan bakteri korosi. Korosi ini biasanya terjadi pada pipa yang mengangkut minyak mentah yang mengandung air dan membentuk kolam air pada dasar pipa akan memberikan elektrolit untuk proses korosi.

Korosi lokal yang terjadi pada jenis korosi ini melalui beberapa mekanisme antara lain :

- *Adherent deposit* memungkinkan pembentukan anodik dan katodik yang mendorong proses korosi,
- Klorida yang berada dalam air laut akan merusak lapisan pasif dan menghidrolisis membentuk kondisi asam,
- Gas terlarut menciptakan kondisi asam dan membentuk reaktan anodik ke sel korosi.

Perkembangan sel-sel korosi yang ada dibawah deposit dapat menyebabkan percepatan korosi yang biasanya terjadi pada bagian bawah pipa. Korosi jenis ini sulit untuk dikontrol karena deposit dapat membantu mencegah terhapusnya *corrodent* dari arus aliran dan mencegah inhibitor dari pelapisan daerah korosi.

Tipe Korosi lain:

2.6.1.6 *Bacterial Corrosion (Microbiologically Influenced Corrosion)*

Bacteria corrosion adalah korosi yang disebabkan oleh bakteri yang biasa ditemukan pada tanah dan air. Ada dua kategori dasar dari bakteri yaitu bakteri *aerobic* (menggunakan oksigen) dan bakteri *anaerob* (tidak menggunakan oksigen) yang dapat menyebabkan korosi pada pipa baik korosi internal maupun korosi eksternal.

2.6.1.7 Galvanic Corrosion

Galvanic Corrosion adalah korosi yang terkait dengan arus yang dihasilkan dari campuran antara dua atau lebih logam yang berbeda bereaksi dengan elektrolit umum, salah satu logam akan berfungsi sebagai anodik (anoda) dan logam lainnya berfungsi sebagai katodik (katoda). *Galvanic corrosion* terbentuk jika ada paduan logam yang berbeda seperti tembaga atau *stainless steel* yang mengalami kontak dengan tembaga, atau pipa baru mengalami kontak dengan pipa tua, atau bisa juga terjadi ketika logam yang berbeda digunakan ketika pengelasan pipa dan juga terjadi sebagai hasil dari *stress* pada pipa seperti yang ditemukan pada sendi las, *bend* pipa mekanik atau pada pipa yang telah rusak oleh gigi *backhoe*.

2.6.1.8 Stress Corrosion Crack (SCC)

Stress corrosion crack adalah bentuk retak yang terbentuk oleh lingkungan dimana retaknya relatif kecil dan memanjang dan perlahan perlahan akan berkembang kedalam selama periode tahun. Celah-celah kecil individu yang terjadi pada akhirnya bergabung membentuk retak yang lebih besar. Tiga kondisi yang terjadi pada kondisi *stress corrosion crack* adalah *microstructure* yang rentan, lingkungan yang kondusif, dan stress tarik. Dua bentuk SCC yang telah diidentifikasi adalah pH tinggi (klasik) dan mendekati pH netral (non-klasik). Pada kondisi pH yang tinggi cenderung terjadi pada kisaran potensial katodik yang sempit dan pada pH lokal lebih dari 9. Hal ini terkait dengan peningkatan suhu operasi pipa. Retak yang terbentuk cenderung sempit dan intergranular. Pipa dengan tar batubara dan lapisan aspal terkadang rentan terhadap retak. Kelembaban yang terjadi pada kondisi *stress corrosion crack (SSC)* terjadi pada kisaran pH lokal 5,5 – 7,5, terkait dengan konsentrasi CO₂ di air tanah dan iklim dingin. Retak yang terjadi umumnya transgranular, lebar, dan lebih berkarat dari SSC yang ditemukan pada pH yang tinggi.

2.6.2 CACAT YANG DISEBABKAN KARENA *CONSTRUCTION DAMAGE* ATAU *THIRD PARTY DAMAGE*

Pada masa konstruksi atau pada masa pemeliharaan terjadi cacat pada las-lasan pipa dan cacat pada pipa. Cacat yang terjadi bervariasi jenisnya seperti penyok (*dent*), *gouge*, *undercut*, *lack of fusion*, *lack of penetration*, atau retak (*cracks*). *Third party damage* (TPD) atau kekuatan lain dari luar seperti pergerakan tanah dan peralatan ekskavasi yang dapat menyebabkan penyok (*dent*), *gouge*, *scratch*, kehilangan *support* pipa, perubahan *pipeline alignment*, dan *loss of cover*.

2.6.2.1 *Dent*

a. *Plain Dents*

Plain dents atau penyok polos biasanya berupa perubahan kontur permukaan pipa yang tidak disertai dengan stress konsentrator, bebatuan pada timbunan atau dampak mekanik. Penyok jenis ini dapat dianalisa dengan adanya kelelahan atau *fatigue*.

b. *Dents with a Stress Concentrator*

Jenis cacat penyok dengan stress konsentrator seperti retak (*cracks*), *gouge*, retak alur (*grooves*) atau *arc burns*, yang terletak didalam cacat penyok. Penyok jenis ini merupakan titik awal kegagalan pipa yang menimbulkan potensi serius bagi integritas pipa.

c. *Double Dents*

Double dent merupakan dua penyok tumpang tindih di sepanjang pipa yang menebus daerah pusat kelengkungan reverse pada arah longitudinal. Retak *fatigue* (*fatigue crack*) berkembang di daerah saddle diantara dua penyok dan sering berkembang pada kondisi yang kritis dengan kecepatan lebih besar daripada retak *fatigue* pada penyok tunggal (*single dent*)

d. *Dents that Affect Welds*

Penyok jenis ini adalah penyok yang mempengaruhi jahitan pada pipa longitudinal atau pada ketebalan las yang dianalisa dengan teknik fatique.

2.6.2.2 *Gouge*

Gouge adalah cacat pada pipa yang berupa alur memanjang atau rongga yang disebabkan oleh penghapusan logam secara mekanik. *Gouges* dapat dideteksi dari ketajaman ujungnya sehingga sangat merugikan integritas pipa. Korosi yang terjadi pada pipa umumnya berbentuk bulat atau parabola, sedangkan *gouges* lebih meruncing kearah tepi.

2.6.2.3 *Arc Burns*

Arc burn merupakan cacat pada pipa yang terbentuk dari rangkaian lubang kecil atau lekukan yang berdekatan atau pada permukaan yang disebabkan oleh busur las antara elektroda las (batang pengelasan) atau tanah dan permukaan pipa.

2.6.2.4 *Appurtenances Welded to Line*

Appurtenances Welded to Line merupakan cacat pada pipa yang biasanya terbentuk karena adanya struktur logam yang melekat pada garis pipa, seperti *stopple fitting*, *branching connection*, taps dan lain-lain.

2.6.2.5 *Wrinkle Bend/Buckles*

Wrinkle adalah deformasi lokal pada dinding pipa yang disebabkan oleh tekanan stress longitudinal pada pipa yang ditandai dengan pengelembungan kecil pipa kearah luar atau kearah dalam secara asimetri. Sedangkan *buckle* adalah *wrinkle* yang telah berkembang ke rezim pasca *wrinkle*. Sebuah *buckle* ditandai dengan deformasi besar pada dinding pipa dengan amplitude lebih besar dari 1 inci.

2.6.2.6 *Cracks dan Mill-Related Anomalies*

Cracks atau retak pada pipa adalah adalah cacat pada pipa akibat pipa mengalami *stress* yang diakibatkan oleh pemisahan logam yang terjadi tanpa adanya

pengaruh lain dari luar dimana tidak cukup besar untuk menyebabkan pecah material. Potensi pertumbuhan pipa *crack* atau retak pada pipa cairan adalah melalui korosi *intergranular fatigue*. Retak pada pipa menjadi perhatian utama para operator pipa karena pertumbuhan dan efeknya tidak bisa terdeteksi. *Mill-related anomalies* adalah cacat pada pipa yang terjadi pada saat proses manufaktur pembuatan pipa yang terlewat oleh proses kontrol kualitas.

2.7 KELAS LOKASI (ASME B31.8, 2010)

Selain korosi faktor utama yang menyebabkan kerusakan pada saluran pipa gas adalah kerusakan pipa akibat adanya kegiatan manusia disepanjang jalur pipa (ROW). Aktifitas tersebut pada umumnya terjadi pada saat berlangsungnya pembangunan konstruksi atau fasilitas-fasilitas umum yang kemudian diikuti dengan tumbuhnya pemukiman penduduk, industri dan penyediaan sarana pelayanan seperti pensuplaian gas, air dan listrik, sistem saluran pembuangan limbah dan parit, kabel listrik dan komunikasi yang memungkinkan menimbulkan kerusakan yang lebih besar pada pipa.

Sesuai dengan yang tertera pada ASME B.318 dan SNI 13-3474 “Kelas Lokasi” digunakan untuk menentukan tekanan desain, tipe konstruksi, dan tekanan maksimum yang diijinkan. Berikut adalah tabel pengklasifikasian kelas lokasi berdasarkan jumlah bangunan untuk hunian manusia:

Tabel. 2.2 Kelas Lokasi/*Location Class*

Orisinil [(1)]		Saat ini		<i>Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP)</i>
Kelas Lokasi	Jumlah Bangunan	Kelas Lokasi	Jumlah Bangunan	
1 divisi 1	0 - 10	1	11 – 25	MAOP sebelumnya tetapi tidak boleh lebih besar dari 80% SMYS
1 divisi 2	0 - 10	1	11 – 25	MAOP sebelumnya tetapi tidak boleh lebih besar dari 72% SMYS
1	0 - 10	2	26 – 45	0,800 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 72 SMYS
1	0 - 10	2	46 – 65	0,661 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 60 SMYS
1	0 - 10	3	66 +	0,667 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 60 SMYS
1	0 - 10	4	Catatan (2)	0,555 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 50 SMYS
2	11 - 45	2	46 – 65	MAOP sebelumnya tetapi tidak boleh lebih besar dari 60% SMYS
2	11 - 45	3	66 +	0,667 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 60 SMYS
2	11 - 45	4	Catatan (2)	0,555 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 50 SMYS
3	46 +	4	Catatan (2)	0,555 x Tekanan uji tetapi tidak lebih besar dari 50 SMYS

(SNI 13-3474, 2009)

Catatan : 1) Pada waktu desain dan konstruksi

2) Bangunan gudang umum yang pantas

Sesuai dengan yang tertera pada SNI 13-3474-2009 Sistem Perpipaan Transmisi dan Distribusi gas, 854.1c. jika ada peningkatan jumlah bangunan yang

dimaksudkan untuk hunian manusia hingga atau mendekati batas tertinggi dari rentang yang tercantum dalam Tabel 2.2 sampai suatu tingkat adanya kemungkinan perubahan kelas lokasi operasi, maka suatu penelitian harus dibuat untuk menentukan hal berikut :

- 1) Prosedur pendesainan, pengkonstruksian, dan pengetesan yang diikuti dalam konstruksi semula dan pembanding prosedur tersebut dengan ketentuan standar yang berlaku,
- 2) Kondisi fisik saluran pipa atau pipa induk sampai tingkat kondisi ini dapat diketahui dengan pasti dari catatan tes dan evaluasi yang ada sekarang,
- 3) Sejarah pemeliharaan dan pengoperasian saluran pipa atau pipa induk,
- 4) Tekanan operasi aktual maksimum dan tegangan melingkar operasi yang terkait. Gradien tekanan boleh diperhitungkan pada bagian pipa penyalur atau pipa yang secara langsung dipengaruhi oleh peningkatan kepadatan populasi,
- 5) Area aktual yang dipengaruhi oleh kenaikan jumlah bangunan yang diperuntukkan bagi hunian manusia dan batas pemisah fisik atau faktor-faktor lain yang dapat membatasi pengembangan lebih lanjut daerah yang penduduknya padat,

dan kelanjutan dari studi ini, jika terjadi perubahan kelas lokasi diindikasikan, patroli, dan survei kebocoran harus segera diselesaikan pada interval yang sudah diputuskan oleh perusahaan untuk kelas lokasi baru.

2.8 Metode Perbaikan Pipa (API STD 1160, 2001)

Pada setiap kegiatan inspeksi yang dilakukan oleh operator pipa akan ditemukan anomali pipa yang harus dievaluasi untuk menentukan langkah strategis selanjutnya yang akan dilakukan. Sejumlah anomali pipa akan membutuhkan perbaikan dan strategi perbaikan yang tepat dalam rangka mengurangi tingkat risiko yang dihasilkan oleh anomali tersebut. Perbaikan-perbaikan pipa yang bisa dilakukan menurut API STD 1160 (*Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*) adalah sebagai berikut:

2.8.1 *Pipe Replacement*

Pada pipa yang ditemukan anomali yang cukup parah atau beberapa anomali pada beberapa lokasi yang luas, atau perbaikan dengan perkuatan *sleeve* atau dengan komposit tidak cocok dan tidak memperbaiki fungsi pipa maka cara yang paling tepat adalah dengan penggantian bagian pipa dengan material pipa baru yang minimal memiliki kekuatan desain yang sama dengan pipa yang diganti.

2.8.2 *Recoat and Backfill*

Setelah proses evaluasi pipa yang mengalami anomali eksternal dilakukan dan tidak memerlukan perbaikan, maka dilakukan *recoating* dan penimbunan kembali. Setelah dilakukan *recoating* maka pipa akan berada di bawah perlindungan *coating* dan *cathodic protection*.

2.8.3 *Pipe Sleeves*

Steel full encirclement sleeves adalah salah satu metode yang paling banyak digunakan untuk perbaikan umum pada cacat pipa. Tipe perbaikan dengan *sleeves* dinilai dapat mengembalikan kekuatan sepotong pipa yang rusak setidaknya 100% SMYS. Jenis penggunaan *sleeves* tergantung pada konfigurasi segmen pipa dan daerah cacat yang akan diperbaiki.

2.8.4 “*Pumpkin Sleeves*”

Dalam pengoperasian pipa yang sudah tua, persendian atau join dibuat secara mekanikal dengan kompresi kopling. Pada kopling biasanya terdapat baut longitudinal dan kerah yang digunakan pada saat pengompresan atau gasket untuk menutup pipa yang berfungsi untuk mentransfer *stress* yang diabaikan pada sepanjang pipa. Untuk mengatasi masalah penarikan dan kebocoran maka *pumpkin sleeves* dipasang pada kopling dan dilas pada pipa pada kedua ujungnya.

2.8.5 *Split Sleeve Reinforcement Clamp (SSRC)*

Split Sleeve Reinforcement Clamp (SSRC) adalah metode perbaikan yang digunakan untuk memperbaiki anomali pipa dan mengembalikan MOP (*Maximum Operating Pressure*) pipa secara penuh dan dapat dianggap sebagai perbaikan permanen dalam banyak situasi. SSRC ini dapat digunakan pada pipa tekanan tinggi dan rendah baik itu pipa minyak, gas, atau produk liquid lainnya. Ada dua (2) konfigurasi dasar SSRC yaitu; (1). *Elastomeric sealing*, dan (2). *Elastomeric sealing welding*. *Elastomeric seal* pada SSRC didesain memberikan tekanan jika *defect* pada pipa mengalami kebocoran. Pilihan pengelasan dirancang sebagai “*back-up*” untuk kekuatan.

Keuntungan perbaikan dengan menggunakan SSRC adalah :

- 1) Biaya perbaikan dengan *clamp* relatif murah dan efektif,
- 2) Tidak diperlukan pengelasan.

Sedangkan kelemahan perbaikan dengan SSRC ini adalah :

- 1) Ukuran dari *clamp* (panjang pendek) tidak bisa digunakan pada anomali pipa yang cukup besar meskipun *sleeves* atau lengan *clamp* dapat dibuat secara kustom disesuaikan dengan ukuran anomali,
- 2) Biasanya digunakan pada perbaikan pipa yang lurus meskipun aplikasi kustom untuk *elbow* dan *fitting* juga tersedia.

2.8.6 *Leak Clamp*

Leak clamp digunakan untuk memperbaiki kebocoran pipa yang diakibatkan oleh korosi eksternal. Perbaikan dengan *leak clamp* digunakan pada lubang terisolasi yang dianggap sebagai perbaikan yang bersifat *temporary* atau sementara sampai segman pipa tersebut bisa diganti. *Leak clamp* dibedakan dengan *pipe clamp* atau *sleeves* karena sifat perbaikannya yang hanya bersifat sementara. *Leak clamp* dipergunakan jika analisa menunjukkan bahwa pecah pipa yang diakibatkan oleh korosi pada sekeliling kebocoran tidak mungkin terjadi atau jika tingkat tekanan diturunkan sampai dilakukan perbaikan pipa yang permanen. *Leak clamp* terdiri dari band metal ringan dengan baut tunggal yang digunakan untuk mengencangkan pada

pipa dan juga termasuk *fitting* ulir yang terletak 180° dari baut yang digunakan untuk mendorong *neoprene cone* kedalam lubang bocor.

2.8.7 *Non-Metallic Reinforcement Sleeve*

Non-Metallic Reinforcement Sleeve digunakan sebagai penguat dan alternatif perbaikan untuk *split steel sleeves* untuk cacat tidak bocor. *Non-Metallic Reinforcement Sleeve* ini dirancang untuk memperbaiki cacat korosi tumpul dan yang tersedia dalam berbagai teknologi. Struktur yang dihasilkan oleh *Non-Metallic Reinforcement Sleeve* memberikan perkuatan secara circumferential. Operator pipa sebaiknya melakukan serangkaian tes rekayasa kehandalan untuk masing-masing teknologi sehingga perbaikan yang dilakukan dapat mengembalikan kemampuan layanan pipa.

Keuntungan perbaikan dengan *Non-Metallic Reinforcement Sleeve*:

- 1) Tidak ada pengelasan pada pipa,
- 2) Biaya keseluruhan perbaikan lebih murah daripada perbaikan yang dilakukan dengan *sleeve* tipe A.

Kerugian perbaikan dengan *Non-Metallic Reinforcement Sleeve*:

- 1) Biaya material lebih tinggi dibandingkan perbaikan dengan *steel sleeves*,
- 2) Perbaikan yang dilakukan tidak dapat dilihat dengan alat *in-line inspection* tanpa adanya marker atau tanda seperti band baja.

2.8.8 *Weld Deposit Repairs*

Perbaikan pipa dilakukan dengan menggunakan endapan logam las, yaitu dengan mengganti logam yang hilang atau rusak dengan logam *filler* atau pengisi untuk mengembalikan kelangsungan pipa. Perbaikan jenis ini membutuhkan prosedur khusus.

2.8.9 *Hot Tapping*

Beberapa cacat *defect*, bocor, atau non-bocor pada pipa bisa dihilangkan dengan melakukan *hot tapping fitting* pada atas cacat dan memotong cacat pada pipa.

2.8.10 *Incompressible Resin-filled Sleeve*

Pada sistem perbaikan *incompressible resin-filled sleeve* menggunakan *metallic shell* yang diisi dengan *epoxy grout*. Teknik ini merupakan perbaikan permanen untuk anomali pipa seperti *gouge*, korosi, *dent*, cacat *circumferential* atau cacat pada *girth-weld* tanpa adanya pengelasan pada pipa.

2.8.11 *Grinding Repairs*

Perbaikan grinding dapat dilakukan secara manual menggunakan tangan atau dengan kekuatan *disk grinding* digunakan secara umum untuk memperbaiki cacat pipa yang dangkal dan beberapa cacat significant seperti *gouge*.

2.9 **Metode Pengendalian Korosi**

2.9.1 ***Cathodic Protection* (NACE SP0207, 2007)**

Cathodic protection atau perlindungan katodik adalah teknik untuk mengurangi korosi dari permukaan logam dengan menjadikan permukaan katoda tersebut menjadi suatu sel elektrokimia. Efektivitas *cathodic protection* (CP) atau tindakan pengendalian korosi eksternal lainnya dapat dikonfirmasi secara observasi visual, dengan pengukuran ketebalan dinding pipa, atau dengan penggunaan perangkat pemeriksaan internal. Beberapa metode tertentu terkadang tidak praktis untuk dilakukan, pemenuhan atas setiap kriteria atau kombinasi dari kriteria merupakan bukti bahwa kinerja CP yang memadai telah dicapai. Pada saat dilakukan pengalihan untuk tujuan tertentu maka pipa harus diperiksa sebagai bukti korosi dan kondisi *coating*.

Ada dua macam tipe sistem *cathodic protection* :

a. *Galvanic Anode Systems*

Anoda *galvanic* dibuat dari bahan seperti paduan magnesium, seng, atau aluminium. Anoda dihubungkan ke pipa, baik secara individu atau dalam kelompok. Anoda *galvanic* terbatas dalam arus keluaran oleh anoda-pipa ke-menghasilkan tegangan dan resistivitas elektrolit.

b. *Impressed Current Anode Systems*

Impressed current anode system dapat dibuat dari bahan seperti grafit besi, silikon kelas tinggi, paduan timbal-perak, logam mulia, atau baja. Bahan-bahan tersebut terhubung dengan kabel terisolasi, baik secara individu atau dalam kelompok, untuk terminal positif sebuah arus searah (DC) sumber, seperti *rectifier* atau generator. Pipa terhubung ke terminal negatif sumber arus DC.

2.9.2 CIPS & DCVG (NACE SP0207, 2007)

Close Interval Potensi Survey (CIPS) atau yang dikenal juga dengan *Close Interval Survey* (CIS) adalah sebuah survei potensi yang dilakukan pada pipa logam yang terkubur atau terendam untuk mendapatkan pengukuran potensial struktur DC ke elektrolit pada interval reguler yang cukup kecil untuk memungkinkan adanya penilaian detail.

Data-data yang diperoleh dari kegiatan CIPS dapat memberikan manfaat seperti :

1. Mengidentifikasi daerah-daerah diluar jangkauan kriteria potensial pipa yang tidak bisa diidentifikasi dengan *test point survey*,
2. Menentukan kondisi area diluar kisaran atau range kriteria potensial,
3. Mencari defect atau cacat pipa menengah sampai cacat besar pada *coating* (terisolasi atau menerus dan biasanya $> 600 \text{ mm}^2$ atau 1 in^2),
4. Mencari area *stray-current pick up* dan *discharge* atau area yang berisiko korosi,
5. Menentukan area pengaruh *cathodic protection* (CP),

6. Mengidentifikasi casing yang mengalami korsleting, cacat pada perangkat isolasi listrik, atau tidak disengaja kontak dengan struktur logam lainnya,
7. Mencari daerah perisai geologi *cathodic protection* (CP),
8. Melakukan pengukuran tingkat CP dalam melakukan pengujian arus dan mengevaluasi efektivitas distribusi arus sepanjang pipa,
9. Mencari daerah yang berisiko mengalami *stress corrosion cracking* (SCC) dengan pH tinggi. Tingkat CP terbukti sebagai faktor kerentanan pipa hingga timbulnya SCC dengan pH tinggi. CIS dapat membantu menunjukkan lokasi di sepanjang saluran pipa dimana struktur elektrolit jatuh pada jangkauan kerentanan terjadinya SCC, dan
10. Menentukan dan memprioritaskan area risiko korosi sebagai bagian dari program manajemen integritas atau bagian dari *eksternal corrosion direct assessment* (ECDA).

Direct Current Voltage Gradient (DCVG) *Survey* adalah sebuah metode untuk mengukur perubahan gradien tegangan listrik di dalam tanah di sepanjang dan sekitar pipa untuk memberi informasi mengenai efektivitas sistem *coating*. DCVG biasanya dilakukan pada system pipa CP (*impressed current*) yang beroperasi pada output normal.

2.9.3 *In-Line Inspection* (API Standard 1163, 2005)

In-line inspection merupakan aktivitas pemeriksaan jaringan pipa pada bagian dalam pipa dengan menggunakan alat inspeksi yang disebut sebagai *pigs* atau *smart pigs*. ILI merupakan metode penilaian integritas yang digunakan untuk menemukan atau mengkarakterisasikan indikasi awal, seperti *metal loss*, deformasi, atau cacat pada pipa. Spesifikasi kinerja yang jelas harus menyatakan satu atau lebih deteksi ambang batas dan deteksi probabilitas untuk setiap jenis anomali atau karakteristik yang dicakup oleh spesifikasi. Ambang batas deteksi sebagai fungsi dari jenis anomali harus mencakup:

- a. *Metal Loss*
 - Korosi (Internal dan Eksternal), minimum kedalaman, panjang, lebar dan orientasi.
 - *Gouges*, minimum kedalaman, panjang, lebar, geometri, dan orientasi.
- b. *Crack* atau cacat seperti anomali pada badan atau lasan pipa. Minimum kedalaman, panjang, lebar, orientasi, dan kedekatan dengan retak lainnya, anomali atau komponen pipa.
- c. Deformasi
 - *Dents* : kedalaman minimum atau pengurangan penampang, atau pengurangan diameter dan orientasi.
 - *Pipe ovality* : Ovality minimum
 - *Wrinkles atau ripples* : tinggi minimum, jarak, dan orientasi
 - *Buckles* : kedalaman minimum, pengurangan penampang atau diameter dan orientasi.
- d. Metallurgical
 - *Cold work* : keberadaan dan tingkat keparahan
 - *Hard spots* : diameter minimum *hard spot* dan perbedaan kekerasan antara *hard spot* dan material dasar.
 - *Anomali manufaktur* : dimensi minimum dan posisi.
- e. *External coating faults* : minimum dimensi
- f. *Girth welds, seam welds*
- g. Anomali lainnya: kondisi atau komponen pipa sesuai keperluan, tergantung pada standar industri atau praktik.

BAB 3 METODE PENELITIAN

3.1 TAHAPAN PENELITIAN

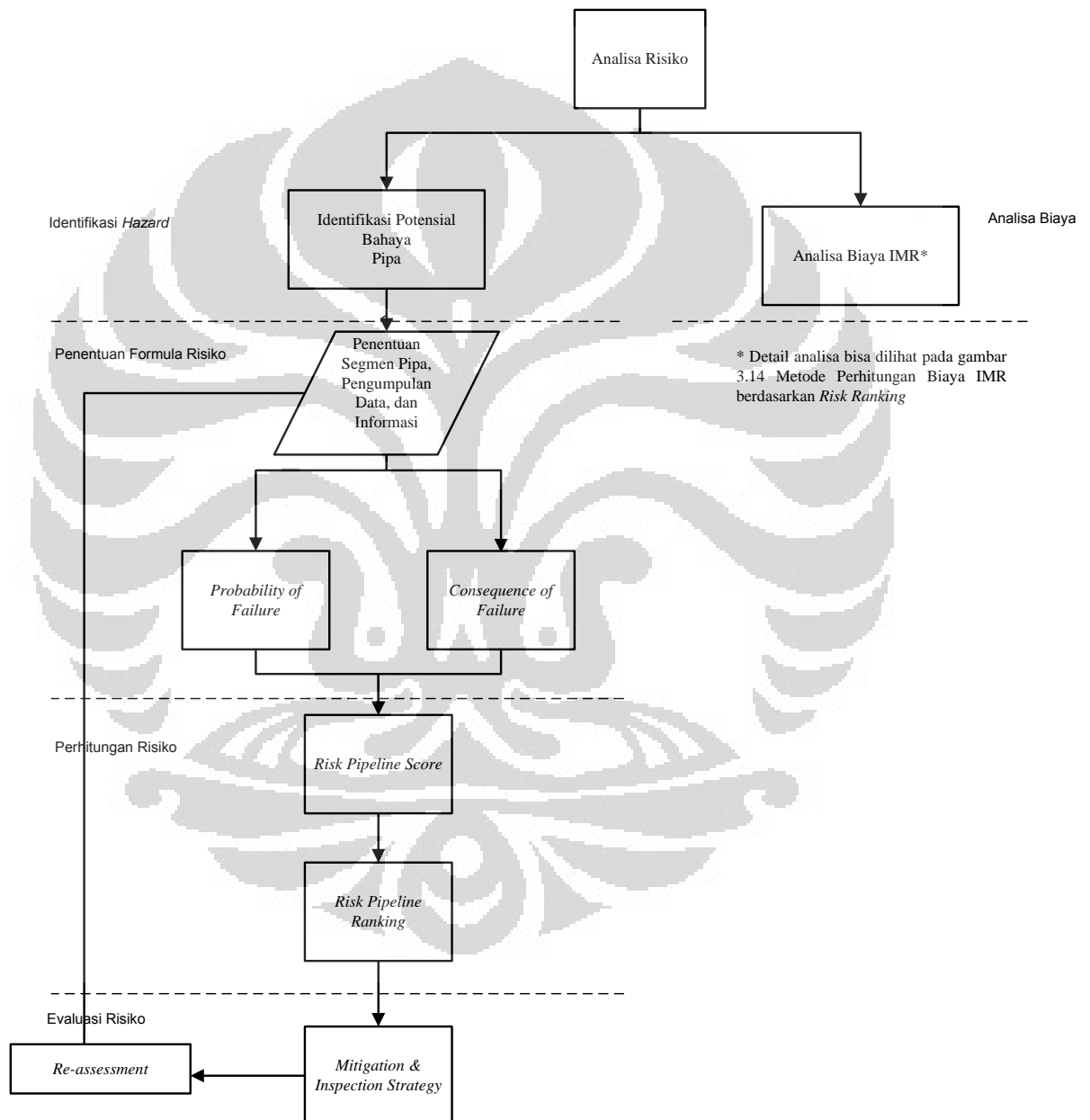
Secara garis besar metode penelitian yang digunakan pada *thesis* ini dapat terbagi menjadi empat bagian utama (Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian), yaitu:

- Identifikasi *Hazard*
- Penentuan Formula Risiko
- Perhitungan Risiko
- Evaluasi Risiko
- Analisa Biaya

Pada tahap awal penelitian, penulis melakukan identifikasi *hazard* yang terjadi akibat kebocoran atau kerusakan pada pipa gas yang bertekanan tinggi. Kemudian dari identifikasi *hazard* penulis kemudian melakukan penentuan formula risiko dengan menentukan parameter probabilitas dan konsekuensi kegagalan dengan menggunakan metode perhitungan *qualitative* berdasarkan identifikasi *hazard* yang telah dilakukan. Dari perhitungan risiko maka penulis dapat mengevaluasi profil risiko sepanjang pipa tersebut. Parameter-parameter probabilitas yang digunakan untuk perhitungan *qualitative* risiko meliputi *third party damage*, *internal corrosion*, *external corrosion*, dan *design & operation*, sedangkan parameter yang digunakan untuk pemodelan konsekuensi antara lain *Business Interruption (loss)*, *Safety on Population*, *Cost of the Company Asset*, *Cost of Environmental Asset* dan *Company Reputation*.

Masing-masing parameter probabilitas memiliki bobot presentase yang berbeda untuk setiap parameter bahaya yang dihitung berdasarkan sejarah kegagalan pipa yang pernah terjadi dan pengalaman di lapangan pada pengoperasian pipa transmisi gas bertekanan tinggi. Dari masing-masing model probabilitas dan konsekuensi akan dilakukan perhitungan sehingga menghasilkan *score* risiko masing-masing segmen pipa. *Score* tersebut dimasukkan ke dalam matriks yang telah

ditentukan sehingga dapat diketahui tingkat risiko yang terjadi apakah termasuk kategori *high*, *medium* atau *low risk*. Dari tingkat risiko yang dihasilkan akan dapat dengan mudah untuk dilakukan mitigasi dalam rangka mengurangi risiko yang terjadi agar tidak berkembang menjadi tingkat risiko yang lebih tinggi.



Gambar 3.1. Diagram Alir Penelitian

3.2 IDENTIFIKASI HAZARD

Integritas pipa secara mekanikal ditentukan oleh tipe dan ukuran dari cacat/*defect* atau adanya anomali pada pipa. Memahami mekanisme dan perilaku *defect* sangat penting untuk membuat rencana yang tepat untuk mengurangi tingkat kegagalan pipa dan meningkatkan keselamatan pengoperasian pipa transmisi. Tabel 3.1 berikut menunjukkan identifikasi *hazard* dan kerusakan yang dapat terjadi selama pengoperasian pipa.

Tabel 3.1. Mekanisme Bahaya dan Kegagalan Pipa

Mekanisme Bahaya	Penyebab	Parameter Utama	Jenis Kegagalan Pipa
<i>External Corrosion</i>	Korosi disebabkan karena adanya reaksi antara pipa dengan tanah/air. Ada reaksi mikroskopis antara anodic dan cathodic yang yang dipacu oleh cacat <i>coating</i> , perbedaan aerasi, perbedaan resistivitas dan keasaman tanah, serta heterogenitas keasaman tanah.	Kualitas <i>coating</i> , keefektifan dari perlindungan cathodic, serta kondisi lingkungan (pH, resistivitas tanah, ion Cl, elektrolites)	Bocor, pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Internal Corrosion</i>	Korosi yang diakibatkan oleh kandungan gas yang mengandung air, CO ₂ , H ₂ S, atau persentase SRB.	Kondisi tekanan, suhu, laju aliran, laju aliran, kandungan CO ₂ dan H ₂ S, konsentrasi SRB, dan kondisi aliran.	Bocor, pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Stress Corrosion Cracking (SCC)</i>	Korosi internal atau eksternal yang disebabkan oleh bahan sensitive dan tegangan tarik serta lingkungan korosif. H ₂ S menjadi kontributor utama <i>Stress Corrosion Cracking (SCC)</i>	Tekanan, suhu, kandungan CO ₂ dan H ₂ S, konsentrasi SRB. Besaran dan orientasi tegangan tarik dan ketangguhan fraktur bahan, serta geometris dari retak.	Bocor, pecah (<i>Leak, Rupture</i>)

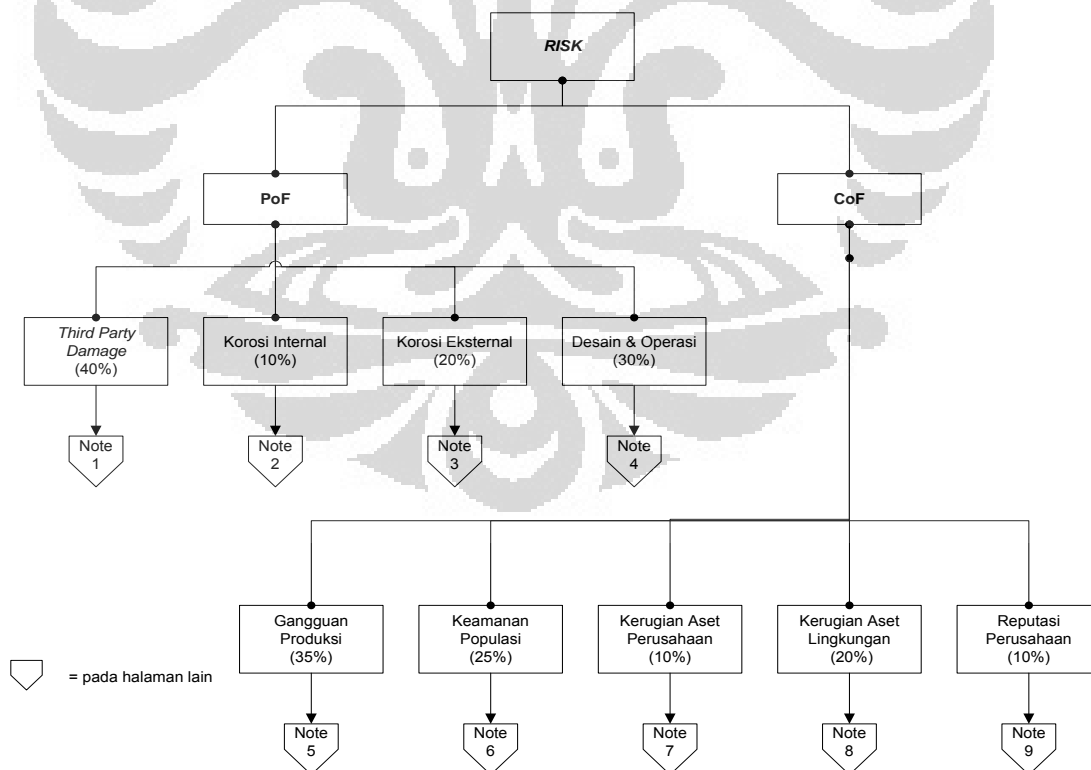
<i>Hydrogen Induced Cracking (HIC)</i>	Korosi internal atau eksternal yang disebabkan oleh bahan sensitive dan tegangan tarik serta lingkungan korosif. Atom H^+ dihasilkan dari disosiasi H_2 sebagai hasil dari proses las sebelum menjadi kontributor utama HIC	Kandungan H_2 pada tegangan tarik, ketangguhan bahan, serta ukuran dan orientasi dari <i>defect</i> .	Bocor, pecah (<i>Leak, Rupture</i>)
<i>Erosion</i>	Modus kegagalan pipa ditandai dengan <i>metal loss</i> atau penipisan pipa yang disebabkan oleh bahan-bahan <i>abrasive</i> yang ada. Tingkat keparahan dari pipa tergantung pada laju aliran gas, tekanan, serta jenis, kuantitas, dan ukuran partikel <i>abrasive</i> .	Tekanan, temperatur, kecepatan aliran, ketangguhan bahan, dan posisi pipa (<i>elbow</i>)	Bocor (<i>Leak</i>)
<i>Fatigue</i>	Proses aplikasi berulang dan penghilangan <i>stress</i> . Kelelahan <i>fatigue</i> dapat menyebabkan kegagalan yang terjadi pada tingkat <i>stress</i> yang relatif rendah, bahan-bahan yang digunakan untuk menahan siklus <i>stress</i> harus dirancang khusus.	Tegangan dan tekanan siklik, besaran dan orientasi tegangan, daya tahan <i>fatigue</i> (sifat material), Lokasi konsentrasi <i>stress</i> (area las atau <i>junction</i>)	Bocor, pecah (<i>Leak, Rupture</i>)

Kondisi bahaya dalam keadaan tertentu akan mengakibatkan kegagalan pipa, dan karenanya kemungkinan terjadinya kegagalan dan 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 perusahaan.

3.3 PENENTUAN FORMULA RISIKO

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 (*probability*) dan konsekuensi kegagalan pipa. (Gambar 3.2). Konsekuensi dari kegagalan dikategorikan ke dalam beberapa komponen dengan faktor bobot tertentu yang meliputi,

1. *Business loss*, berkaitan dengan status produksi atau gangguan produksi dikarenakan perusahaan tidak bisa mengirimkan gas kepada *customer* sesuai dengan permintaan.
2. *Line status*, dampak terhadap integritas jaringan pipa.
3. *Safety aspect*, berkaitan dengan cedera pada manusia atau bahaya yang mengancam lingkungan umum dan operator pipa tersebut.
4. *Environment*, yaitu terkait dengan hukuman dan denda karena telah merusak lingkungan.



Gambar 3.2. Metodologi Penilaian *Qualitative* Risiko pada Pipa *Onshore*

Probabilitas kegagalan dikelompokkan berdasarkan beberapa bahaya yang besar yang ditemukan selama periode operasional pipa dengan bobot tertentu meliputi :

1. *Third party damage*,
2. Korosi internal (*Internal corrosion*),
3. Korosi eksternal (*External corrosion*),
4. Desain dan operasi.

3.3.1 PENENTUAN *PROBABILTY OF FAILURE* (PoF)

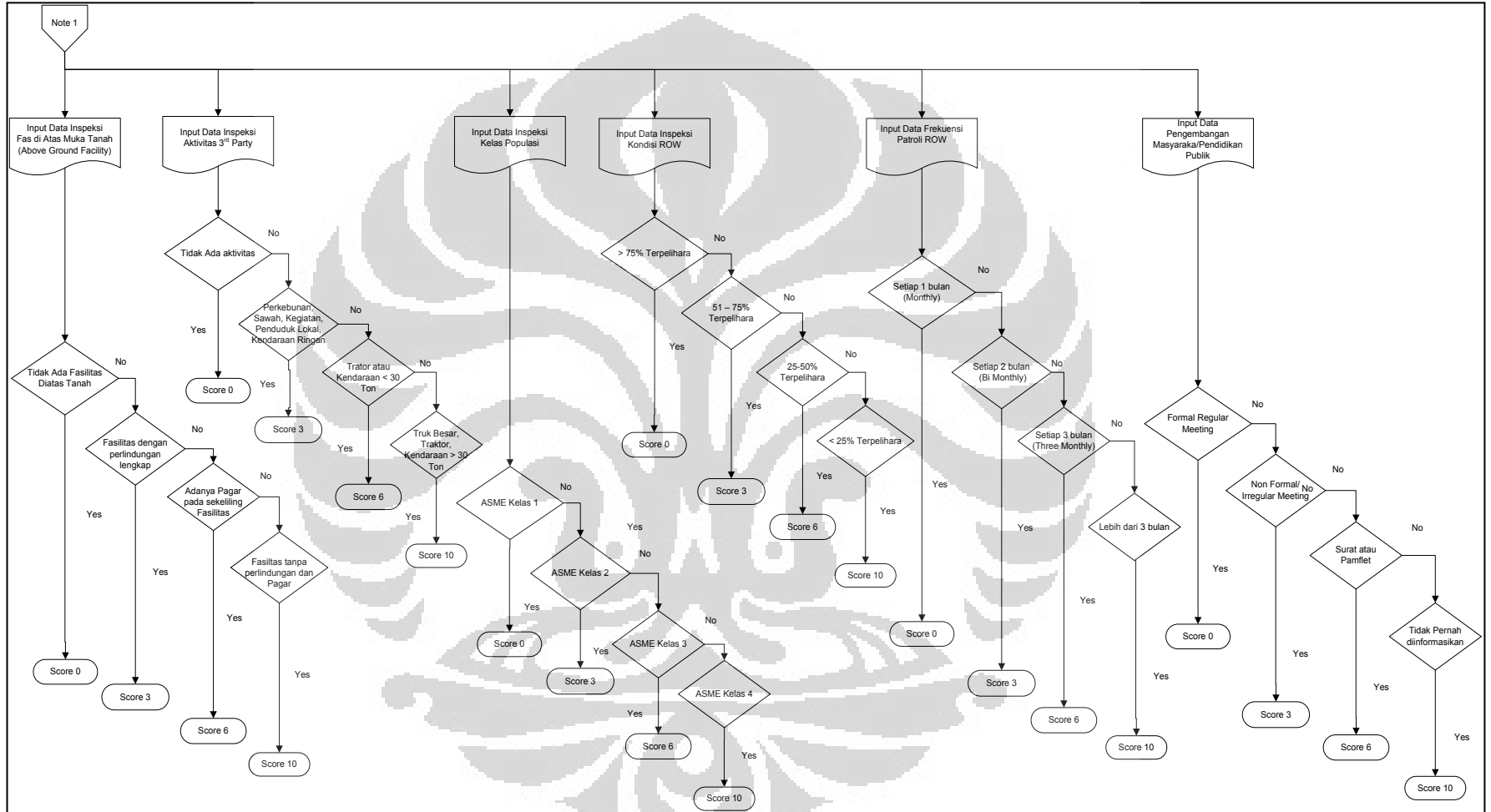
Penentuan kemungkinan kegagalan pipa yang terjadi (*Probability of failure*, PoF) dievaluasi berdasarkan parameter kerusakan pipa dengan mempertimbangkan bobot masing-masing bahaya yang terjadi. Sistem *scoring* atau indeks yang digunakan didasarkan pada metode risiko Muhlbauer (Muhlbauer, W.Kent, 2004) dan dimodifikasi sesuai keperluan sistem transmisi pipa gas.

3.3.1.1 *Third Party Damage* (40%)

Third party damage adalah segala sesuatu aktivitas yang dilakukan oleh pihak ketiga atau diluar kegiatan pengoperasian dan pemeliharaan pipa yang berpotensi menimbulkan bahaya pada pipa. *Third party damage* mempunyai prosentasi sebesar 40% kegagalan pipa, hal ini dikarenakan berdasarkan data statistik dunia mengenai kegagalan pipa diakibatkan oleh adanya aktivitas yang dilakukan oleh pihak luar (*third party*). Untuk variabel *third party damage* sendiri masih dibagi dalam beberapa variabel sebagai berikut :

- a. Fasilitas di atas permukaan tanah (*Above ground facility*) (PoF_{1.1},20%)
- b. Aktivitas *third party* di ROW (PoF_{1.2},20%)
- c. Kelas populasi pada jalur ROW (PoF_{1.3},20%)
- d. Kondisi ROW (PoF_{1.4},10%)
- e. Frekuensi patroli ROW (PoF_{1.5},20%), dan
- f. Pengembangan masyarakat/Pendidikan publik (PoF_{1.6},10%).

Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 3.3. Diagram alir parameter *third party damage*.



Gambar 3.3. Diagram Alir Parameter *Third Party Damage*

Perhitungan PoF *third party damage* dihitung berdasarkan *score* dari masing-masing parameter dikalikan dengan bobot masing-masing parameter, sebagai berikut:

$$\text{PoF}_1 = (\text{PoF}_{1.1} \times 20\%) + (\text{PoF}_{1.2} \times 20\%) + (\text{PoF}_{1.3} \times 20\%) + (\text{PoF}_{1.4} \times 10\%) + (\text{PoF}_{1.5} \times 20\%) + (\text{PoF}_{1.6} \times 10\%) \quad (3.1)$$

a. Fasilitas di Atas Permukaan Tanah (20%)

Parameter *above ground facility* adalah jenis perlindungan yang dilakukan oleh operator pipa terhadap bagian pipa atau fasilitas-fasilitas yang ada diatas permukaan tanah. Fasilitas-fasilitas yang ada diatas jalur pipa/permukaan tanah itu meliputi *block valves*, *MRS*, *venting*, *junction*, dan fasilitas lain-lain, sedangkan perlindungan yang dilakukan terhadap fasilitas-fasilitas tersebut adalah dengan pemberian *marker*, *warning sign* atau dengan melakukan pemagaran di sekeliling fasilitas. Parameter ini memiliki bobot 20% dari faktor *third party damage*, kategori penilaian berdasarkan tidak adanya bagian pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah, pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah dengan perlindungan lengkap, pipa atau fasilitas diatas permukaan tanah dengan pagar di sekelilingnya, dan pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah tanpa perlindungan atau tanpa pemagaran di sekelilingnya seperti pada Tabel 3.2. Parameter fasilitas diatas permukaan tanah (*Above ground facility*).

Tabel 3.2. Parameter Fasilitas di Atas Permukaan Tanah (*Above Ground Facility*)

Fasilitas diatas Permukaan Tanah	Score
Tidak ada bagian pipa atau fasilitas diatas permukaan tanah	0
Pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah dengan perlindungan lengkap	3
Pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah dengan pagar	6
Pipa atau fasilitas di atas permukaan tanah tanpa perlindungan atau tanpa pagar	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

b. Aktivitas *Third Party* di ROW (20%)

Parameter *third party activity on ROW* atau aktivitas pihak ketiga di ROW menunjukkan sejauh mana aktivitas atau gangguan dari pihak ketiga yang tidak dikenal terhadap jalur pipa (ROW) yang akan mempengaruhi keselamatan pipa. Kegiatan tersebut meliputi kegiatan bercocok tanam, berkebun, kegiatan sehari-hari penduduk lokal, konstruksi bangunan, pembuangan material, perletakan pipa-pipa lainnya, perletakan kabel, ataupun akses kendaraan atau alat-alat berat yang melintasi jalur pipa/ROW dengan beban dan frekuensi yang relatif tinggi yang dapat membahayakan keselamatan pipa. Variabel aktivitas *third party* di ROW memiliki bobot sebesar 20% dengan kategori berdasarkan jenis aktivitas atau kegiatan dari pihak ketiga yang terbagi menjadi empat (4) kategori yaitu tidak ada aktivitas, ada aktivitas dari pihak ketiga (perkebunan, sawah, aktivitas penduduk lokal, kendaraan ringan), aktivitas traktor atau kendaraan dengan berat < 30 Ton dan aktivitas truk besar dan kendaraan besar dengan berat > 30 Ton. Untuk detail penilaian bisa dilihat pada Tabel 3.3. Parameter aktivitas pihak ketiga di ROW dan Gambar 3.3. Diagram alir parameter *third party damage*.

Tabel 3.3. Parameter Aktivitas Pihak Ketiga di ROW

Aktivitas Pihak Ketiga	Score
Tidak ada aktivitas (area hutan dan rawa)	0
Perkebunan, sawah, aktivitas penduduk lokal (kendaraan ringan)	3
Traktor atau kendaraan dengan berat < 30 Ton	6
Truk besar, traktor, atau kendaraan dengan berat > 30 Ton	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

c. Kelas Populasi di Sepanjang ROW (20%)

Parameter kelas populasi di sepanjang ROW digunakan mengukur indikasi perkembangan populasi dan perkembangan gedung atau bangunan di sepanjang ROW yang disurvei dan dicatat pada saat melakukan inspeksi jalur pipa dari udara (*air patrol*). Pengamatan tersebut meliputi minimal 200 m kearah kiri dan kanan dari jalur ROW yang kemudian dilakukan perhitungan detail mengacu pada ASME B31.8

section 854 dengan kategori pembagian kelas 1, kelas 2, kelas 3, dan kelas 4 seperti yang tertera pada Tabel 3.4. Parameter kelas populasi di sepanjang ROW.

Tabel 3.4. Parameter Kelas Populasi di Sepanjang ROW

Kelas Populasi	Score
ASME Kelas 1	0
ASME Kelas 2	3
ASME Kelas 3	6
ASME Kelas 4	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

d. Kondisi ROW (10%)

Kondisi ROW menunjukkan aktivitas yang dilakukan oleh operator pipa untuk memelihara ROW dengan melakukan inspeksi terhadap jalur pipa, *brush control*, pemeliharaan rambu-rambu peringatan dan kebersihan ROW. Penilaian parameter kondisi ROW yang dirumuskan dalam penilaian adalah yang berkaitan dengan keterawatan/ketidak-terawatan jalur pipa yang terkait dengan kondisi semak belukar, tanaman, rumah ilegal yang bisa mempengaruhi secara tidak langsung kondisi integritas pipa. Parameter kondisi ROW memiliki bobot 10% dari keseluruhan faktor *third party damage* dengan kategori persentase ROW yang terpelihara dari setiap segmen pipa yang terbagi menjadi empat (4) kategori yaitu lebih dari 75% terpelihara, antara 51-75%, antara 25-50% dan kurang dari 25% yang terpelihara dengan baik. Untuk detail *scoring* bisa dilihat pada Tabel 3.5. Parameter kondisi ROW dan Gambar 3.3. Diagram alir parameter *third party damage*.

Tabel 3.5. Parameter Kondisi ROW

Persentase ROW yang terpelihara	Score
>75% terpelihara dengan baik	0
51% – 75% terpelihara dengan baik	3
25%- 50% terpelihara dengan baik	6
<25% terpelihara dengan baik	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

e. Frekuensi Patroli ROW (20%)

Patroli ROW merupakan metode yang efektif dalam mengurangi intrusi terhadap gangguan pihak ketiga (*third party damage*). Frekuensi dan efektivitas dari patroli menjadi sangat penting ketika banyak aktivitas dari pihak ketiga dan tidak dilaporkan kepada operator pipa. Patroli ROW dilakukan di udara dan dilakukan pengecekan kembali dengan patroli kondisi ROW di darat. Pencatatan hal-hal yang menjadi perhatian di dalam dan disekitar jalur ROW meliputi keadaan seperti *pipe exposed* (pipa tidak tertutup oleh tanah), kegagalan lereng, banjir, tumbuhan, pertumbuhan penduduk dan bangunan serta adanya perlintasan baru yang melintasi jalur pipa. Variabel frekuensi patroli ROW menunjukkan frekuensi patroli yang dilakukan oleh operator pipa yang akan mempengaruhi keselamatan pipa. Parameter ini memiliki bobot 20% dari keseluruhan faktor *third party damage* dengan kategori frekuensi patroli di ROW setiap bulan, dua bulan sekali, tiga bulan sekali, dan lebih dari 3 bulan dengan detail *scoring* seperti pada Tabel 3.6. Parameter frekuensi patroli di ROW dan Gambar 3.3. Diagram alir parameter *third party damage*.

Tabel 3.6. Parameter Frekuensi Patroli di ROW

Frekuensi Patroli ROW	Score
Setiap bulan	0
Dua bulan sekali	3
Tiga bulan sekali	6
Lebih dari tiga (3) bulan	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

f. Kegiatan Pengembangan Masyarakat/Pendidikan Publik (10%)

Kegiatan *community development/public education* atau kegiatan pengembangan masyarakat/pendidikan publik yang dilakukan oleh operator pipa kepada masyarakat yang berada di sekitar jalur pipa akan mempengaruhi tingkat kesadaran masyarakat di sekitar jalur pipa terhadap aktivitas yang mereka lakukan sehingga berpengaruh terhadap keselamatan pipa. Parameter ini mempunyai bobot 10% dari faktor *third party damage* dengan empat kategori kegiatan yang dilakukan

kepada masyarakat sekitar jalur pipa berupa penyampaian informasi atau sosialisasi mengenai kegiatan pengoperasian pipa dan bahayanya melalui pertemuan resmi secara teratur, pertemuan tidak resmi dan tidak teratur, melalui surat atau pamflet, dan tidak pernah ada informasi atau sosialisasi mengenai pengoperasian pipa dan bahayanya kepada masyarakat sekitar jalur pipa. Detail penilaian dari kegiatan pengembangan masyarakat/pendidikan publik bisa dilihat pada lampiran Tabel 3.7. Parameter pengembangan masyarakat/pendidikan publik dan Gambar 3.3 Diagram alir parameter *third party damage*.

Tabel 3.7. Parameter Pengembangan Masyarakat/Pendidikan Publik

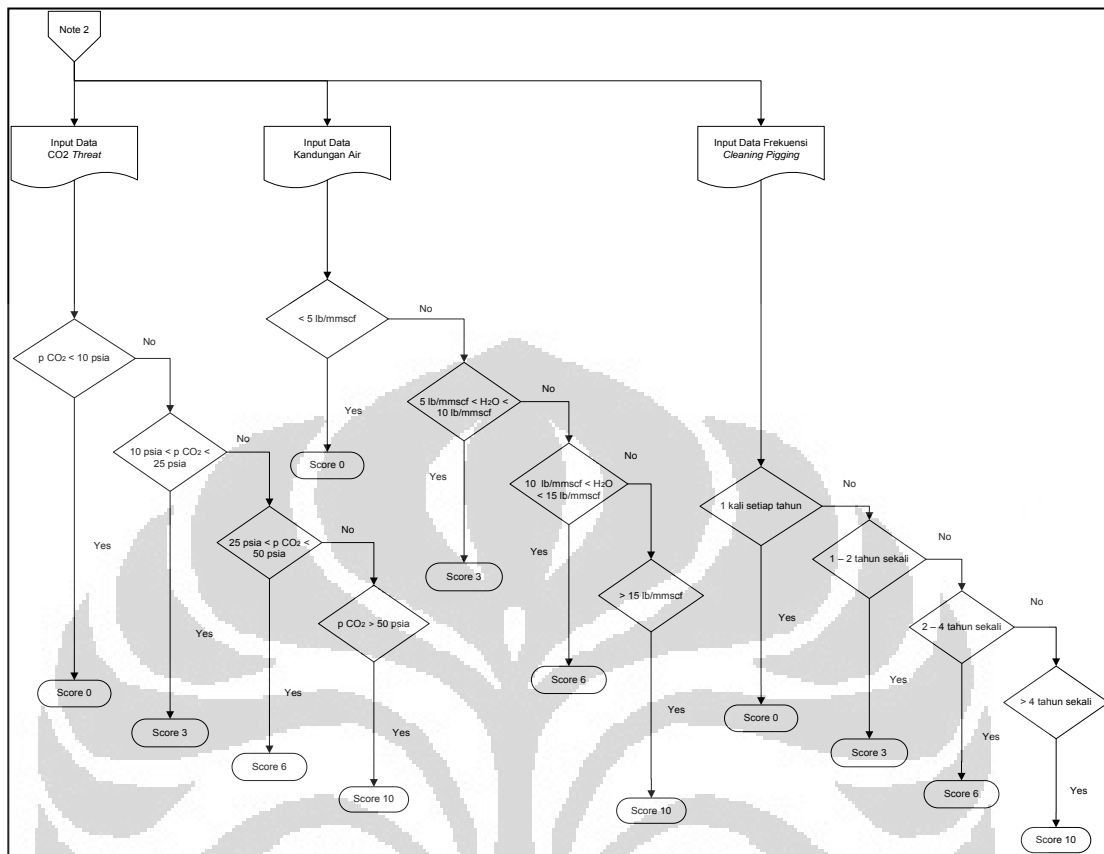
Jenis Kegiatan	Score
Pertemuan resmi secara teratur	0
Pertemuan tidak resmi/tidak teratur	3
Surat keluar/Pamflet	6
Tidak pernah diinformasikan	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

3.3.1.2 Korosi Internal (*Internal Corrosion*) (10%)

Parameter *corrosion threat* adalah faktor yang mempercepat terjadinya korosi pada jaringan pipa, yang terdiri dari korosi internal dan korosi eksternal. Korosi internal adalah berkurangnya ketebalan atau bahaya pada dinding pipa dikarenakan adanya interaksi dinding pipa bagian dalam dengan produk yang ditransportasikan oleh pipa. Parameter korosi internal memiliki bobot indeks sebesar 10% dari total PoF pipa dengan beberapa kategori yang mempengaruhi faktor korosi internal seperti korosivitas produk ($PoF_{2.1}$) dengan bobot 30%, kandungan air ($PoF_{2.2}$) dengan bobot 20%, dan frekuensi *cleaning pigging* ($PoF_{2.3}$) dengan bobot 50%.

$$PoF \text{ Internal Corrosion} = (PoF_{2.1} \times 30\%) + (PoF_{2.2} \times 20\%) + (PoF_{2.3} \times 50\%) \quad (3.2)$$



Gambar 3.4. Diagram Alir Parameter Korosi Internal

a. Korosivitas Produk (30%)

Korosivitas produk adalah tingkat agresivitas korosi dari produk liquid yang ditransportasikan oleh pipa terhadap dinding pipa bagian dalam. Parameter korosivitas produk diukur berdasarkan CO_2 *threat* yang dapat mempercepat terjadinya korosi internal yang diukur berdasarkan tekanan parsial CO_2 . Faktor korosivitas produk memiliki bobot sebesar 30% dari total bobot *third party damage* dengan kategori tekanan parsial CO_2 terbagi menjadi tekanan parsial kurang dari 10 psia, antara 10 hingga 25 psia, antara 25 hingga 50 psia, dan lebih dari 50 psia.

Kandungan korosivitas CO_2 pada kandungan gas dihitung sebagai berikut:

$$p \text{ CO}_2 = \frac{P \text{ Total} (X \text{ CO}_2)}{100} \% \quad (3.3)$$

dengan:

p : Tekanan parsial

X : Fraksi mol

Detail penilaian untuk kandungan CO_2 *threat* dapat dilihat pada Tabel 3.8. Parameter korosivitas produk dan pada Gambar 3.4. Diagram alir parameter korosi internal.

Tabel 3.8. Parameter Korosivitas Produk

CO_2 Threat	Score
$p \text{ CO}_2 < 10$ psia	0
$10 \text{ psia} < p \text{ CO}_2 < 25$ psia	3
$25 \text{ psia} < p \text{ CO}_2 < 50$ psia	6
$p \text{ CO}_2 > 50$ psia	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

b. Kandungan Air (20%)

Korosi internal pipa terjadi diakibatkan oleh adanya reaksi antara dinding bagian dalam pipa dengan produk yang dibawa oleh pipa, salah satunya adalah kandungan air dalam gas. Kandungan air di dalam gas dapat mempercepat terjadinya korosi internal. Parameter ini memiliki bobot sebesar 20% terhadap faktor korosi internal dimana semakin besar kandungan air yang ada dalam gas yang dibawa oleh pipa, maka akan mempercepat proses korosi pada pipa sehingga meningkatkan bahaya pengoperasian pada pipa. Kandungan air pada pipa dibagi dalam empat (4) kategori, yaitu kurang dari 5 lb/mmscf, 5-10 lb/mmscf, 10-15 lb/mmscf, dan lebih dari 15 lb/mmscf dengan detail *scoring* seperti yang terlihat pada Tabel 3.9. Parameter kandungan air dan pada Gambar 3.4. Diagram alir parameter korosi internal.

Tabel 3.9. Parameter Kandungan Air

Kandungan Air (H_2O)	Score
< 5 lb/mmscf	0
$5 \text{ lb/mmscf} < \text{H}_2\text{O} < 10$ lb/mmscf	3
$10 \text{ lb/mmscf} < \text{H}_2\text{O} < 15$ lb/mmscf	6
> 15 lb/mmscf	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

c. *Cleaning Pigging* (50%)

Cleaning pigging dilakukan sebagai aktivitas pemeliharaan pipa dengan cara membersihkan material-material yang ada di dalam pipa yang berpotensi menimbulkan korosi. Frekuensi pelaksanaan *cleaning pigging* menentukan tingkat korosi internal yang terjadi pada pipa. Frekuensi pelaksanaan *cleaning pigging* memiliki bobot 50% dari keseluruhan faktor korosi internal yang dianalisa berdasarkan frekuensi pelaksanaan *cleaning pigging* yaitu dilakukan sekali dalam setahun, 1- 2 tahun, 2- 4 tahun, dan lebih dari 4 tahun dengan detail penilaian seperti yang terlihat pada Tabel 3.10. Parameter *cleaning pigging* dan pada Gambar 3.4. Diagram alir parameter korosi internal.

Tabel 3.10. Parameter *Cleaning Pigging*

Frekuensi <i>Cleaning Pigging</i>	Score
Sekali dalam setahun	0
1 – 2 tahun	3
2- 4 tahun	6
Lebih dari 4 tahun	10

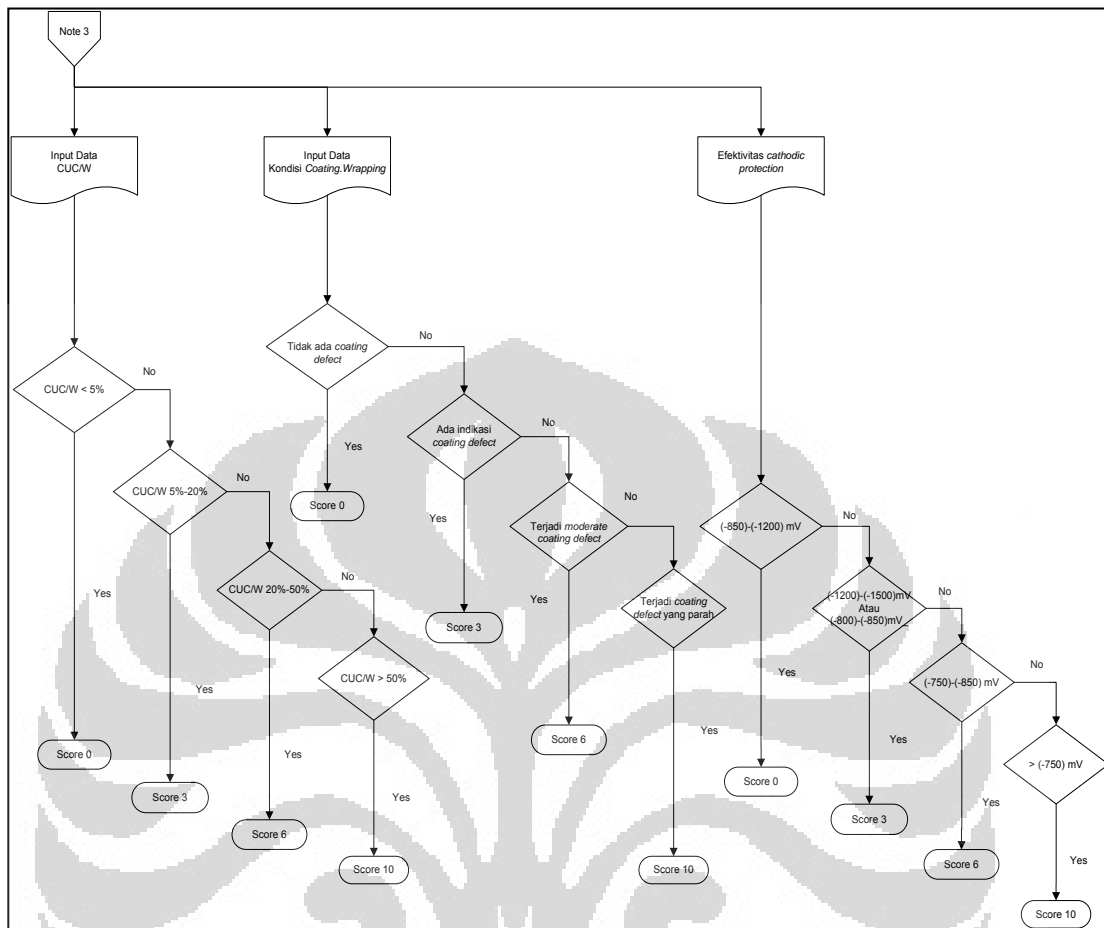
[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

3.3.1.3 Korosi Eksternal (*External Corrosion*) (20%)

Parameter korosi eksternal (*external corrosion*) memiliki bobot 20% terhadap kegagalan pipa yang ditentukan dengan parameter kondisi *corrosion under coating/wrapping* (PoF_{3.1}) dengan bobot 50%, kondisi *coating/wrapping* (PoF_{3.2}) sebesar 30%, dan efektivitas *cathodic protection* (PoF_{3.3}) dengan bobot 20%. Perhitungan *probability of failure* (PoF) korosi eksternal dihitung sebagai berikut:

$$\text{PoF Korosi Eksternal} = (\text{PoF}_{3.1} \times 50\%) + (\text{PoF}_{3.2} \times 30\%) + (\text{PoF}_{3.3} \times 20\%) \quad (3.4)$$

Analisa untuk penilaian masing-masing parameter bisa dilihat pada Gambar 3.5. Diagram Alir Parameter Korosi Eksternal.



Gambar 3.5. Diagram Alir Parameter Korosi Eksternal

a. *Corrosion under Coating/Wrapping* (50%)

Parameter *corrosion under coating/wrapping* paling berpengaruh terhadap tingkat korosi eksternal pipa karena memiliki bobot 50% dari total parameter faktor penyebab terjadinya korosi eksternal. Variabel ini ditentukan berdasarkan presentasi korosi yang ada di bawah *coating/wrapping* pipa yang terlihat dengan inspeksi visual dengan kategori yaitu terlihat kurang dari 5%, antara 5 – 20%, antara 20-50% dan lebih dari 50%. Penilaian detail parameter ini bisa dilihat pada Tabel 3.11. Parameter *Corrosion under coating/wrapping* dan Gambar 3.5. Diagram alir parameter korosi eksternal.

Tabel 3.11. Parameter *Corrosion under Coating/Wrapping*

<i>Corrosion under Coating/Wrapping</i>	<i>Score</i>
CUC/W terlihat < 5%	0
CUC/W terlihat 5% - 20%	3
CUC/W terlihat 20% - 50%	6
CUC/W terlihat > 50%	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

b. Kondisi *Coating/Wrapping* (30%)

Penentuan kondisi *coating* pipa ditentukan berdasarkan hasil inspeksi jalur pipa. Jika pipa dalam keadaan *ter-exposed* maka perlu dilakukan evaluasi secara visual mengenai kondisi *coating* pipa terhadap *defect* atau dengan melakukan *holiday detection survey* untuk mengetahui kondisi *coating* pada pipa *underground*. Variabel kondisi *coating/wrapping* pipa menentukan tingkat keamanan dari pipa. Variabel ini memiliki bobot 30% dari faktor korosi eksternal pada pipa yang diukur berdasarkan kondisi kerusakan *coating* yang terjadi, yaitu tidak ada cacat pada *coating*, terindikasi ada cacat pada *coating*, terjadi cacat sedang pada *coating*, dan terjadi cacat buruk atau sangat buruk pada *coating*. Penilaian detail parameter ini bisa dilihat pada Tabel 3.12 Parameter kondisi *coating/wrapping* dan Gambar 3.5. Diagram alir parameter korosi eksternal.

Tabel 3.12. Parameter Kondisi *Coating/Wrapping*

Kondisi kerusakan <i>coating</i>	<i>Score</i>
Tidak ada cacat pada <i>coating</i>	0
Terindikasi ada cacat pada <i>coating</i>	3
Terjadi cacat sedang pada <i>coating</i>	6
Terjadi cacat buruk atau sangat buruk pada <i>coating</i>	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

c. Efektivitas *Cathodic Protection* (20%)

Pengukuran tingkat efektivitas kinerja dari *cathodic protection* diukur berdasarkan beda potensial (*voltage*) antara pipa dengan elektrolit tanah dengan interval keefektifan yang diukur berdasarkan aturan umum yang berlaku. Variabel efektivitas *cathodic protection* ini memiliki bobot 20% terhadap faktor yang bisa memacu terjadinya korosi eksternal. Penilaian detail parameter ini bisa dilihat pada Tabel 3.13 Parameter efektivitas *cathodic protection* dan Gambar 3.5. Diagram alir parameter korosi eksternal.

Tabel 3.13. Parameter Efektivitas *Cathodic Protection*

<i>Pipe to Soil Potential (Cu/CuSO4 Ref Electrode)</i>	<i>Score</i>
(-850) mV - (-1200) mV	0
(-1200) mV - (-1500) mV atau (-800) mV - (-850) mV	3
(-750) mV - (-850) mV	6
> (-750) mV	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

3.3.1.4 Desain & Operasi (30%)

Faktor desain dan operasi pada pengukuran risiko pipa memberikan bobot sebesar 30% terhadap kegalan pipa yang ditentukan oleh parameter faktor tekanan dan keamanan (PoF_{4.1},10%), faktor *fatigue* karena adanya pembebanan dari luar (PoF_{4.2},15%), *Geohazard* terkait dengan banjir dan erosi (PoF_{4.3},30%), verifikasi integritas pipa (PoF_{4.4},30%), dan frekuensi inspeksi dan pemeliharaan peralatan (PoF_{4.5},15%). Perhitungan *Probability of Failure* (PoF) Desain & Operasi dihitung sebagai berikut:

$$\text{PoF Desain \& Operasi} = (\text{PoF}_{4.1} \times 10\%) + (\text{PoF}_{4.2} \times 15\%) + (\text{PoF}_{4.3} \times 30\%) + (\text{PoF}_{4.4} \times 30\%) + (\text{PoF}_{4.5} \times 15\%) \quad (3.5)$$

Analisa untuk penilaian masing-masing parameter bisa dilihat pada Gambar 3.6. Diagram alir parameter desain dan operasi.

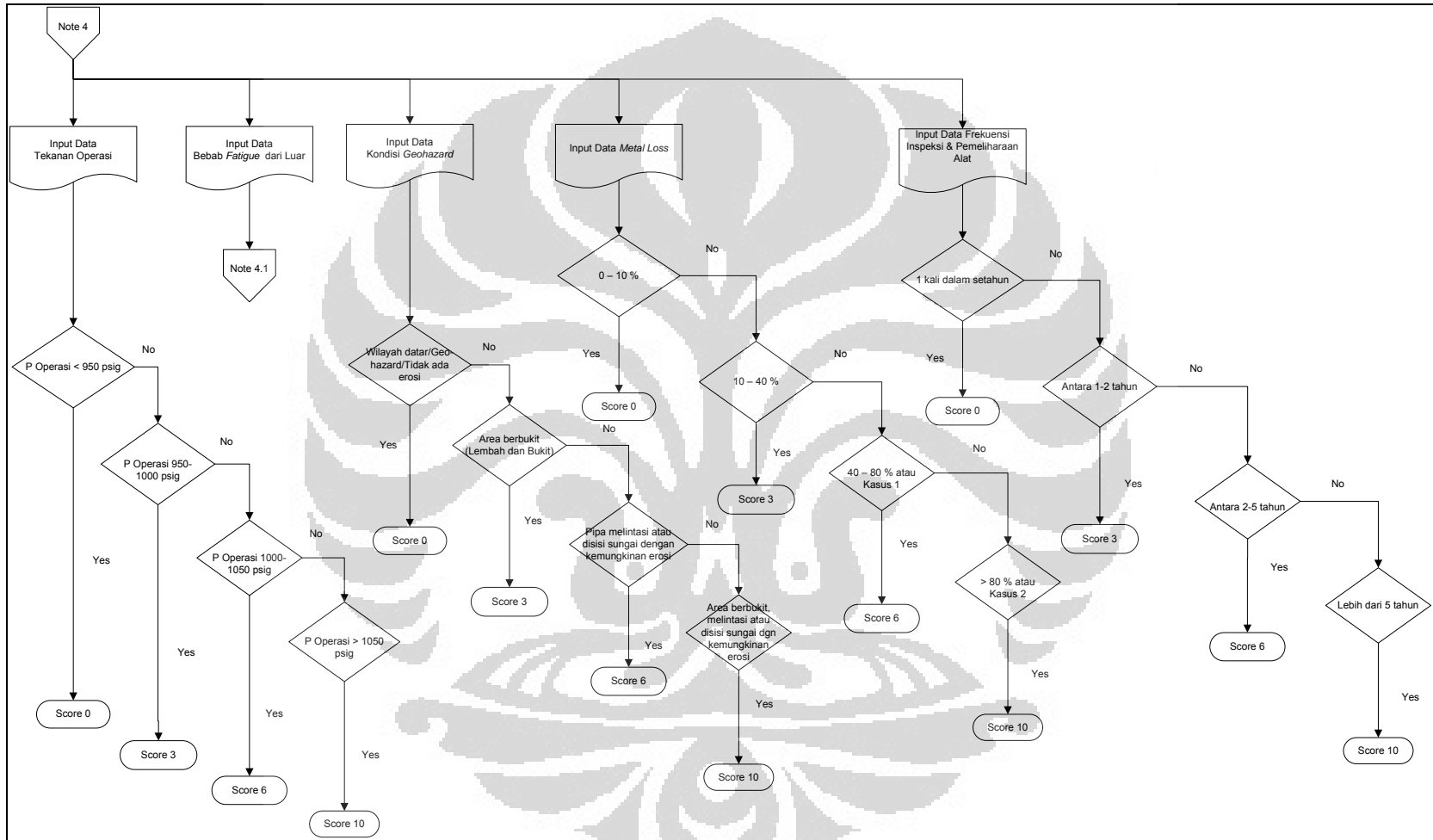
a. Tekanan Operasi (10%)

Perbandingan tekanan operasional pipa terhadap tekanan desain menentukan tingkat keamanan dalam pengoperasian pipa. Jika tekanan operasional pipa sama atau lebih besar dari tekanan desain maka pipa sudah tidak bisa dioperasikan dalam kondisi aman. Faktor tekanan dan keamanan memiliki bobot 10% dari total faktor desain dan operasi. Variabel ini ditentukan berdasarkan parameter tekanan operasi terhadap tekanan desain, yaitu tekanan operasi kurang dari 950 psig, tekanan operasi antara 950-1000 psig, tekanan operasi 1000-1050 psig, dan tekanan operasi lebih dari 1050 psig. Penilaian detail parameter tekanan & keamanan bisa dilihat pada Tabel 3.14 Parameter tekanan dan keamanan dan Gambar 3.6. Diagram alir parameter desain & operasi.

Tabel 3.14. Parameter Tekanan Operasi

Tekanan Operasi	Score
Tekanan operasi < 950 psig	0
Tekanan operasi 950 – 1000 psig	3
Tekanan operasi 1000 – 1050 psig	6
Tekanan operasi > 1050 psig	10

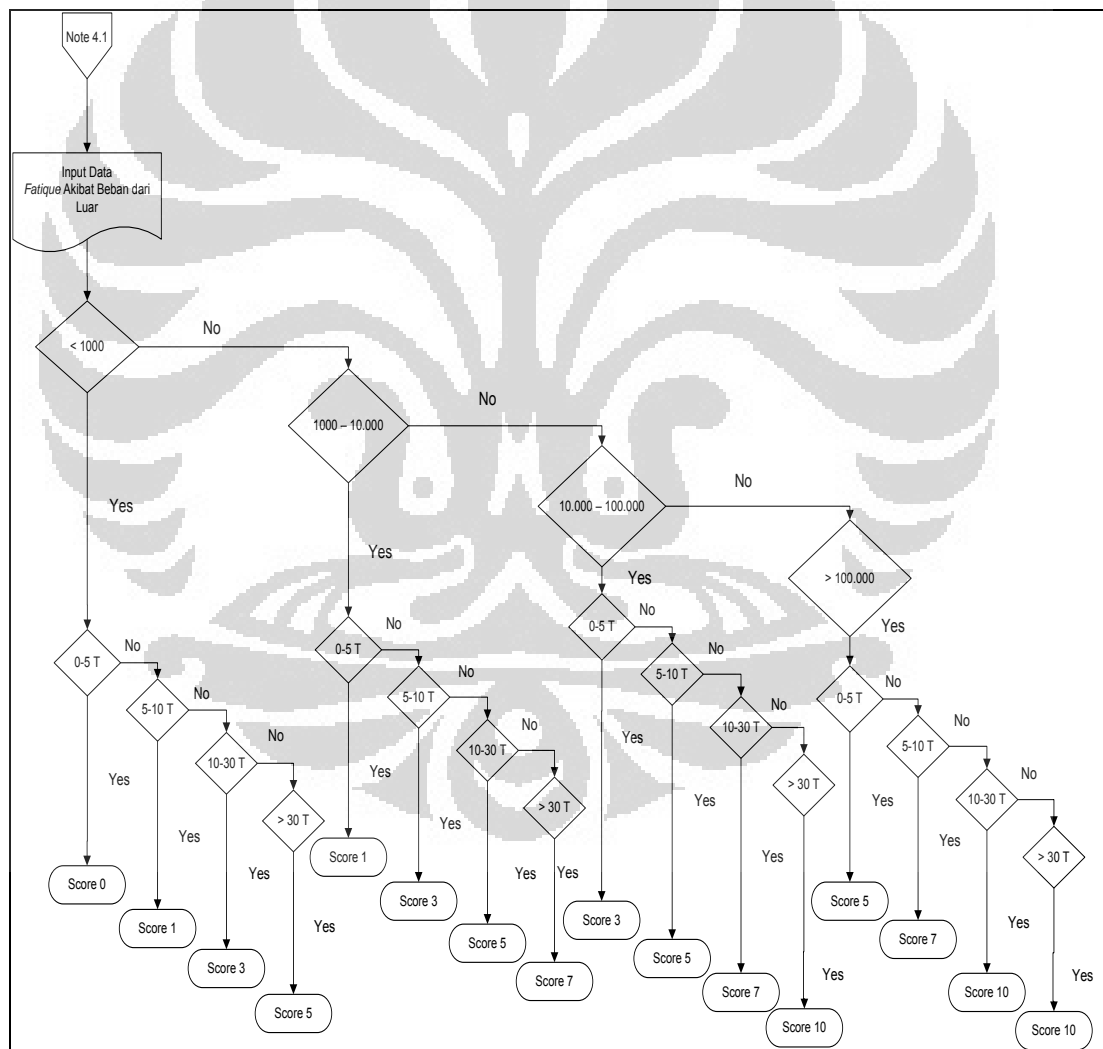
[Sumber: TGI *Report Onshore Risk Assessment*, 2011]



Gambar 3.6. Diagram Alir Parameter Desain & Operasi

b. *Fatigue* Akibat Beban dari Luar (15%)

Fatigue adalah tingkat melemahnya material yang diakibatkan karena putaran stress yang terjadi berulang kali. Nilai *fatigue* ditentukan oleh magnitudo dan jumlah dari putaran/*cycle* beban yang melintasi diatas jalur pipa. Semakin besar beban serta semakin besar putaran atau frekuensi pembebanan diatas pipa akan semakin membahayakan pipa. Detail penilaian risiko untuk beban *fatigue* bisa dilihat pada Tabel 3.15. Parameter *fatigue* akibat beban dari luar dan Gambar 3.7. Diagram alir *fatigue* akibat beban dari luar.



Gambar 3.7. Diagram Alir Parameter *Fatigue* Akibat Beban dari Luar

Tabel 3.15. Parameter *Fatigue* Akibat Beban dari Luar

<i>Cycles</i>	Berat Kendaraan (Ton)			
	0 – 5	5 – 10	10 – 30	>30
< 1.000	0	1	3	5
1.000 – 10.000	1	3	5	7
10.000-100.000	3	5	7	10
>100.000	5	7	10	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

c. *Geo-hazard* terkait dengan Erosi dan Banjir (30%)

Parameter *geo-hazard* adalah faktor kondisi geologi yang memiliki potensi untuk berkembang lebih lanjut yang dapat memacu pada kondisi yang menyebabkan kebocoran atau kegagalan pipa. Faktor *geo-hazard* memiliki bobot sebesar 30% dengan empat parameter-parameter berupa kondisi geologi tanah yang dilintasi oleh pipa terkait dengan erosi dan banjir yang bisa dilihat pada Tabel 3.16. Parameter *geo-hazard* terkait dengan erosi dan banjir dan Gambar 3.6. Diagram alir parameter desain & operasi.

Tabel 3.16. Parameter *Geo-hazard* Terkait dengan Erosi dan Banjir

<i>Geo-hazard</i>		<i>Score</i>
Wilayah datar/ <i>Geo-hazard</i> /Tidak ada erosi		0
Area berbukit (Pipa melalui lembah dan bukit)		3
Pipa melintasi atau berada di samping sungai dengan kemungkinan terjadinya erosi		6
<ul style="list-style-type: none"> - Area berbukit dengan beberapa bukti/sejarah terjadinya erosi - Pipa melintasi atau disamping sungai dengan bukti terjadinya erosi atau kerusakan pada bagian <i>buoyancy</i> pipa karena banjir. 	(atau sejarah kebocoran pipa karena <i>geo-hazard</i>) 10	

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

d. Verifikasi Integritas (30%)

Parameter verifikasi integritas adalah faktor yang mempengaruhi kemampuan pipa dalam menahan semua beban yang diukur dari presentasi *metal loss* yang terjadi yang dapat mengakibatkan kebocoran dan kegagalan pipa. Untuk parameter verifikasi integritas memiliki bobot sebesar 30% dengan kategori *metal loss* sebesar 0-10 %, 10-40%, 40 – 80 % atau pada kondisi satu (1), dan *metal loss* lebih dari 80% atau pada kondisi dua (2). Kondisi satu (1) adalah kondisi pipa dimana pipa mengalami deformasi (*bend, buckle, dent, bulge*) tetapi menurut analisa FFS (*Fitness for Service*) masih dalam kondisi aman, sedangkan kondisi dua (2) adalah kondisi dimana pipa mengalami deformasi akan tetapi tidak dievaluasi berdasarkan analisa FFS tetapi dianalisa dengan ILI (*In-line Inspection*) atau kaliper dan atau berdasarkan parameter lainnya. Detail penilaian parameter verifikasi integritas dapat dilihat pada Tabel 3.17. Parameter verifikasi integritas dan Gambar 3.6. Diagram alir parameter desain dan operasi.

Tabel 3.17. Faktor Verifikasi Integritas

<i>Metal Loss</i>	<i>Score</i>
0 – 10%	0
10 – 40%	3
40 – 80% atau kondisi 1	6
>80% atau kondisi 2	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

e. Frekuensi Inspeksi & Pemeliharaan Alat (15%)

Parameter frekuensi inspeksi dan pemeliharaan alat adalah jumlah inspeksi dan pemeliharaan terhadap alat-alat yang digunakan untuk aktivitas pengoperasian dan pemeliharaan pipa. Alat-alat tersebut meliputi *gas detector, pipe locator, multi tester* untuk inspeksi perlindungan katodik, dan *UT meter*. Parameter ini mempunyai bobot sebesar 15% dengan kategori frekuensi sekali setahun, antara 1 hingga 2 tahun, antara 2 hingga 5 tahun, dan lebih dari 5 tahun dengan detail penilaian seperti dalam

Tabel 3.18. Parameter frekuensi inspeksi & pemeliharaan alat dan Gambar 3.6. Diagram alir parameter desain & operasi.

Tabel 3.18. Parameter Frekuensi Inspeksi & Pemeliharaan Alat

Frekuensi Inspeksi & Pemeliharaan	Score
Sekali dalam setahun	0
Antara 1 – 2 tahun	3
Antara 2 – 5 tahun	6
Lebih dari 5 tahun	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

3.3.2 PENENTUAN *CONSEQUENCE OF FAILURE* (CoF)

Konsekuensi kegagalan ditentukan berdasarkan parameter risiko yang diterapkan pada perusahaan dengan mempertimbangkan bobot masing-masing faktor konsekuensi atau efek negatif dari setiap kemungkinan kejadian yang terjadi dalam kegiatan operasional dan pemeliharaan pipa gas. Parameter konsekuensi yang diperhitungkan dalam metode penelitian ini meliputi:

- a. Gangguan Bisnis/Produksi,
- b. Keamanan Populasi,
- c. Kerugian Aset Perusahaan,
- d. Kerugian Aset Lingkungan, dan
- e. Reputasi Perusahaan

3.3.2.1 Gangguan Bisnis/Produksi (CoF₁, 35%)

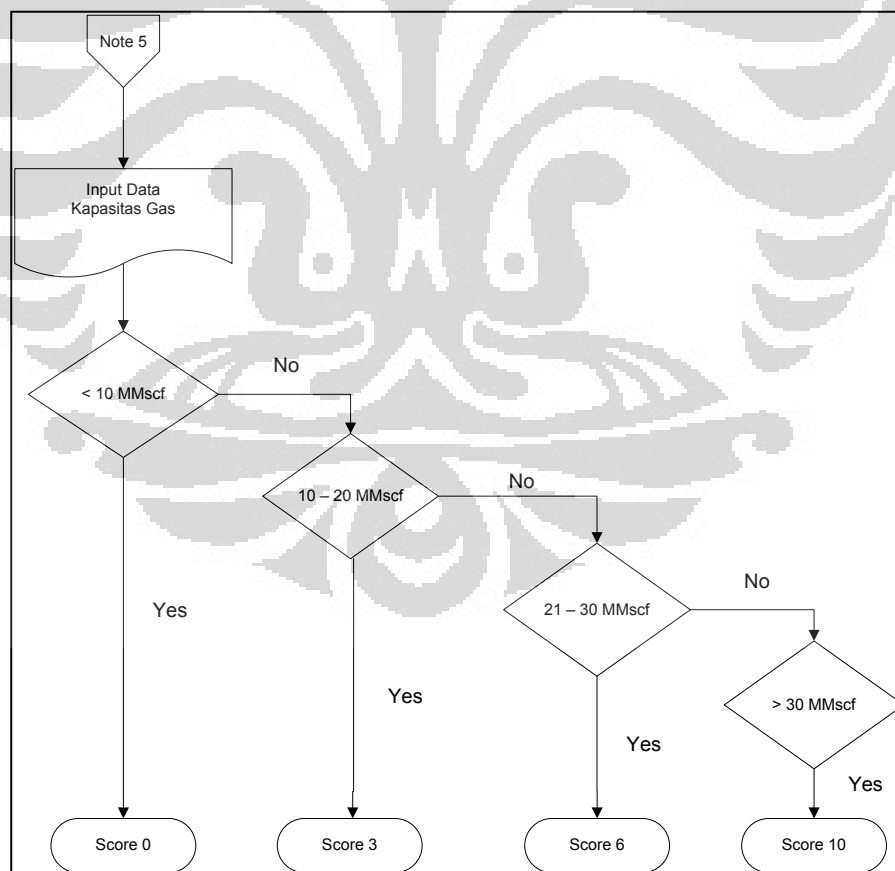
Variabel gangguan bisnis/produksi adalah tingkat gangguan produksi gas yang dialirkan ke konsumen jika pipa mengalami kegagalan atau kebocoran. Tingkat gangguan produksi dihitung berdasarkan formula kebocoran gas (*gas loss*) yang terjadi pada tekanan operasi pada segmen pipa yang dianalisa dikalikan dengan durasi kebocoran (jam,hari). Variabel ini mempunyai bobot sebesar 35% dari total konsekuensi kegagalan pipa dengan kategori jumlah kapasitas gas yang hilang terbagi menjadi empat parameter dengan *score* yang berbeda, yaitu gangguan kapasitas pipa

kurang dari 10 MMscf, 10-20 MMscf, 21-30 MMscf, dan lebih besar dari 30 MMscf. Gangguan kapasitas gas pada faktor konsekuensi ini konteksnya adalah gangguan atau kehilangan gas dari total kapasitas gas yang harus dikirimkan kepada konsumen. Untuk perhitungan konsekuensi kerugian bisnis/produksi dapat dilihat pada Tabel 3.19. Konsekuensi gangguan bisnis/produksi dan Gambar 3.8. Diagram alir konsekuensi gangguan bisnis/produksi (*Business interruption*).

Tabel 3.19. Konsekuensi Gangguan Bisnis/Produksi

Kapasitas Gas	Score
< 10 MMscf	0
10 – 20 MMscf	3
21 – 30 MMscf	6
> 30 MMscf	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]



Gambar 3.8. Diagram Alir Konsekuensi Gangguan Bisnis/Produksi

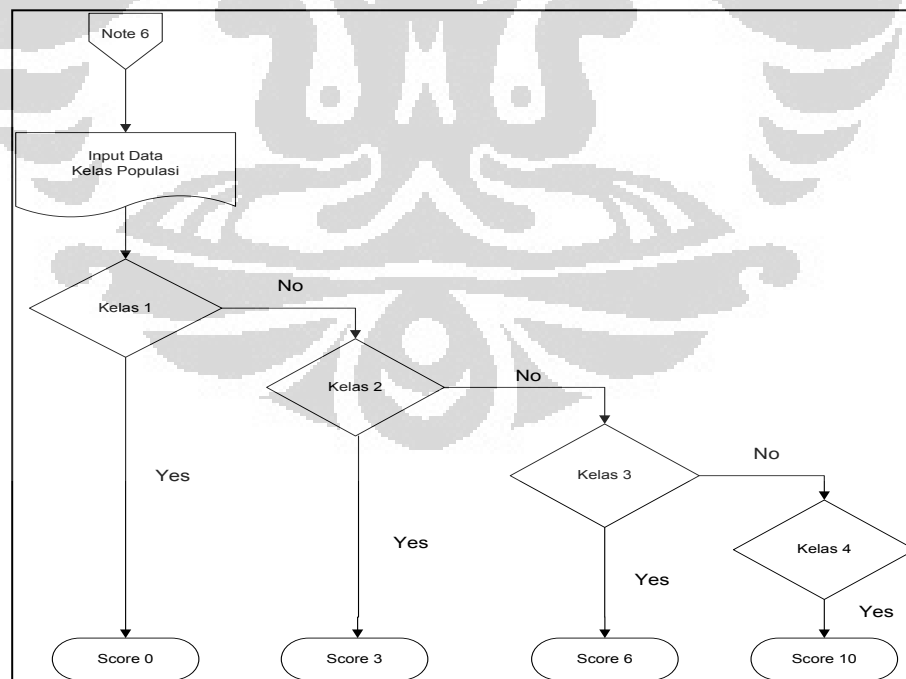
3.3.2.2 Keselamatan Populasi/*Safety on Population* (CoF₂, 25%)

Variabel konsekuensi dampak keselamatan terhadap populasi menunjukkan seberapa besar tingkat gangguan keselamatan populasi yang ditimbulkan oleh pipa jika pipa tersebut mengalami kegagalan atau kebocoran. Untuk variabel ini mempunyai bobot 25% dengan kategori kelas lokasi berdasarkan kepadatan jumlah bangunan yang dimaksudkan untuk hunian manusia yaitu kelas lokasi 1, kelas lokasi 2, kelas lokasi 3, dan kelas lokasi 4. Untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada Tabel 3.20. Konsekuensi keselamatan populasi dan Gambar 3.9. Diagram alir konsekuensi keselamatan populasi.

Tabel 3.20. Konsekuensi Keselamatan Populasi

Kelas Lokasi	Score
Kelas 1	0
Kelas 2	3
Kelas 3	6
Kelas 4	10

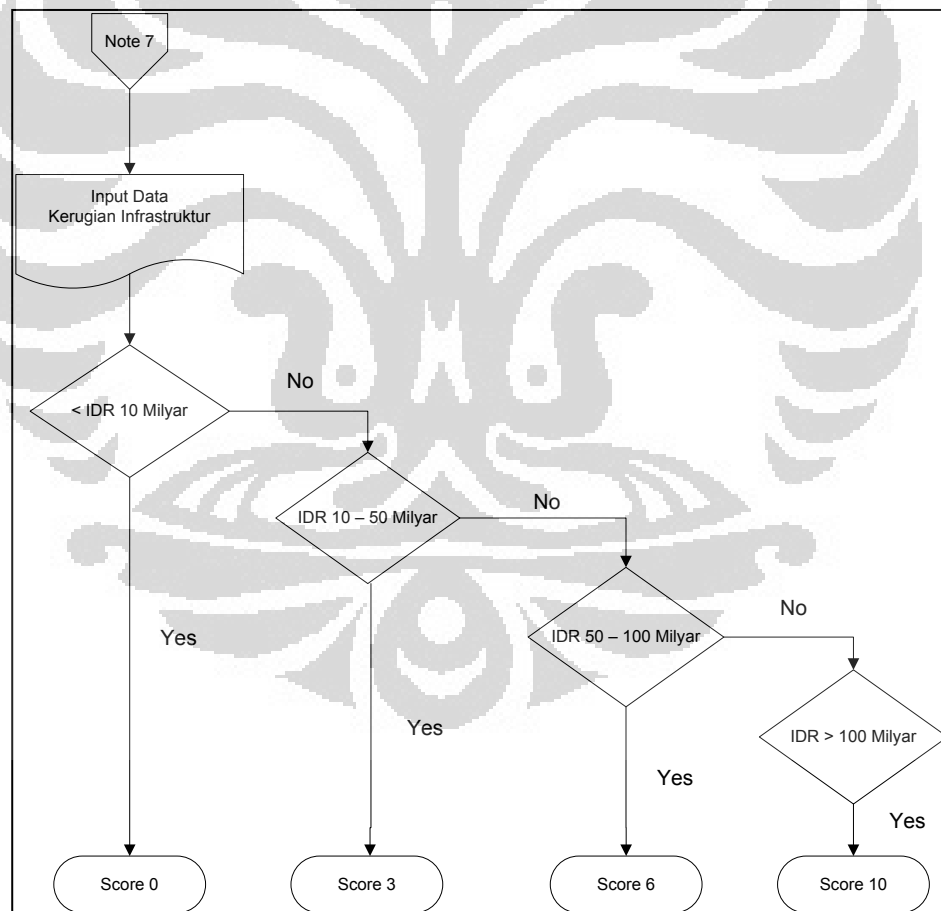
[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]



Gambar 3.9. Diagram Alir Konsekuensi Keselamatan Populasi

3.3.2.3 Kerugian Aset Perusahaan/*Cost of Company Asset* (CoF₃, 20%)

Variabel konsekuensi kerugian aset perusahaan/*cost of company asset* adalah variabel yang menunjukkan tingkat kerusakan infrastruktur perusahaan akibat dampak kegagalan dan kebocoran pipa. Variabel ini mempunyai bobot 20% dengan *score* yang berbeda berdasarkan kategori nominal kerusakan infrastruktur dalam nilai mata uang rupiah yaitu kerugian infrastuktur dengan nominal kurang dari 10 milyar, 10 hingga 50 milyar, 50 hingga 100 milyar, dan lebih dari 100 milyar. Untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada Tabel 3.21. Konsekuensi kerugian aset perusahaan/*cost of company asset* dan Gambar 3.10. Diagram alir konsekuensi kerugian aset perusahaan.



Gambar 3.10. Diagram Alir Konsekuensi Kerugian Aset Perusahaan

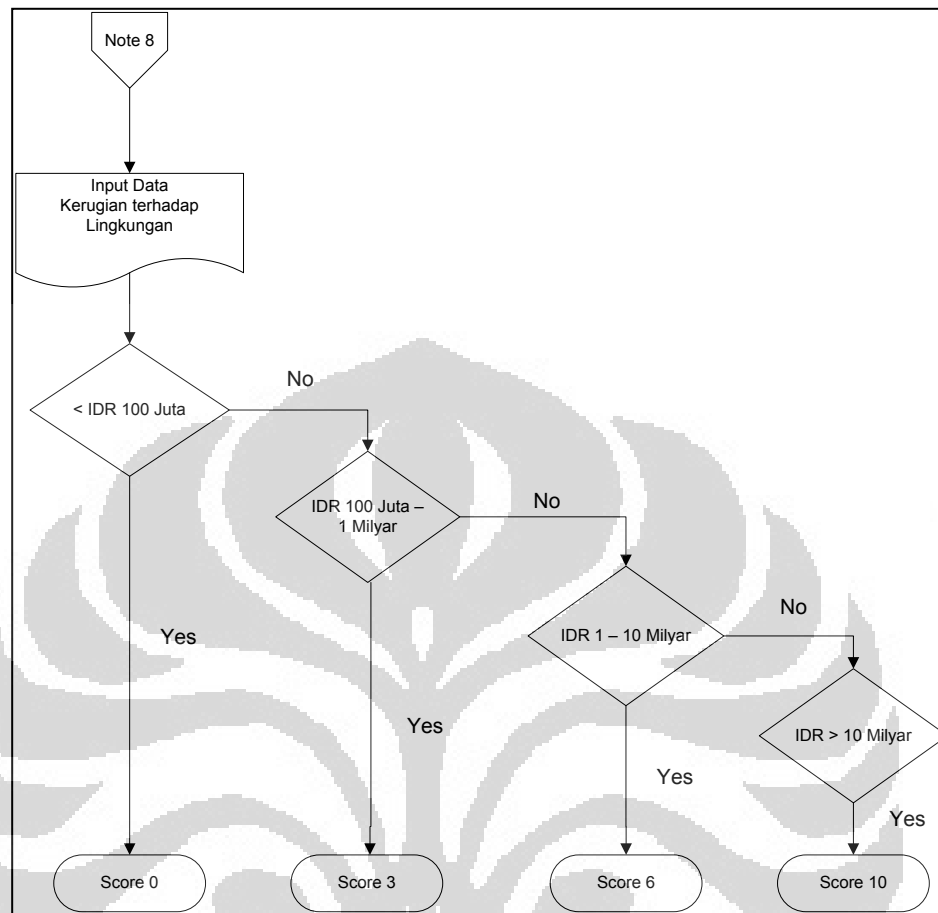
Tabel 3.21. Konsekuensi Kerugian Aset Perusahaan/*Cost of Company Asset*

Dampak terhadap Infrastruktur	Score
< IDR 10 Milyar	0
IDR 10 – 50 Milyar	3
IDR 50 – 100 Milyar	6
IDR > 100 Milyar	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

3.3.2.4 Kerugian Aset Lingkungan/*Cost of Environment Asset (CoF₄, 10%)*

Variabel dampak kerugian terhadap lingkungan yaitu seberapa tingkat pencemaran atau kerusakan yang ditimbulkan oleh pipa jika pipa tersebut mengalami kegagalan atau kebocoran. Tingkat kerusakan lingkungan yang ditimbulkan dikonversikan kedalam nilai mata uang rupiah yang harus dibayarkan oleh perusahaan operator pipa atas pencemaran atau kerusakan yang ditimbulkan. Untuk variabel ini memiliki bobot sebesar 10% dengan kategori nominal kerusakan lingkungan yang terjadi terbagi menjadi empat (4), yaitu kerugian dengan nominal kurang dari 100 juta, 100 juta hingga 1 milyar, 1 milyar hingga 10 milyar, dan lebih dari 100 milyar. Analisa perhitungan konsekuensi yang terjadi bisa dilihat pada Tabel 3.22. Konsekuensi kerugian aset lingkungan/*cost of environment asset* dan Gambar 3.11. Diagram alir konsekuensi kerugian aset lingkungan.



Gambar 3.11. Diagram Alir Konsekuensi Kerugian Aset Lingkungan

Tabel 3.22. Konsekuensi Kerugian Aset Lingkungan/*Cost of Environment Asset*

Pengaruh terhadap Lingkungan	Score
< IDR 100 Juta	0
IDR 100 Juta – 1 Milyar	3
IDR 1 – 10 Milyar	6
IDR > 10 Milyar	10

[Sumber: TGI Report Onshore Risk Assessment, 2011]

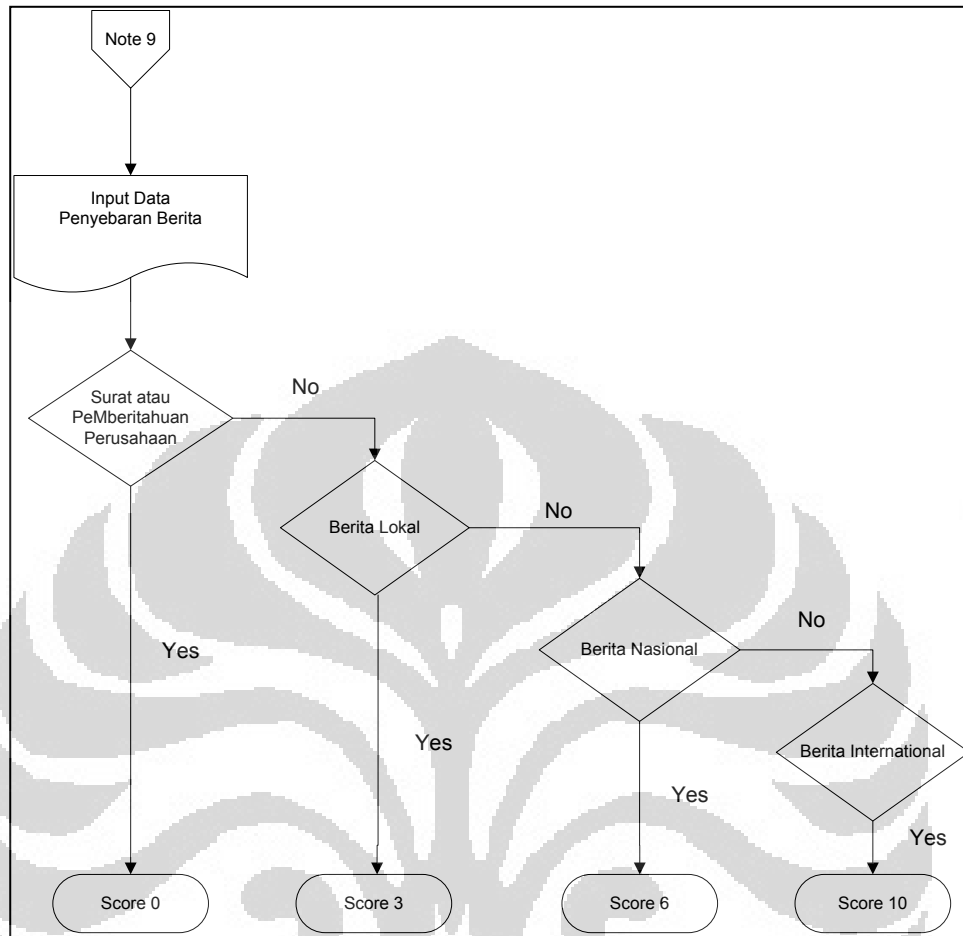
3.3.2.5 Reputasi Perusahaan (CoF₅, 10%)

Variabel reputasi perusahaan menunjukkan tingkat kerusakan reputasi perusahaan yang diakibatkan oleh kegagalan atau kebocoran pada pipa. Variabel ini memiliki bobot sebesar 10 % yang dibagi dalam 4 kategori berdasarkan penyebaran berita kegagalan dan kebocoran pipa di media komunikasi, meliputi surat perusahaan/pemberitahuan, berita lokal, berita nasional, dan berita internasional. Perhitungan tingkat konsekuensi reputasi perusahaan yang terjadi bisa dilihat pada Tabel 3.23. Konsekuensi reputasi perusahaan dan Gambar 3.12. Diagram alir konsekuensi reputasi perusahaan.

Tabel 3.23. Konsekuensi Reputasi Perusahaan

Penyebaran Berita (Tulisan, Koran, Radio, TV)	Score
Surat Perusahaan/Pemberitahuan	0
Berita Lokal	3
Berita Nasional	6
Berita Internasional	10

[Sumber: TGI *Report Onshore Risk Assessment*, 2011]



Gambar 3.12. Diagram Alir Konsekuensi Reputasi Perusahaan

3.3.3 PERHITUNGAN RISIKO

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

$$\text{Total PoF} = \sum \text{PoF}_{(i)} = 0,4 \text{ PoF}_{(1)} + 0,1 \text{ PoF}_{(2)} + 0,2 \text{ PoF}_{(3)} + 0,3 \text{ PoF}_{(4)} \quad (3.6)$$

dimana,

PoF₁ : Parameter kemungkinan kegagalan karena faktor *third party damage*

PoF₂ : Parameter kemungkinan kegagalan karena faktor korosi internal

PoF₃ : Parameter kemungkinan kegagalan karena faktor korosi eksternal

PoF₄ : Parameter kemungkinan kegagalan karena faktor desain dan operasi

$$\text{Total CoF} = \sum \text{CoF}_{(i)} = 0,35 \text{ CoF}_{(1)} + 0,25 \text{ CoF}_{(2)} + 0,2 \text{ CoF}_{(3)} + 0,1 \text{ CoF}_{(4)} + 0,1 \text{ CoF}_{(5)} \quad (3.7)$$

dengan,

CoF₁ : Konsekuensi kegagalan gangguan bisnis/produksi

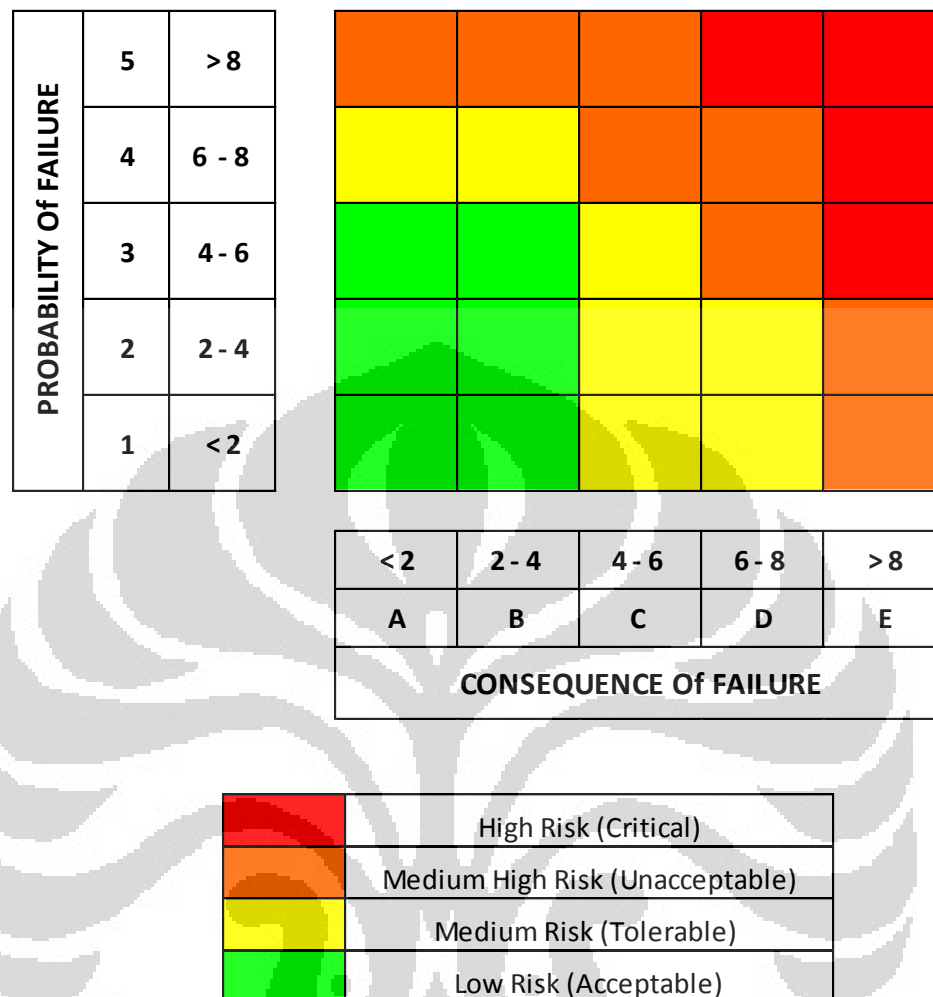
CoF₂ : Konsekuensi kegagalan keamanan populasi

CoF₃ : Konsekuensi kegagalan kerugian aset perusahaan

CoF₄ : Konsekuensi kegagalan aset lingkungan

CoF₅ : Konsekuensi kegagalan reputasi perusahaan

Dari total probabilitas dan konsekuensi tersebut kemudian dikalikan sehingga diperoleh nilai risiko segmen pipeline tersebut. Hasil nilai risiko tersebut dimasukkan ke dalam matriks risiko yang ada. Risk Matriks yang digunakan berdasarkan risk matriks yang ada pada dokumen *Risk Based Inspection API-581 (2000)* yang dimodifikasi oleh operator pipa disesuaikan dengan kategori risiko pada pipa gas *onshore* (Gambar 3.13. Matriks dan Kategorisasi Risiko)



Gambar 3.13. Matriks dan Kategorisasi Risiko
(API 581, *Risk Based Inspection*)

Telah diolah kembali dan disesuaikan dengan matrik perusahaan

Risk Based Inspection (RBI) akan mengurangi dan mengelola risiko pipa berdasarkan pada rencana inspeksi (interval waktu, metode, dan cakupan). Prioritas pemeliharaan dan perbaikan akan diutamakan pada segmen pipa sepanjang ROW yang memiliki risiko tinggi (*Critical*), kemudian diikuti dengan risiko tinggi menengah (*Unacceptable*), berisiko menengah (*Tolerable*), dan risiko rendah (*Acceptable*). Matriks risiko menunjukkan respon tindakan, waktu, dan upaya pada rencana IMR yang berbeda dari segmen pipa yang memiliki risiko tinggi ke pipa

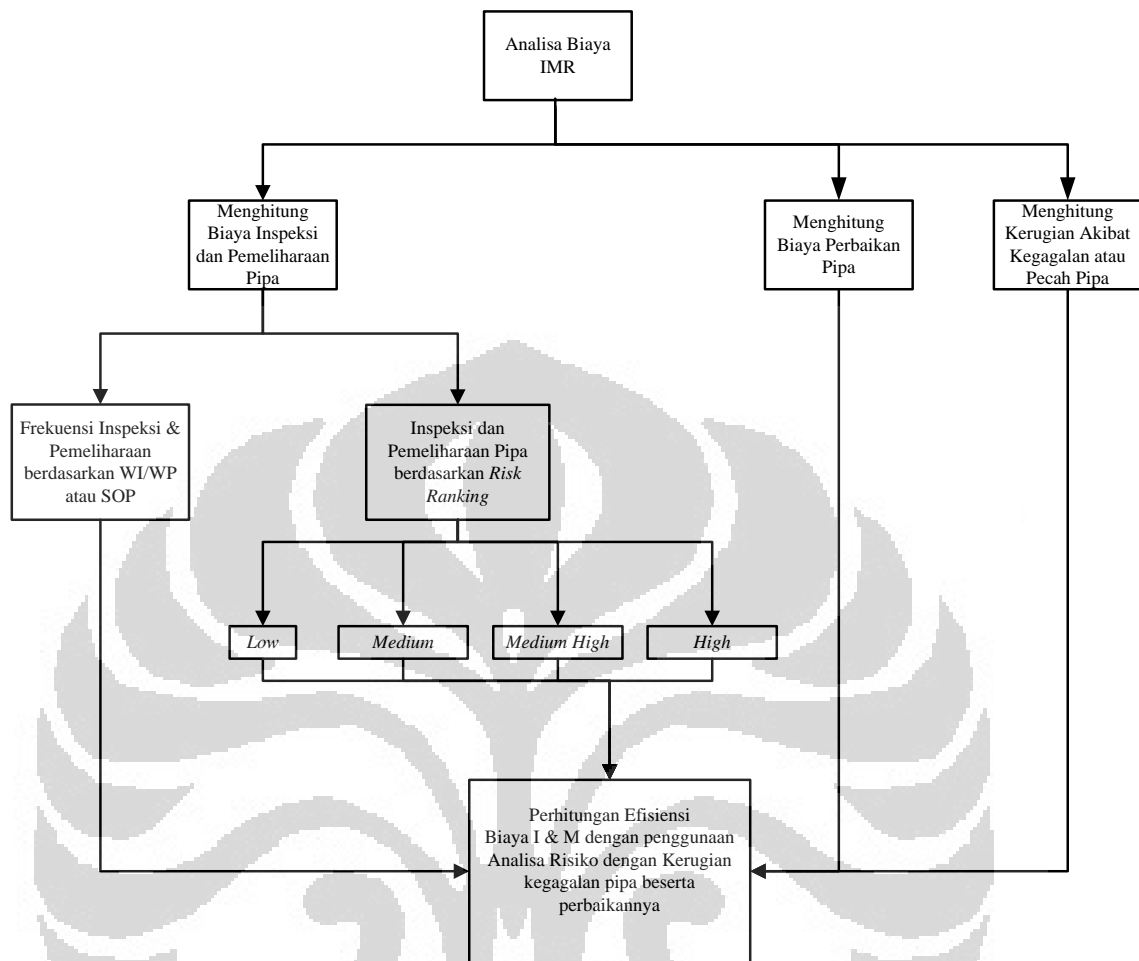
yang memiliki risiko rendah sehingga biaya pengoperasian dan pemeliharaan pipa akan menjadi lebih efektif.

3.4 ANALISA BIAYA INSPEKSI, PEMELIHARAAN, DAN PERBAIKAN PIPA (IMR)

Pada saat operator pipa melakukan manajemen risiko maka biaya merupakan salah satu faktor yang tidak terpisahkan dengan keamanan pipa. Salah satu cara efektif adalah dengan mengumpulkan dan mengelompokkan masing-masing biaya untuk setiap aktivitas yang menimbulkan risiko agar pengalokasian sumber daya yang dimiliki oleh operator pipa menjadi optimal.

Analisa biaya inspeksi, pemeliharaan, dan perbaikan dihitung dengan menggunakan estimasi biaya yang digunakan pada saat kegiatan inspeksi, pemeliharaan dan perbaikan pipa selama operasional pipa. Dengan perhitungan ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang aktual mengenai biaya yang dapat dihemat jika operator pipa menjalankan manajemen risiko pada pengoperasian pipa dengan melakukan pemeliharaan berdasarkan prioritas risiko serta membandingkannya dengan biaya kerugian operator jika terjadi kegagalan pipa serta biaya perbaikan yang harus dikeluarkan agar pipa dapat beroperasi kembali.

Dengan perhitungan biaya IMR beserta efisiensi untuk masing-masing perhitungan maka diharapkan dapat membantu manajemen didalam mengambil keputusan strategis terhadap asset pipa sepanjang ± 1000 km. Untuk langkah perhitungannya dapat dilihat pada Gambar 3.14. Metode perhitungan biaya IMR berdasarkan *risk ranking*.



Gambar 3.14. Metode Perhitungan Biaya IMR Berdasarkan *Risk Ranking*

Perhitungan biaya yang dikeluarkan untuk pemeliharaan pipa meliputi biaya-biaya rutin inspeksi seperti patroli ROW dan *aero patrol*. Sedangkan untuk pekerjaan pemeliharaan (*maintenance*) pipa yang akan dihitung adalah meliputi pekerjaan *cleaning pigging*, *intelligent pigging*, *cathodic protection*, CIPS, pekerjaan *corrosion monitoring*, dan lain lain. Dari perhitungan biaya inspeksi, biaya pemeliharaan, dan biaya perbaikan secara keseluruhan akan menjadi perbandingan jika operator melakukan manajemen risiko atau tidak. Untuk lebih detailnya bisa dilihat pada tabel 3.24. Strategi kegiatan inspeksi dan pemeliharaan pipa, dimana akan terjadi perbedaan frekuensi untuk aktivitas inspeksi dan pemeliharaan pipa jika dilakukan

berdasarkan prosedur WI/WP yang berlaku dan dilakukan berdasarkan analisa risiko atau *risk ranking*.

Tabel 3.24. Strategi Kegiatan Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa

No.	Item Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa	Frekuensi berdasarkan WI/WP	Frekuensi berdasarkan Analisa Risiko
1.	Patroli ROW	3 Bulan sekali	Berdasarkan <i>Risk Ranking (High, Medium High, Medium, Low)</i> dan dilakukan per segmen pipa
2.	<i>Aerial Survey</i>	3 Bulan sekali	
3.	Pemeliharaan <i>Valve</i>	6 Bulan sekali	
4.	Pemeliharaan ROW a. Pengontrolan rumput dan penanda pipa b. Pemeliharaan <i>station</i> c. Erosi d. Perbaikan dan Pemeliharaan Rambu/Penanda Pipa	a. Setiap Tahun sekali b. Setiap Bulan c. Jika perlu d. Setiap 6 Bulan	
5.	<i>Pigging</i> a. <i>Cleaning Pigging</i> b. <i>Intelligent Pigging (ILI)</i>	a. Min setiap tahun b. 5 Tahun	
6.	Pengawasan potensial pipa terhadap tanah	Setiap 3 Bulan	
7.	Pengawasan <i>Transformer Rectifier</i>	Setiap Bulan	
8.	Penilaian & Perbaikan <i>aboveground coating</i>	Setiap 3 Bulan	
9.	Penilaian & Perbaikan <i>underground coating</i>	Jika diperlukan	
10.	Perbaikan Kelas Lokasi	Setiap 4 Bulan	
11.	Monitoring Korosi Internal (<i>Corrosion Coupon</i>)	-	
12.	Survei deteksi kebocoran	Setiap 3 Bulan	
13.	Monitoring kondisi <i>Geo-Hazard ROW</i>	-	

Pada suatu kondisi anomali pipa dimana pipa memerlukan perbaikan maka operator pipa harus menentukan metode perbaikan yang paling efektif dan efisien. Selain perhitungan analisa teknik perlu juga dilakukan perhitungan biaya. Kegiatan

perbaikan pipa yang umum dilakukan selama masa pengoperasian pipa antara lain sebagai berikut:

1. Instalasi komposit (*Clock Spring*)
2. Pemotongan dan penggantian segmen pipa (*Pipe Cut and Replace*)
3. Pemasangan *Split Sleeve*
4. Instalasi *foreign crossing*
5. Perbaikan *pipe exposed*
6. Instalasi *concrete slab*

Perbaikan pipa yang dilakukan pada saat terdeteksi kerusakan atau cacat pipa lebih awal diharapkan akan memberikan risiko yang rendah dibandingkan dengan perbaikan pada pipa yang sudah mengalami kerusakan parah. Pada cacat pipa dengan risiko rendah diperlukan metode perbaikan yang relatif lebih sederhana dengan biaya rendah. Sehingga dengan pengaplikasian *Pipeline Integrity Management System* (PIMS) dimana inspeksi, pemeliharaan, serta perbaikan dilakukan berdasarkan tingkat risiko diperkirakan akan memperkecil kemungkinan kerusakan atau kegagalan yang terjadi pada pipa sehingga tidak memberikan tingkat risiko tinggi selama umur operasional pipa.

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

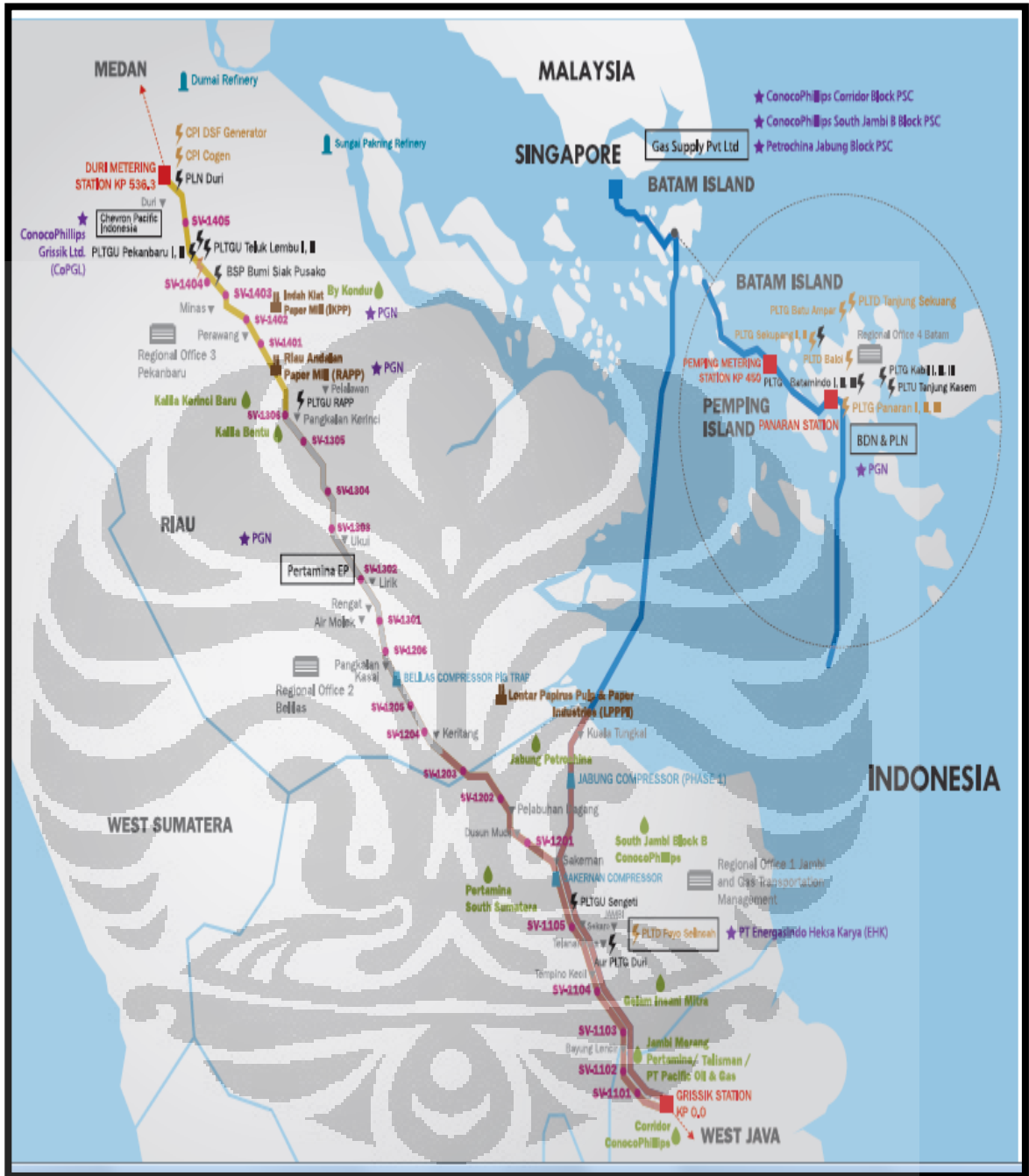
Pada Bab ini akan dibahas mengenai hasil analisa risiko pada beberapa segmen pipa *onshore* dengan tahapan penelitian dan perhitungan risiko seperti yang diuraikan pada Bab 3 Tahapan Penelitian. Perhitungan analisa risiko dilakukan pada beberapa segmen pipa untuk masing-masing parameter probabilitas yang digunakan untuk perhitungan risiko meliputi parameter *third party damage*, korosi internal, korosi eksternal, dan parameter desain & operasi. Konsekuensi dari risiko diperhitungkan berdasarkan gangguan bisnis/produksi, keamanan populasi, kerugian aset perusahaan, kerugian aset lingkungan, dan reputasi perusahaan.

4.1 PENENTUAN SEGMENT PIPA DAN PENGUMPULAN DATA

Langkah awal dari analisa risiko adalah dengan melakukan penentuan segmen pipa *onshore* sepanjang 535,6 km untuk mempermudah dalam melakukan identifikasi data berdasarkan data inspeksi dan pemeliharaan yang dilakukan oleh operator pipa. Pada penelitian ini pipa *onshore* seperti yang tertera pada Tabel 4.1 dibagi menjadi 3 area wilayah berdasarkan posisi *compressor station* dan SV (*sectional valve*) yang ada pada sistem *pipeline* :

Tabel 4.1 Data Panjang Pipa Transmisi *Onshore*

No.	Segmen Pipa	KP Pipa	Panjang Pipa
1.	Grissik – Stasiun Comp Sakernan	KP. 0,0– 137,0	137,0 km
2.	Stasiun Comp Sakernan – Pangkalan Kerinci (SV)	KP. 137,0-404,5	267,5 km
3.	Pangkalan Kerinci (SV) – Duri	KP 404,5-535,6	131,1 km
Total			535,6 km



Gambar 4.1. Jalur Pipa Onshore Grissik Duri

4.1.1 Komposisi Gas

Gas yang dialirkan pada pipa ke pelanggan adalah gas metana kering (*dry gas*) yang berasal dari beberapa sumur, dengan kandungan CO₂ dan H₂S yang sangat rendah. Kandungan metana bervariasi dari waktu ke waktu tetapi masih berada diatas 85% mol. Untuk lebih detailnya komposisi gas dapat dilihat dari Tabel 4.2 dibawah ini yang diambil bulan Januari 2012.

Tabel 4.2. Komposisi Gas (As per January 2012)

Gas Component		Unit	Average	As per GTA
Methane	C1	% mole	88,01	85 (min)
Ethane	C2	% mole	5,41	NA
Propane	C3	% mole	0,89	NA
n-Butane	nC4	% mole	0,18	NA
i-Butane	iC5	% mole	0,18	NA
n-Pentane	nC5	% mole	0,04	NA
i-Pentane	iC5	% mole	0,07	NA
Hexane	C6	% mole	0,02	NA
Heptane	C7	% mole	0,02	NA
Octane	C8	% mole	0,01	NA
Nonane	C9	% mole	0,00	NA
Nitrogen	N ₂	% mole	1,24	5 (max)
Carbon Dioxide	CO ₂	% mole	3,92	5 (max)
Moisture (water content)	H ₂ O	lbs/MMSCF	3,58	15 (max)
Hydrohen Sulphide	H ₂ S	PPMV	0,00	8 (max)
Gross Heating Value		BTU/SCF	950 - 1250	950 - 1250

4.1.2 Data Aset Pipa

Sebelum dilakukan analisa risiko hal utama yang paling penting adalah mengumpulkan seluruh data kondisi pipa, baik itu data konstruksi ataupun data operasi pipa. Perhitungan risiko dilakukan berdasarkan segmen *kilometer point* (KP) sesuai dengan gambar *alignment sheet*, yaitu gambar yang menunjukkan profil pipa di dalam tanah. Panjang tiap segmen *kilometer point* (KP) pipa di dalam gambar *alignment sheet* berkisar 1,9-2,1 km. Pipa *onshore* Grissik-Duri merupakan pipa

onshore API 5L-X65 dengan diameter 28' dengan *flange rating* #600. Pipa *onshore* tersebut memiliki ketebalan 0,344 inch dan 0,438 inch dengan ketebalan korosi (*corrosion allowance*) yang diperbolehkan setebal 0,125 inch. Pelapisan pipa atau *coating* untuk bagian dalam adalah *epoxy based* dan bagian luar adalah material 3LPE (*Three Layer Polyethylene*). Detail data-data aset pipa yang akan dilakukan evaluasi risiko dapat dilihat pada Lampiran 1 Data Aset Pipa *Onshore* Grissik-Duri.

4.2 EVALUASI RISIKO

Evaluasi risiko yang dilakukan pada semua segmen pipa sepanjang \pm 536 km dianalisa dengan melakukan pengolahan data operasional di lapangan sehingga dapat diketahui nilai probabilitas dan nilai 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 katodik pada pipa, serta data-data inspeksi dan pemeliharaan pipa lainnya.

Pada saat dilakukan evaluasi risiko pada *thesis* ini usia pipa untuk seluruh segmen telah mencapai 14 tahun masa operasional sehingga tidak diperhitungkan sebagai parameter perhitungan risiko. Dengan adanya evaluasi risiko, bertambahnya umur pipa yang diimbangi dengan strategi pemeliharaan yang baik dan tepat serta mitigasi terhadap faktor external diharapkan dapat menambah umur operasi pipa.

4.2.1 ANALISA PROBABILITAS

4.2.1.1 *Third Party Damage*

Pada 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. Pada perhitungan analisa probabilitas *third party damage* masih dibagi lagi dalam enam sub-parameter yang lebih detail yaitu dengan memperhitungkan adanya fasilitas di atas permukaan tanah, aktivitas pihak ketiga (*third party activity*) di ROW, kelas populasi pada jalur ROW, kondisi pemeliharaan ROW, frekuensi patroli yang

dilakukan oleh operator pipa, serta adanya kegiatan pengembangan masyarakat/pendidikan publik mengenai operasional pipa dan bahayanya.

Untuk mendapatkan *score* dari masing-masing parameter diatas dilakukan pengolahan data yang diambil dari data inspeksi yang dilakukan oleh teknisi di lapangan.

a. Fasilitas di Atas Permukaan Tanah (*Above ground facility*)

Pengukuran parameter fasilitas diatas permukaan tanah diperoleh dari data inspeksi yang dilakukan di area ROW dan SV (*sectional valve*). Pada jalur ROW dengan pipa *underground* tanpa ada fasilitas diatas permukaan tanah maka memiliki *score* 0. Sedangkan untuk pipa atau fasilitas yang berada diatas tanah dilihat dari hasil inspeksi pada area SV. Pada saat inspeksi area SV dilakukan inspeksi dan pencatatan terhadap kondisi bangunan kontrol, pagar, drainase, *gravel*, rambu-rambu, serta kondisi *piping*. Pemberian *score* pada parameter ini berdasarkan pada kondisi pagar dan rambu sebagai perlindungan terhadap fasilitas yang ada diatas permukaan tanah. Jika fasilitas yang ada di atas permukaan tanah mendapatkan perlindungan lengkap baik pagar maupun rambu-rambu maka *score*-nya adalah 3, jika hanya dengan perlindungan pagar maka *score*-nya 6, dan jika tanpa perlindungan sama sekali maka *score*-nya 10.

b. Aktivitas *Third Party* di ROW

Pengukuran parameter aktivitas *third party* diperoleh dari data inspeksi yang dilakukan oleh teknisi selama melakukan patroli di area ROW pipa. Pada kegiatan inspeksi tersebut, dituliskan area lokasi *kilometer point* (KP) dan aktivitas-aktivitas yang ditemukan. Ada 4 penilaian atau *scoring* untuk mengukur probabilitas akibat aktivitas pihak ketiga. Sebagai contoh jika area ROW pipa berada di daerah hutan, rawa, atau daerah-daerah yang jauh dari aktivitas manusia maka *score*-nya adalah 0. Jika area ROW berada di dekat area yang telah dijadikan sebagai area perkebunan, sawah, pemukiman penduduk, sarana prasarana umum dengan *crossing* atau perlintasan yang dilalui oleh kendaraan ringan maka *score*-nya adalah 3. Apabila ROW berada di daerah yang disebutkan di atas dan terdapat *crossing* yang dilalui

traktor atau kendaraan besar seperti kendaraan pengangkut sawit atau material lainnya dengan berat < 30 Ton maka *score*-nya adalah 6, dan jika kendaraan tersebut melebihi dari beban 30 Ton maka *score*-nya adalah 10.

c. Kelas Populasi pada Jalur ROW

Kelas lokasi digunakan untuk menentukan besarnya faktor desain yang digunakan pada pipa. Faktor desain ini sebagai penentu margin keamanan dari pipa yang didasarkan pada kepadatan populasi. Untuk mendapatkan bobot *score* dari kelas populasi pada jalur ROW, teknisi dilapangan melakukan pengamatan dan pengukuran perkembangan populasi dan perkembangan gedung atau bangunan disepanjang ROW minimal 200 m kearah kiri dan kanan. Pemantauan perubahan kelas dilakukan dengan survey udara, foto udara, dan dilanjutkan dengan pengecekan kondisi di darat. Hasil survey dianalisa dengan mengacu pada ASME B31.8 section 854 dan SNI 3474:2009 sehingga dapat dikategorikan kelas populasi pada jalur ROW tersebut apakah masih berada di kelas 1 atau sudah berkembang menjadi kelas 2, 3, atau 4. Jika masih berada di kelas 1 maka *score*-nya 0, jika sudah berkembang menjadi kelas 2 maka *score*-nya 3, kelas 3 *score*-nya 6 dan kelas 4 *score*-nya 10.

d. Kondisi ROW

Score parameter kondisi ROW diperoleh dari data inspeksi yang dilakukan pada saat melakukan patroli udara dan patroli ROW. Pada saat melakukan inspeksi ROW dilakukan pencatatan mengenai adanya semak belukar, pohon sawit, pohon akasia, gubug atau rumah liar, pembuangan sampah, perletakan jemuran atau antena parabola di ROW, dan kondisi lainnya yang dapat membahayakan pipa. Pencatatan atas kondisi-kondisi tersebut digunakan sebagai acuan pengukuran berapa persentase kilometer ROW yang tidak terawat dari total jarak kilometer pipa yang dianalisa risikonya. Jika persentase ROW yang terpelihara lebih dari 75% maka mendapatkan *score* 0, jika yang terpelihara antara 51-75% maka mendapatkan *score* 3, jika

diperoleh 25-50% ROW yang terpelihara maka mendapatkan *score* 6, dan jika ROW yang terpelihara kurang dari 25% maka mendapatkan *score* 10.

e. Frekuensi Patroli ROW

Patroli ROW dilakukan untuk memonitor dan melakukan pengecekan terhadap kondisi ROW meliputi kondisi-kondisi seperti *pipe exposed* (pipa tidak tertutup oleh tanah karena erosi), kegagalan lereng, banjir, tumbuhan liar, pertumbuhan penduduk dan bangunan, adanya perlintasan baru yang melintasi jalur pipa serta frekuensi kendaraan dan besarnya beban *fatigue* yang melintasi *crossing* pipa. Patroli ROW dilakukan dari udara dan darat dengan minimal frekuensi patrol yang telah ditentukan pada *working instructure* (WI). Penentuan *score* untuk parameter frekuensi patroli ditentukan dari laporan patroli yang dilakukan oleh teknisi di lapangan. Apabila patroli dilakukan sebulan sekali maka akan mendapatkan *score* 0, jika dilakukan 2 bulan sekali mendapatkan *score* 3, dilakukan 3 bulan sekali mendapatkan *score* 6, dan jika patroli ROW dilakukan lebih dari 3 tahun sekali maka akan mendapatkan *score* 10.

f. Pengembangan Masyarakat/Pendidikan Publik.

Kegiatan pengembangan masyarakat atau pendidikan publik merupakan usaha sosialisasi dan pendekatan perusahaan operator pipa mengenai operasional pipa gas bertekanan tinggi dan bahaya jika terjadi kegagalan pipa. Kegiatan ini bisa berupa penyuluhan-penyuluhan yang disertai dengan kegiatan amal, kesehatan, atau kegiatan peningkatan ketrampilan 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. Pengembangan masyarakat yang dilakukan melalui pertemuan resmi dan dengan frekuensi teratur memperoleh *score* 0, jika melalui kegiatan pertemuan tidak resmi dengan frekuensi tidak teratur maka *score* yang diberikan adalah 3. Jika informasi mengenai operasional pipa kepada masyarakat

hanya dilakukan dengan surat atau *pamphlet* maka *score* yang diberikan adalah 6, dan jika tidak ada kegiatan penyampaian informasi atau sosialisai kepada masyarakat maka *score* yang diberikan adalah 10.

Perhitungan total parameter *third party damage* dihasilkan dengan perhitungan total *score* dari faktor fasilitas diatas permukaan tanah, aktifitas *third party* di ROW, kelas populasi pada jalur ROW, kondisi ROW, frekuensi patroli ROW, dan kegiatan pengembangan masyarakat/pendidikan publik yang kemudian dikalikan dengan bobot dari masing-masing faktor tersebut. Pada Tabel 4.3 Perhitungan *probability of failure* (PoF) *third party damage* memberikan contoh *scoring* dan perhitungan untuk menentukan bobot PoF dari parameter *third party damage*.

Tabel 4.3. Perhitungan *Probability of Failure* (PoF) *Third Party Damage*

<i>Third Party Damage</i>	Bobot	KP. 127,0-129,0		KP. 404,5- 406,6	
a. Fas.diatas permukaan tanah	20%	Tidak ada, pipa <i>underground</i>	0	Terdapat SV	3
b. Aktivitas <i>third party</i> di ROW	20%	Penanaman sawit di ROW	3	Tidak ada aktivitas	0
c. Kelas populasi pada jalur ROW	20%	Kelas 1	0	Kelas 3	6
d. Kondisi ROW	10%	>75% terpelihara	0	>75% terpelihara	0
e. Frekuensi Patroli ROW	20%	Sebulan sekali	3	Sebulan sekali	3
f. Pengembangan masy/Pendidikan publik	10%	Tidak resmi & tdak teratur	3	Tidak resmi & tdak teratur	3
Total	100%		1,5		2,7

Pada perhitungan sub-parameter fasilitas diatas permukaan tanah pada KP. 127,0-129,0 adalah segmen dimana pipa terkubur didalam tanah maka *score* yang diberikan adalah 0 karena tidak adanya fasilitas yang berada diatas tanah, sedangkan pada KP. 404,5-406,6 terdapat SV1306 (*sectional valve*, *pig receiver*, dan *pig launcher*) pada KP.406.3 dengan perlindungan lengkap sehingga *score* yang diberikan adalah 3. Untuk sub-parameter aktivitas *third party* di ROW, berdasarkan

hasil inspeksi ditemukan adanya pohon sawit yang sengaja ditanam oleh penduduk di area ROW KP. 127,0-129,0 sedangkan pada segmen KP. 404,5-406,6 tidak ditemukan adanya aktivitas *third party* sehingga *score* yang diberikan adalah 0. Kondisi ROW untuk kedua segmen diatas relatif bagus, rumput tumbuh dengan ketinggian normal dengan kegiatan *brush control* untuk semak belukar dan pohon-pohon liar sehingga 85% terpelihara dengan baik sehingga *score* yang diberikan adalah 0. Pada sub-parameter kelas populasi pada jalur ROW dari KP. 127,0-129,0 merupakan kelas lokasi 1 dan KP. 404,5-406,6 merupakan kelas lokasi 3 karena dekat dengan pemukiman penduduk dengan jumlah bangunan kurang lebih ada 80 bangunan. Frekuensi patroli ROW untuk kedua segmen tersebut dilakukan sebulan sekali sehingga *score* yang diberikan adalah 3. Kegiatan pengembangan masyarakat/pendidikan publik dilakukan dengan kegiatan penyuluhan kesehatan, periksa dokter gratis, atau kegiatan keagamaan yang diisi dengan sosialisasi mengenai pengoperasian pipa yang hingga kini baru dilakukan setahun sekali pada lokasi segmen pipa tertentu sehingga *score* yang diberikan adalah 3.

Setelah masing-masing sub-parameter mendapatkan *score* maka masing-masing *score* tersebut dikalikan dengan bobot masing-masing sub-parameter yang kemudian dijumlahkan untuk mendapatkan nilai *probability of failure* (PoF) untuk parameter *third party activity* sehingga diperoleh nilai PoF *third party damage* untuk KP. 127,0-129,0 adalah 1,5 dan untuk KP. 404,5-406,6 adalah 2,1.

4.2.1.2 Korosi Internal

Parameter korosi internal menitik beratkan pada faktor-faktor yang menyebabkan atau mempercepat terjadinya korosi pada bagian dalam pipa yang dapat mengakibatkan kegagalan pada jaringan pipa. Sub-parameter korosi internal terdiri dari korosifitas produk dengan bobot 30%, kandungan air dengan bobot 20%, dan frekuensi *cleaning pigging* dengan bobot 50%.

a. Korosifitas Produk

Pengukuran nilai korosivitas produk ditentukan berdasarkan data dari *gas control centre* yang mencatat data mengenai tekanan serta komposisi gas pada setiap stasiun pengirim dan stasiun penerima gas. Dari data pencatatan yang dilakukan per-jam diambil nilai komposisi CO₂ tertinggi dan tekanan gas yang terjadi yang kemudian digunakan untuk menghitung tekanan parsial CO₂ (psia). Tekanan parsial CO₂ ini yang digunakan sebagai parameter dalam menentukan *score* tingkat korosifitas produk. Jika tekanan parsial p CO₂ < 10 psia maka tingkat korosi yang terjadi hampir tidak ada sehingga *score* PoF-nya adalah 0. Jika tekanan parsial CO₂ antara 10 psia hingga 25 psia maka *score*-nya adalah 3, jika tekanan parsial CO₂ antara 25 hingga 50 psia maka *score*-nya adalah 6, dan jika tekanan parsial CO₂ lebih besar dari 50 psia maka *score*-nya adalah 10.

b. Kandungan Air

Nilai kandungan air yang dibawa oleh gas selama masa operasional juga memiliki pengaruh yang cukup besar terhadap korosi pipa. Nilai kandungan air (lb/mmscf) diperoleh dari data bacaan pada stasiun pengirim gas. Dikarenakan sumber gas berasal dari beberapa stasiun pengirim dengan komposisi yang berbeda-beda maka nilai kandungan air yang diambil adalah nilai kandungan air yang tertinggi. Pada nilai kandungan air < 5 lb/mmscf masih belum memberikan efek korosi pada pipa sehingga *score*-nya 0. Pada kandungan air antara 5-10 lb/mmscf sudah memberikan pengaruh korosi pada pipa sehingga *score*-nya adalah 3, dan jika kandungan air antara 10-15 lb/mmscf maka *score* yang diberikan adalah 6 karena sudah memberikan tingkat korosi yang cukup besar pada pipa. Pada kondisi kandungan air lebih besar dari 15 lb/mmscf maka *score*-nya adalah 10 karena pada kondisi kandungan air yang tinggi, tingkat korosi pipa yang terjadi juga relatif sangat tinggi.

c. Frekuensi *Cleaning Pigging*

Cleaning pigging dilakukan untuk membersihkan material-material yang ada di dalam pipa yang berpotensi menimbulkan korosi. Semakin tinggi frekuensi pembersihan material-material yang ada di dalam pipa maka dapat memperkecil kemungkinan korosi yang terjadi. Pada umumnya standar operasional *cleaning pigging* dilakukan sekali dalam setahun, sehingga jika dilakukan antara 1-2 tahun dianggap berpotensi menimbulkan korosi sehingga *score*-nya adalah 3, dan jika *cleaning pigging* dilakukan dalam kurun waktu 2-4 tahun akan cukup besar memberikan potensi korosi sehingga *score*-nya adalah 6, dan jika *cleaning pigging* dilakukan lebih dari 4 tahun maka potensi korosi pipa sangat tinggi sehingga *score*-nya adalah 10.

Tabel 4.4. Perhitungan *Probability of Failure* (PoF) Korosi Internal

Korosi Internal	Bobot	KP. 127,0- 129,0	KP. 404,5-406,6
a. Korosifitas produk	30%	55,69 psia	10
b. Kandungan air	20%	< 5 lb/mm scf	0
c. Frekuensi <i>cleaning pigging</i>	50%	Dilakukan 1 tahun sekali	0
Total	100%		3,0

Salah satu contoh perhitungan *probability of failure* (PoF) untuk parameter korosi internal dapat dilihat pada Tabel 4.4 Perhitungan *probability of failure* (PoF) korosi internal. Tekanan parsial CO₂ segmen KP. 127,0-129,0 adalah 55,69 psia yang terjadi pada kandungan CO₂ 4,31 % dengan tekanan 951 psig sehingga *score* korosifitas produk adalah 10. Pada KP. 404,5-406,6 nilai tekanan parsial CO₂ adalah 28,37 psia pada kondisi kandungan CO₂ sebesar 3,86% dan tekanan 721 psig sehingga *score* yang diberikan adalah 6. Kandungan air maksimum pada segmen tersebut berdasarkan data operasi adalah kurang dari 5 lb/mm scf dan *cleaning pigging* dilakukan 1 tahun sekali pada segmen tersebut sehingga *score*-nya adalah 0.

Setelah diperoleh *score* masing-masing sub-paramater korosifitas produk, kandungan air, dan frekuensi *cleaning pigging* kemudian dikalikan bobot masing-

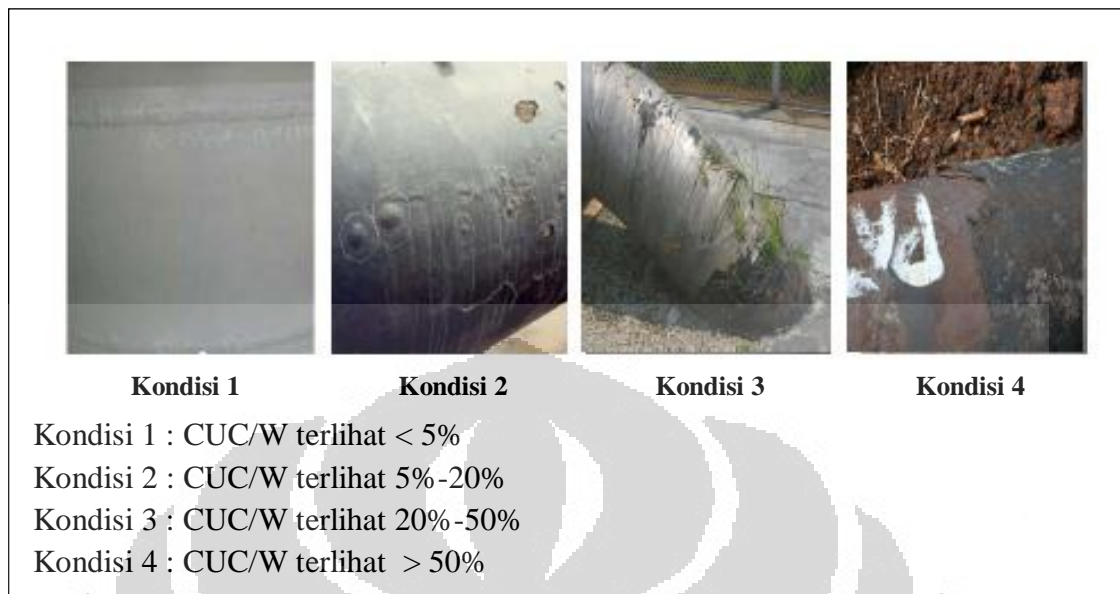
masing sub-parameter tersebut untuk mendapatkan nilai total PoF parameter korosi internal yaitu 3,0 untuk KP. 127,0-129,0 dan 1,8 untuk KP. 404,5-406,6.

4.2.1.3 Korosi Eksternal

Sama halnya dengan parameter korosi internal, korosi eksternal menitik beratkan pada faktor-faktor yang menyebabkan atau mempercepat terjadinya korosi pada bagian luar pipa yang dapat mengakibatkan kegagalan pada jaringan pipa. Faktor-faktor penyebab korosi eksternal yang digunakan sebagai parameter pengukuran adalah *corrosion under coating/wrapping*, kondisi *coating/wrapping*, dan efektivitas *cathodic protection*.

a. *Corrosion under coating/wrapping* (CUC/W)

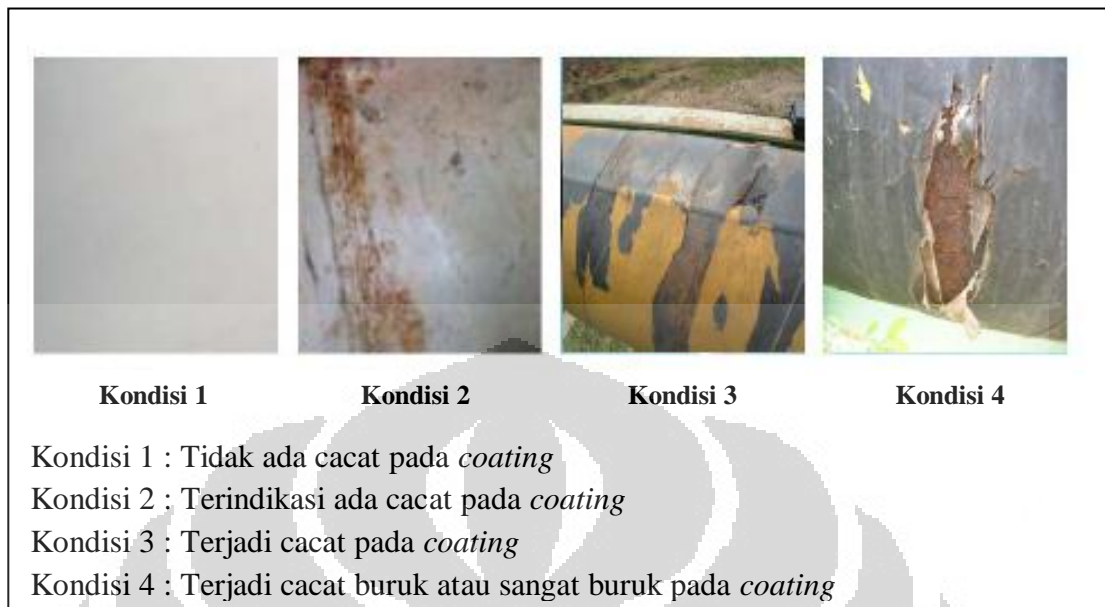
Pada parameter *corrosion under coating/wrapping* proses evaluasi yang dilakukan adalah dengan melihat kondisi *painting* atau lapisan pada pipa yang berada diatas permukaan tanah (*above ground*). Pemberian *score probability of failure* untuk sub-parameter ini adalah dengan melihat dan menghitung presentase *corrosion under coating/wrapping* (CUC/W) pada segmen pipa yang dievaluasi. Jika CUC/W kurang dari 5% kondisi *coating* atau *wrapping* pipa masih dalam keadaan bagus sehingga *score* yang diberikan adalah 0. Pada kondisi CUC/W berkisar antara 5%-20% *score* yang diberikan adalah 3, pada CUC/W berkisar antara 20%-50% maka *score* yang diberikan adalah 6, dan pada kondisi dimana CUC/W yang terlihat lebih besar dari 50% segmen pipa yang dievaluasi maka *score* yang diberikan adalah 10. Pada Gambar 4.2 Penilaian Kondisi *Corrosion under Coating/Wrapping* (CUC/W) dibawah digunakan sebagai acuan ketika melakukan inspeksi di lapangan.



Gambar 4.2. Penilaian Kondisi *Corrosion under Coating/Wrapping* (CUC/W)
 (Sumber: *Working Instruction* untuk *Corrosion under Coating/Wrapping* (CUC/W))

b. Kondisi *coating/wrapping*

Proses evaluasi yang dilakukan untuk mengetahui parameter kondisi *coating/wrapping* adalah dengan melakukan kegiatan inspeksi pengamatan kondisi *coating* atau *wrapping* pada pipa peralihan antara pipa yang ada di dalam tanah (*underground*) dengan pipa yang berada di atas permukaan tanah (*above ground*) ataupun pipa *underground* yang *ter-exposed*. Jika dari hasil pengamatan terindikasi ada cacat pada *coating* maka *score*-nya 3, jika terjadi cacat *coating* dalam kondisi sedang maka *score*-nya adalah 6. Dan jika terjadi cacat yang buruk atau sangat buruk pada *coating* maka *score*-nya adalah 10. Detail perbandingan penilaian untuk masing-masing penilaian kondisi *coating* dapat dilihat pada Gambar 4.3 Penilaian Kondisi *Coating/Wrapping*.



Gambar 4.3. Penilaian Kondisi *Coating/Wrapping*

(Sumber: *Working Instruction (WI)* untuk kondisi *Coating/Wrapping*)

c. Efektivitas *cathodic protection (CP)*

Cathodic protection (CP) merupakan sistem perlindungan pada pipa untuk mencegah permukaan logam eksternal dari ancaman korosi. Cara ini merupakan cara yang efektif dalam mengurangi atau menghilangkan korosi, baik itu pencegahan korosi pada struktur baru atau mengurangi korosi tanpa batas retrofit pada struktur yang sudah terpasang. Pengukuran *probability of failure (PoF)* pada parameter ini ditentukan oleh kinerja atau efektifitas dari sistem *cathodic protection* yang terpasang. Dari nilai pengukuran beda tegangan potensial (*voltage*) antara pipa dengan elektrolit tanah maka dapat dilihat tingkat efektivitas *cathodic protection*. *Cathodic protection* bekerja dengan normal jika diperoleh pengukuran potensial antara (-850) mV - (-1200) mV. Efektivitas *cathodic protection* terganggu jika nilai beda potensial berkisar antara (-1200) mV - (-1500) mV atau (-800) mV - (-850) mV sehingga memungkinkan terjadinya korosi eksternal sehingga *score*-nya adalah 3. Jika nilai beda potensial tegangan antara (-750) mV - (-850) mV maka *score*-nya adalah 6 karena *cathodic protection* sudah tidak berfungsi dengan optimal, dan jika beda potensial tegangan lebih besar dari (-750) mV maka *score*-nya adalah 10 karena

cathodic protection yang terpasang sudah tidak berfungsi lagi untuk mencegah terjadinya korosi.

Tabel 4.5. Perhitungan *Probability of Failure* (PoF) Korosi Eksternal

Korosi Eksternal	Bobot	KP. 127,0- 129,0	KP. 404,5- 406,6
a. <i>Corrosion under coating/wrapping</i>	50%	Kondisi bagus, CUC/W < 5 %	Kondisi bagus, CUC/W < 5 %
b. Kondisi <i>coating/wrapping</i>	30%	Ditemukan cacat buruk pada <i>coating</i>	Tidak ada cacat pada <i>coating</i>
c. Efektivitas <i>cathodic protection</i>	20%	(-850) mV - (-1200) mV	(-850) mV - (-1200) mV
Total	100%		3,0

Pada Tabel 4.5 Perhitungan *probability of failure* (PoF) korosi eksternal berdasarkan data inspeksi diperoleh data bahwa *corrosion under coating/wrapping* pada pipa *aboveground* di SV yang terletak di segmen KP. 404,5-406,6 masih dalam kondisi bagus sehingga *score*-nya adalah 0. Parameter kondisi *coating/wrapping* diaplikasikan pada *coating* pipa yang berada diatas permukaan tanah tepatnya pipa yang ada di stasiun *sectional valve* (SV). Berdasarkan data inspeksi kondisi *coating* pada pipa *aboveground* KP. 404,5-406,6 tidak didapati cacat pada *coating* sehingga *score*-nya adalah 0, sedangkan pada segmen KP. 127,0-129,0 merupakan pipa *underground* dan berdasarkan data inspeksi dikarenakan terjadi pipa *exposed* yang setelah dilakukan pengecekan ditemukan cacat pada *coating* yang parah. Pada parameter efektivitas *cathodic protection* pada kedua segmen KP. 404,5-406,6 dan KP. 406,6-408,6 berkisar antara (-850) mV-(-1200) mV sehingga *score* yang diberikan untuk kedua segmen tersebut adalah 0.

Setelah diperoleh *score* masing-masing sub-paramater korosi eksternal yaitu *score* untuk *corrosion under coating/wrapping*, kondisi *coating/wrapping* dan efektivitas *cathodic protection* kemudian dikalikan bobot masing-masing sub-parameter tersebut untuk mendapatkan nilai total PoF parameter korosi eksternal yaitu 3,0 untuk KP. 127,0-129,0 dan 1,8 untuk KP. 404,5-406,6.

4.2.1.4 Desain dan Operasi

Parameter desain dan operasi lebih menekankan pada penentuan *score probability of failure* (PoF) berdasarkan data desain awal dan sistem pengoperasian pipa dalam mengirimkan gas ke pelanggan. Faktor-faktor yang menentukan parameter desain dan operasi adalah tekanan dan keamanan operasi, beban *fatigue* dari luar, kondisi *geo-hazard*, verifikasi integritas, dan frekuensi inspeksi dan pemeliharaan alat.

a. Tekanan dan Keamanan Operasi

Pengukuran parameter tekanan dan keamanan operasi pipa diperoleh dari data operasi yang tercatat pada *Gas Control Centre* (GCC). Pencatatan tekanan pipa dilakukan pada stasiun pengirim gas, stasiun kompresor, dan stasiun penerima gas. Dari hasil pencatatan tersebut dapat diketahui tekanan maksimum operasi pipa apakah masih dalam kondisi batas aman tekanan operasional pipa yaitu tidak melampaui tekanan MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*). Pada tekanan operasi kurang dari 950 psig, pipa masih jauh dibawah batas tekanan operasi maksimum sehingga *score*-nya 0. Sedangkan pada tekanan operasi 950-1000 psig *score*-nya 3, pada tekanan operasi 1000-1050 psig *score*-nya 6, dan pada tekanan operasi lebih dari 1050 psig dimana tekanan operasi hampir mendekati dan melebihi tekanan maksimum operasi maka *score*-nya adalah 10. Data-data operasional harian pipa *onshore* bisa dilihat pada lampiran 2 Data *Logsheet* Operasional Pipa *Onshore* Grissik-Duri, dimana tekanan operasional pipa setiap harinya berkisar antara 850-1000 psig pada kondisi normal operasi.

b. *Fatigue* Akibat Beban dari Luar

Pada area jalur pipa (ROW) yang dekat dengan pemukiman atau fasilitas-fasilitas umum akan banyak ditemukan *crossing* atau perlintasan kendaraan yang dilalui oleh kendaraan-kendaraan bermotor dengan beban yang bervariasi. Dari hasil inspeksi yang dilakukan oleh teknisi operator pipa pada jalur *crossing* atau perlintasan diperoleh data mengenai berat serta frekuensi atau putaran kendaraan yang melintasi jalur ROW sehingga dapat diketahui *score* yang bisa diberikan pada

jalur pipa yang dievaluasi tersebut. Untuk lebih detailnya penentuan *score* bisa dilihat pada Tabel 4.6 Parameter *fatigue* adanya pembebanan dari luar.

Tabel 4.6. Parameter *Fatigue* Akibat Beban dari Luar

<i>Cycles</i>	Berat Kendaraan (Ton)			
	0 – 5	5 – 10	10 – 30	>30
< 1.000	0	1	3	5
1.000 – 10.000	1	3	5	7
10.000-100.000	3	5	7	10
>100.000	5	7	10	10

Untuk lebih memudahkan dalam pemberian *score* parameter *fatigue* akibat beban dari luar dibuat pengklasifikasian dalam pembuatan laporan inspeksi seperti yang tertera pada Tabel 4.7 Parameter berat dan frekuensi kendaraan.

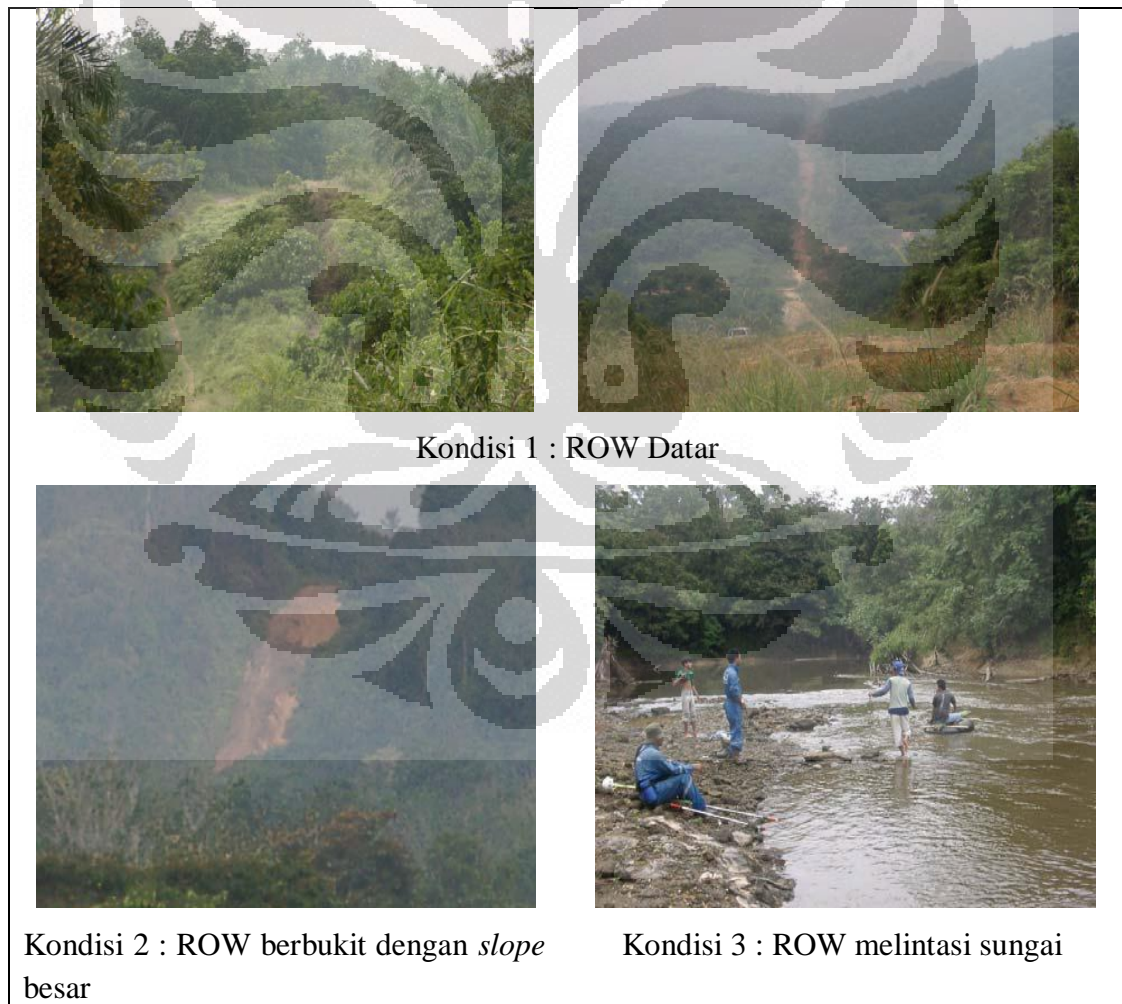
Tabel 4.7. Parameter Berat dan Frekuensi Kendaraan

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	200-2.000/Minggu	Sering
>30 Ton	Truk besar, Traktor, Bulldozer dan kendaraan berat lainnya	>2.000/Minggu	Sering sekali

c. Kondisi *Geo-hazard*

Salah satu penyebab kegagalan pipa yang terjadi pada masa operasional adalah kondisi *geo-hazard* atau kondisi tanah tempat pipa ditanam (*underground*). Kondisi kontur tanah yang dipergunakan sebagai perletakan pipa gas, pergeseran, penurunan tanah maupun erosi selama masa operasional mempengaruhi kestabilan pipa yang dapat mengakibatkan patah getas akibat pergeseran posisi pipa dan beban tanah yang diterimanya. Evaluasi penentuan *score* dalam menentukan *probability of*

failure (PoF) pada parameter kondisi *geo-hazard* ditentukan pada kondisi tanah dari ROW sebagai tempat perletakan pipa. Kondisi ROW pada wilayah dataran dan tidak ada erosi yang terjadi (kondisi 1) maka dikatakan pipa dalam kondisi aman terhadap kegagalan pipa. Pada kondisi dimana ROW melitasi area perbukitan dan lembah (kondisi 2) dengan *slope* atau kemiringan yang relatif besar maka potensi kegagalan pipa juga besar maka *score* yang diberikan adalah 3. Pada kondisi ROW dimana pipa melintasi sungai atau berada sejajar dengan aliran sungai (kondisi 3) yang memungkinkan terjadinya erosi cukup besar maka *score* terhadap kegagalan pipa adalah 6, dan pada kondisi ROW dimana pipa melintasi perbukitan dan melintasi atau sejajar dengan sungai atau memiliki sejarah kegagalan pipa yang dikarenakan faktor kondisi *geo-hazard* maka *score* yang diberikan adalah 10.



Gambar 4.4. Kondisi *Geo-hazard* pada Jalur Pipa

d. Verifikasi Integritas

Parameter verifikasi integritas adalah faktor yang mempengaruhi kemampuan pipa dalam menahan semua beban yang diukur dari presentasi *metal loss*. Analisa yang digunakan untuk pengukuran parameter ini adalah dengan data persentase *metal loss* yang diperoleh dari data *intelligent pigging* (ILI). Pada kondisi dimana *metal loss* yang terjadi masih berkisar antara 0-10% maka *metal loss* yang terjadi masih dalam kondisi aman terhadap kemungkinan kegagalan pipa sehingga *score*-nya adalah 0 dan jika *metal loss* yang terjadi berkisar antara 10-40% maka *score*-nya adalah 3 karena pada kondisi ini *metal loss* yang terjadi memungkinkan terjadinya kegagalan pipa. Pada kondisi dimana *metal loss* yang terjadi berkisar antara 40-80% atau pada kondisi dimana pipa mengalami deformasi (*bend, buckle, dent, bulge*) tetapi menurut analisa FFS masih dalam kondisi aman maka *score* yang diberikan adalah 6, sedangkan pada kondisi *metal loss* lebih dari 80% atau pada kondisi dimana pipa mengalami deformasi akan tetapi tidak dievaluasi berdasarkan analisa FFS tetapi dianalisa dengan ILI (*In-line Inspection*) atau kaliper dan atau berdasarkan parameter lainnya maka *score*-nya adalah 10. Data *metal loss* yang terjadi pada segmen pipa dapat dilihat pada Lampiran 3. Data *Metal Loss* Pipa *Onshore*.

e. Frekuensi Inspeksi dan Pemeliharaan Alat

Keakuratan alat-alat yang digunakan dalam kegiatan inspeksi dan pemeliharaan pipa akan mempengaruhi dalam mengevaluasi tingkat risiko yang terjadi. Alat-alat tersebut meliputi *gas detector, pipe locator, multi tester* untuk inspeksi perlindungan katodik, dan *Ultrasonic Test (UT) meter*. Penggunaan alat-alat yang akurat akan menghasilkan data-data yang akurat sehingga dapat mengetahui kondisi aktual pipa. Data-data kondisi pipa yang akurat dapat digunakan untuk mengevaluasi dan mendeteksi tingkat risiko kegagalan pipa yang mungkin terjadi. Keakuratan alat-alat yang digunakan ditentukan oleh frekuensi inspeksi serta pemeliharaan terhadap alat-alat tersebut baik dari sisi kalibrasi maupun penyimpanan alat.

Pada Tabel 4.8 Perhitungan *probability of failure* (PoF) desain dan operasi untuk sub-parameter tekanan dan keamanan operasi yang tercatat pada data *logsheet* operasional pada segmen KP. 127,0-129,0 dan KP. 404,5-406,6 tekanannya masih kurang dari 950 psig sehingga *score*-nya adalah 0, pipa masih dalam kondisi aman karena jauh dari batas tekanan maksimum. Pada parameter beban *fatigue* karena area segmen tersebut dekat dengan stasiun SV dan pemukiman penduduk dan terjadi lalu lintas kendaraan kecil hingga truk kecil dengan bobot 10-30 Ton dengan frekuensi rendah (kadang-kadang, 1.000-10.000 *cycles*) sehingga *score* yang diberikan adalah 5. Untuk penilaian terhadap kondisi *Geo-hazard* pada segmen KP. 127,0-129,0 melintasi bukit sehingga *score*-nya adalah 3, sedangkan pada segmen KP. 404,5-406,6 *score*nya adalah 6, karena pipa melintasi sungai kerinci pada KP. 405. Pada verifikasi integritas nilai *metal loss* berdasarkan data ILI untuk KP. 127-129 sebesar 52% dan berkisar antara 20-30% untuk KP. 404,5-406,6 sehingga *score* yang diberikan pada segmen pipa diatas adalah 3. Frekuensi inspeksi dan pemeliharaan alat yang digunakan untuk melakukan inspeksi dan pemeliharaan pipa ditentukan pada instruksi kerja (WI) untuk dilakukan kalibrasi antara 1-2 tahun sehingga *score* yang diberikan adalah 3.

Tabel 4.8. Perhitungan *Probability of Failure* (PoF) Desain dan Operasi

Desain dan Operasi	Bobot	KP. 127,0-129,0		KP. 404,5- 406,6	
a. Tekanan dan keamanan operasi	10%	Tekanan operasi < 950 psig	0	Tekanan operasi < 950 psig	0
b. <i>Fatigue</i> akibat beban dari luar	15%	10-30 Ton 1.000 – 10.000 <i>cycles</i>	5	10-30 Ton 1.000 – 10.000 <i>cycles</i>	5
c. Kondisi <i>geo-hazard</i>	30%	Area berbukit	3	<i>Crossing</i> sungai kerinci	6
d. Verifikasi integritas	30%	52%	6	25%	3
e. Frekuensi inspeksi dan pemeliharaan alat	15%	Antara 1-2 tahun	3	Antara 1-2 tahun	3
Total	100%		3,9		3,9

Untuk mendapatkan total *score* dari perhitungan *probability of failure* (PoF) parameter desain dan operasi seperti pada Tabel 4.8 pada masing-masing jaringan pipa yang dievaluasi maka nilai *score* dari masing-masing sub parameter desain dan operasi yaitu tekanan dan keamanan operasi, *fatigue* akibat beban dari luar, kondisi *geo-hazard*, verifikasi integritas, dan frekuensi inspeksi dan pemeliharaan alat dikalikan dengan bobotnya masing-masing sehingga diperoleh nilai total PoF untuk parameter desain dan operasi untuk kedua segmen adalah 3,9.

4.2.2 ANALISA KONSEKUENSI

Evaluasi konsekuensi ditentukan berdasarkan parameter risiko yang telah ditentukan pada Bab.3 Metode Penelitian yang diterapkan pada perusahaan dengan mempertimbangkan bobot masing-masing faktor konsekuensi atau dampak negatif dari setiap kemungkinan kejadian yang terjadi dalam kegiatan operasional dan pemeliharaan pipa gas. Parameter konsekuensi yang diperhitungkan antara lain gangguan bisnis/produksi, keamanan populasi, kerugian aset perusahaan, kerugian aset lingkungan, dan reputasi perusahaan.

a. Gangguan Bisnis/Produksi

Pada parameter gangguan bisnis/produksi ini menitikberatkan pada volume kapasitas gas yang hilang atau tidak bisa dialirkan ke pelanggan akibat kegagalan pipa yang terjadi baik itu bocor atau pecah. Jika terjadi kebocoran maka nominasi volume yang diminta oleh pelanggan tidak bisa terpenuhi yang diklasifikasikan dengan beberapa volume kapasitas gas yang hilang (*Gas Loss*). Konsekuensi gangguan bisnis atau produksi diukur dari seberapa besar kapasitas gas yang hilang (*gas loss*) akibat dari kegagalan yang terjadi. *Gas loss* dihitung berdasarkan pada laju alir gas (ft^3/sec) pada pipa dalam setiap harinya, dimana besarnya laju alir gas berbanding lurus dengan diameter pipa dan tekanan gas pada pipa.

$$\begin{aligned} \text{Gass loss (mmscfd)} &= \text{Flow Rate (q) ft}^3/\text{sec} * 7200/10^6 \\ &= YCA \sqrt{\frac{(2g)^{144} \Delta P}{\rho}} * 7200/10^6 \end{aligned}$$

dengan :

Y : Faktor ekspansi

C : Koefisien alir

A : Luas penampang pipa (ft²)

ΔP : Tekanan (psia)

g : *Acceleration of gravity* (ft/sec²)

ρ : *Weight density* (lb/ft³)

Jika kapasitas gas yang hilang kurang dari 10 MMscf *score* yang diberikan adalah 0, jika kapasitas yang tidak bisa dikirimkan kepada pelanggan berkisar antara 10-20 MMscf maka *score* yang diberikan adalah 3, jika kapasitas gas yang hilang berkisar 21-30 MMscf maka *score* yang diberikan adalah 6, dan jika lebih besar dari 30 MMscf atau aliran gas berhenti total maka *score* yang diberikan adalah 10.

b. Keamanan Populasi

Parameter keamanan populasi menunjukkan seberapa besar populasi yang terganggu yang diakibatkan oleh kegagalan pipa. Evaluasi konsekuensi keamanan populasi dihitung berdasarkan kelas populasi yang ada di sepanjang segmen pipa yang dievaluasi. Semakin tinggi kepadatan populasi pada area jalur pipa maka tingkat konsekuensi keamanan populasi akan semakin tinggi pula sehingga *score* yang diberikan semakin besar. Nilai konsekuensi sub-parameter keamanan populasi pada kelas 1 adalah 0, pada kelas 2 adalah 3, pada kelas 3 adalah 6, dan pada kelas 4 adalah 10.

c. Kerugian Aset Perusahaan,

Parameter konsekuensi kerugian aset perusahaan ditentukan oleh nilai kerugian perusahaan atas kerusakan-kerusakan infrastruktur yang hilang atau rusak pada saat terjadi kegagalan pipa. Data-data nilai aset perusahaan dari nilai pipa,

stasiun penerima atau pengirim gas, stasiun kompresor dan fasilitas-fasilitas infrastruktur lainnya sudah tertera dalam catatan nilai aset perusahaan lengkap dengan nilai penyusutan pertahunnya. Dari data-data tersebut kita bisa memperkirakan nilai aset yang hilang pada segmen pipa yang dievaluasi jika terjadi kegagalan pipa. Pada kondisi dimana perusahaan mengalami kerugian kurang dari 10 milyar *score* yang diberikan adalah 0, jika kerugian yang diderita sebesar 10-50 milyar maka *score* yang diberikan adalah 3, jika kerugian yang diderita berkisar 50-100 milyar maka *score* yang diberikan adalah 6, dan jika kerugiannya lebih dari 100 milyar maka *score* yang diberikan adalah 10.

d. Kerugian Aset Lingkungan

Pada saat terjadi kegagalan pipa selain kerugian aset perusahaan juga terjadi kerugian aset lingkungan, yaitu kerugian yang meliputi kerugian infrastruktur dan fasilitas-fasilitas umum yang dimiliki oleh penduduk atau pihak ketiga yang ada di sekitar jalur pipa yang dievaluasi. Kerugian aset lingkungan berbanding lurus dengan kelas populasi yang ada, semakin tinggi tingkat populasi maka kerugian aset lingkungan juga semakin besar. Pada kondisi dimana kerugian aset lingkungan kurang dari 100 juta rupiah *score* yang diberikan adalah 0 sedangkan jika kerugian aset lingkungan berkisar antara 100 juta hingga 1 milyar maka *score* yang diberikan adalah 3. Jika kerugian aset lingkungan berkisar antara 1 – 10 milyar *score* yang diberikan adalah 6 dan jika kerugian aset lingkungan yang ditimbulkan lebih besar dari 10 milyar maka *score* yang diberikan adalah 10.

e. Reputasi Perusahaan

Pada saat terjadi kegagalan pipa selain kerugian-kerugian yang berupa fisik ada kerugian non-fisik yang menjadi perhatian dari perusahaan operator pipa, yaitu reputasi perusahaan setelah terjadinya kegagalan pipa. Reputasi perusahaan menggambarkan tingkat kepercayaan pelanggan dan masyarakat luas terhadap kehandalan perusahaan operator pipa di dalam mengoperasikan pipa. Konsekuensi parameter reputasi perusahaan diukur dari seberapa jangkauan luas penyebaran

berita kegagalan pipa yang ditentukan oleh jenis media masa yang menyebarkan berita mengenai kegagalan tersebut. Jika penyebaran berita hanya sebatas melalui surat perusahaan/pemberitahuan resmi kepada pihak-pihak yang terkait maka *score*-nya adalah 0, dikarenakan tingkat penyebaran beritanya relatif terbatas. Pada kondisi dimana penyebaran berita kegagalan pipa dilakukan menggunakan surat kabar atau berita lokal maka *score*-nya adalah 3, jika melalui surat kabar atau berita nasional maka *score*-nya adalah 6, dan jika beritanya hingga tingkat internasional maka *score*-nya adalah 10.

Tabel 4.9. Perhitungan *Consequence of Failure* (CoF)

Konsekuensi	Bobot	KP. 127-129		KP. 404,5-406,6	
a. Gangguan bisnis & produksi	35%	235,9 mmscfd	10	21-30 mmscfd	6
b. Keamanan populasi	25%	Kelas 1	0	Kelas 3	6
c. Kerugian aset perusahaan	20%	< 10 Milyar	0	IDR 10-50 Milyar (Stasiun SV)	3
d. Kerugian aset lingkungan	10%	< 100 Juta	0	1-10 Milyar (Kelas 3) Terdapat pemukiman penduduk	6
e. Reputasi perusahaan	10%	Berita Lokal	3	Berita Lokal	3
Total	100%		3,8		5,7

Hasil perhitungan kemungkinan kegagalan (CoF) pada Tabel 4.9 Perhitungan *Consequence of Failure* (CoF) diperoleh *score* gangguan bisnis dan produksi pada KP. 127,0-129,0 adalah 10 dengan perhitungan *gas loss* 235,96 mmscfd. *Gas loss* pada KP. 404,5-406,6 adalah 26 mmscfd dengan asumsi jika terjadi kegagalan pipa pada segmen tersebut maka akan terjadi pengurangan kapasitas gas yang dikirimkan ke pelanggan sebesar 26 mmscfd. Untuk sub-paramater keamanan populasi diperoleh *score* 0 pada KP. 127,0-129,0 karena berada pada kelas 1, sedangkan pada KP. 404,5-406,6 *score*-nya adalah 6 karena terletak pada kelas 3 dan belum ada perlindungan *concrete slab* pada pipa. Penilaian sub-parameter kerugian aset

perusahaan untuk KP. 404,5-406,6 *score*-nya adalah 3 karena pada segmen area tersebut terdapat stasiun SV sehingga kerugian aset yang diderita oleh perusahaan berkisar antara 10-50 milyar rupiah dan kurang dari 10 milyar untuk segmen KP. 127,0-129,0. Untuk kerugian aset lingkungan jika terjadi kegagalan pipa pada segmen KP. 404,5-406,6 tersebut diperkirakan berkisar antara 1-10 milyar rupiah karena terdapat perumahan penduduk dan fasilitas sekolah di dekat kedua segmen pipa tersebut sehingga *score* yang diberikan adalah 6. Akibat kegagalan pipa yang terjadi, dilihat dari nilai gangguan terhadap kapasitas gas dan kerugian yang terjadi maka tingkat penyebaran berita akan dimuat pada berita lokal sehingga *score* yang diberikan untuk sub-parameter reputasi perusahaan adalah 3.

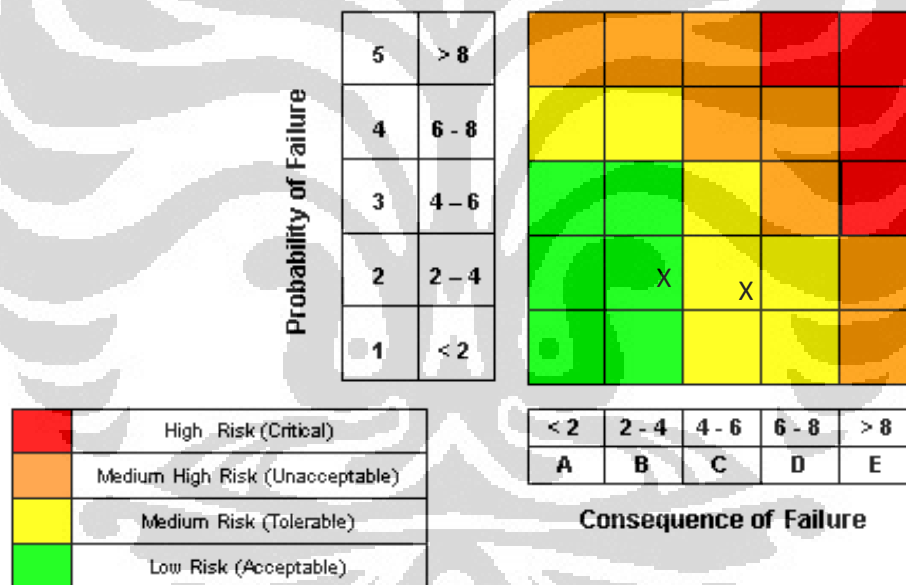
Nilai total kemungkinan kegagalan pipa pada diperoleh dengan mengalikan *score* masing-masing konsekuensi kegagalan pipa dengan bobotnya masing-masing sehingga diperoleh nilai CoF 3,8 untuk KP. 127,0-129,0 dan 4,5 untuk KP. 404,5-406,6.

4.2.3 Analisa Risiko

Analisa risiko dilakukan untuk mengetahui tingkat risiko yang terjadi pada segmen pipa *onshore* grissik-duri. Nilai risiko ini diperoleh dari masing-masing segmen pipa yang telah dievaluasi mengeluarkan total *score* untuk setiap parameter yang kemudian dijumlahkan dengan bobot masing sehingga akan mengeluarkan nilai faktor probabilitas kegagalan (PoF) dan nilai faktor konsekuensi (CoF) untuk pipa *onshore*. Setelah nilai faktor probabilitas kegagalan (PoF) dan faktor konsekuensi (CoF) telah diketahui maka nilai risiko diperoleh dengan mengalikan kedua nilai faktor probabilitas dan nilai faktor konsekuensi. Hasil penilaian risiko kemudian diplotkan pada matriks risiko sehingga dapat diketahui tingkat risiko segmen pipa yang dievaluasi, apakah berada pada kondisi risiko rendah, sedang, sedang tinggi, atau tinggi. Pada tabel dibawah bisa dilihat contoh perhitungan dan kategori risiko yang terjadi, dimana risiko yang terjadi pada KP. 127,0-129,0 berada pada risiko rendah dan KP. 406,6-408,6 berada pada risiko menengah.

Tabel 4.10. Contoh Perhitungan Risiko

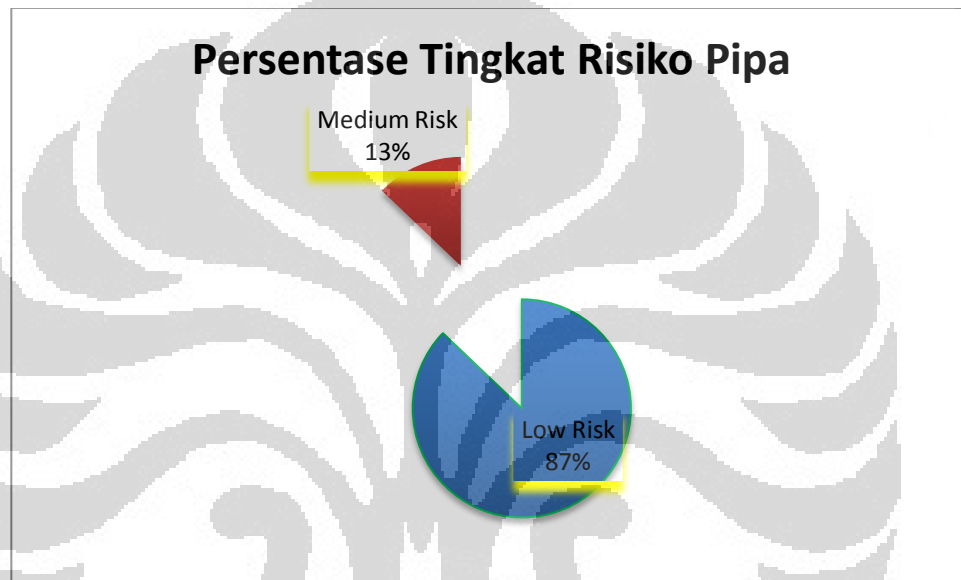
Parameter	KP. 127-129	KP. 404,5-406,6
1. <i>Third party damage</i> (40%)	1,5	2,1
2. Korosi internal (10%)	3,0	1,8
3. Korosi eksternal (20%)	3,0	0
4. Desain & operasi (30%)	3,9	3,9
Total PoF	2,67	2,43
PoF cat	2	2
Total CoF	3,8	5,7
CoF cat	B	C
Risk (PoF x CoF)	11,146	13,851



Gambar 4.5 Pemetaan Perhitungan Risiko pada Matriks

Sebagian hasil dari perhitungan risiko dapat dilihat pada Tabel 4.11 Hasil Contoh Perhitungan Risiko Pipa *Onshore* sedangkan untuk hasil selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran 4. Data hasil analisa risiko pipa *onshore* Grissik-Duri. Dari hasil perhitungan risiko yang dilakukan dari 264 segmen pipa sepanjang 535,6 km pipa *onshore* terlihat bahwa sebagian besar pipa yaitu 230 segmen pipa masih berada pada tingkat risiko rendah (*Low Risk*) dan 34 segmen pipa berada pada risiko

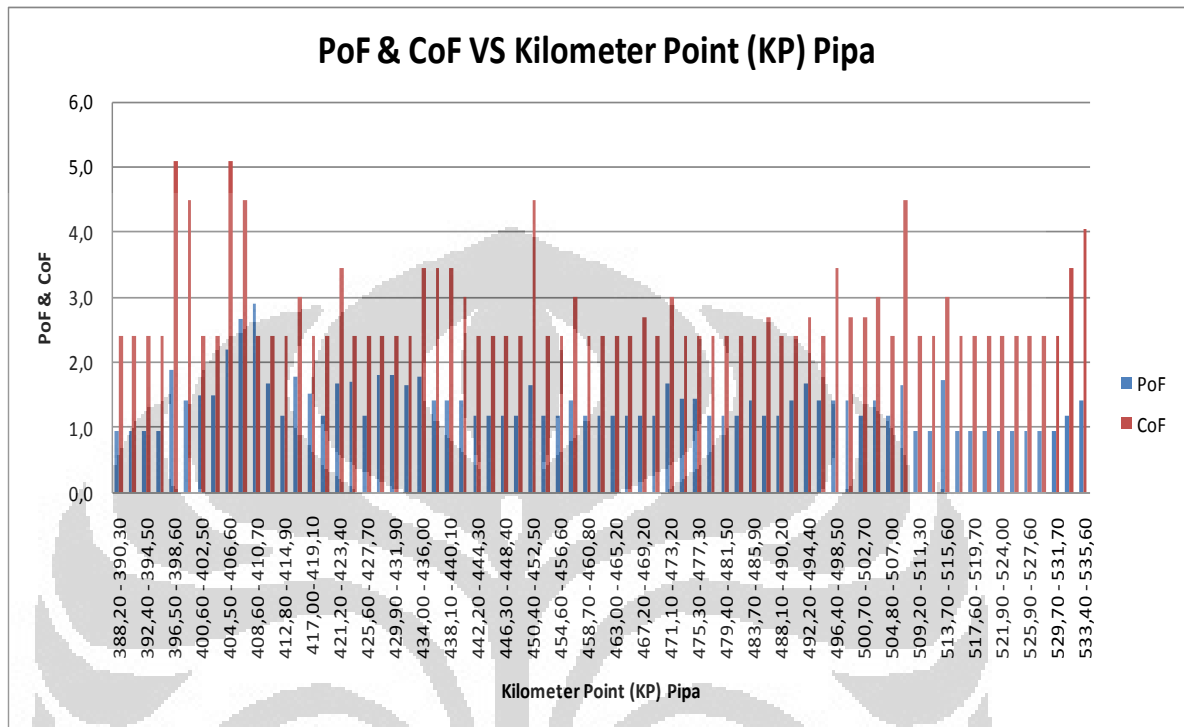
menengah (*Medium Risk*) dengan kontribusi parameter yang berbeda untuk setiap lokasi. Tidak ditemukan segmen pipa yang berada pada tingkat risiko tinggi, sehingga bisa dikatakan seluruh segmen pipa pada kondisi aman dan dapat diterima. Persentase tingkat risiko pipa dapat dilihat pada Gambar 4.6. Persentase tingkat risiko pipa *onshore* dimana 13% pipa berada pada tingkat risiko menengah dan sisanya 87% berada pada tingkat risiko rendah.



Gambar 4.6. Persentase Tingkat Risiko Pipa *Onshore*

Faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat risiko pada *Kilometer Point* (KP) pipa pada tingkat risiko menengah (*Medium Risk*) lebih besar dipengaruhi oleh nilai konsekuensi kegagalan (CoF) seperti yang terlihat pada Gambar 4.7 Profil PoF dan CoF pada KP. 388,2–535,6. Segmen pipa yang berada pada tingkat risiko menengah disebabkan karena berada pada kelas lokasi 3 dengan populasi penduduk yang relatif padat. ROW yang berada di kelas lokasi 3 banyak ditemukan pada area operasional pipa Pangkalan Kerinci - Duri. Pada area tersebut dari KP. 396,5-408,6 adalah area kelas lokasi 3 dengan area ROW yang dikelilingi oleh perumahan penduduk yang sedang berkembang pesat. Pada pipa yang berada pada kelas populasi tinggi akan diikuti dengan tingginya potensial aktivitas *third party* di ROW yang kemudian akan

memperbesar nilai konsekuensi (CoF) dari aspek keamanan populasi dan kerugian aset lingkungan.



Gambar 4.7. Profil PoF dan CoF pada KP. 388,2-KP. 535,6

Parameter aktivitas pihak ketiga di ROW akan memberikan kontribusi yang berbeda-beda untuk setiap lokasi. Parameter korosi sepanjang pipa pada dasarnya hampir sama karena komposisi gas yang ditransportasikan dari beberapa sumber relatif sama. Parameter desain dan operasi secara *significant* lebih dipengaruhi oleh faktor tekanan operasi dan ketebalan pipa (*metal loss*) dan beberapa lokasi tertentu yang banyak dipengaruhi oleh faktor *geohazard* atau penurunan tanah.

Nilai CoF sangat dipengaruhi oleh aktivitas pihak ketiga dan kelas populasi dari ROW pipa sehingga konsekuensinya adalah tingkat keselamatan orang yang berada disekitar ROW serta biaya aset lingkungan yang akan memberikan nilai risiko yang besar.

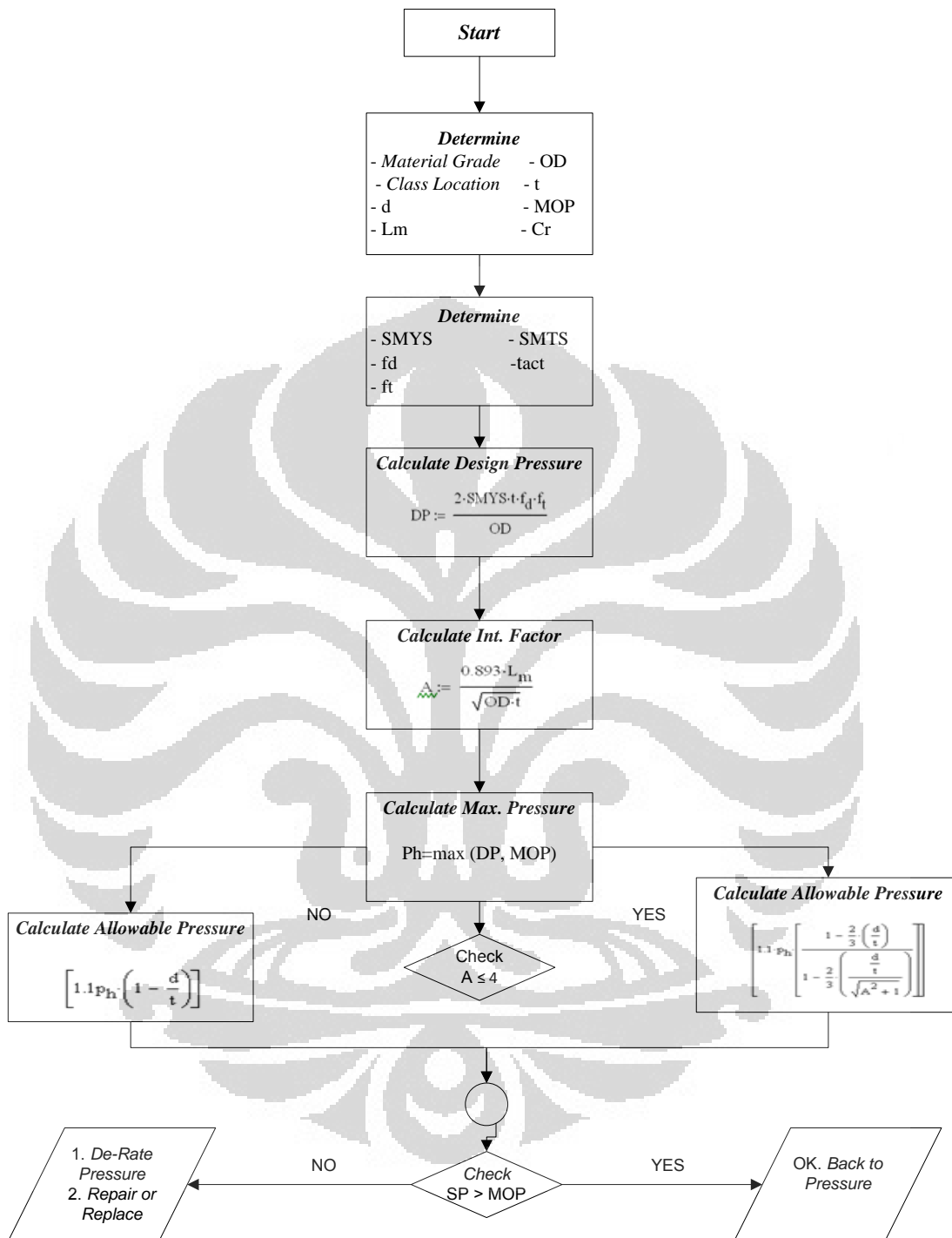
Tabel 4.11. Hasil Contoh Perhitungan Risiko Pipa *Onshore*

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
1	0,00 - 1,90	1,305	5,80	7,569	Medium Risk
2	1,90 - 4,06	1,065	3,80	4,047	Low Risk
3	4,06 - 6,10	2,085	3,80	7,923	Low Risk
4	6,10 - 8,10	2,055	5,90	12,125	Medium Risk
5	8,10 - 10,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
6	10,20 - 12,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
7	12,30 - 14,30	1,305	3,80	4,959	Low Risk
8	14,30 - 16,40	2,085	3,80	7,923	Low Risk
9	16,40 - 18,50	2,085	3,80	7,923	Low Risk
10	18,50 - 20,50	1,465	4,40	6,446	Medium Risk
11	20,50 - 22,50	1,305	3,80	4,959	Low Risk
12	22,50 - 24,60	1,185	3,80	4,503	Low Risk
13	24,60 - 26,70	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
14	26,70 - 28,70	1,185	3,80	4,503	Low Risk
15	28,70 - 30,70	2,205	4,85	10,694	Medium Risk
16	30,70 - 32,80	1,965	3,80	7,467	Low Risk
17	32,80 - 34,90	2,205	3,80	8,379	Low Risk
18	34,90 - 36,90	2,085	3,80	7,923	Low Risk
19	36,90 - 38,90	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
20	38,90 - 40,90	2,04	4,70	9,588	Medium Risk
21	40,90 - 43,00	1,065	3,80	4,047	Low Risk
22	43,00 - 45,10	1,065	3,80	4,047	Low Risk
23	45,10 - 47,10	1,305	3,80	4,959	Low Risk
24	47,10 - 49,10	1,185	3,80	4,503	Low Risk
25	49,10 - 51,20	2,325	6,05	14,066	Medium Risk
26	51,20 - 53,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
27	53,30 - 55,10	1,305	4,85	6,329	Medium Risk
28	55,10 - 57,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
29	57,20 - 59,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
30	59,20 - 61,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
31	61,20 - 63,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
32	63,20 - 65,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
33	65,20 - 67,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
34	67,40 - 69,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
35	69,30 - 71,20	1,065	4,40	4,686	Medium Risk

4.2.4 *Fitness for Service (FFS)*

Fitness for service (FFS) adalah kemampuan pipa untuk beroperasi dengan cara aman yang menjamin keselamatan orang yang tinggal dan bekerja di dekat pipa serta melindungi lingkungan pada saat mengangkut gas dari sumbernya kepada para pelanggan. Setiap operator pipa memiliki cara yang bervariasi dalam melakukan penilaian terhadap kondisi pipa. ILI dengan MFL resolusi tinggi digunakan untuk mengidentifikasi dan menentukan karakter *metal loss* yang terjadi. Data-data ILI tersebut digunakan untuk melakukan analisa FFS pada pipa apakah dengan kondisi ketebalan pipa saat ini masih layak dan aman untuk beroperasi.

Analisa FFS dilakukan pada 34 segmen pipa yang berada pada tingkat risiko menengah (*Medium Risk*). Perhitungan FFS dilakukan dengan mengacu pada ASME B31.G dengan urutan seperti pada Gambar 4.8 Diagram alir perhitungan FFS pipa (ASME B31.G). Standar perhitungan yang ada pada ASME B31.G mengatur proses penentuan kekuatan pipa dari nilai sisa ketebalan dengan mempertimbangkan cacat *pitting* pada pipa. Dari perhitungan sisa kekuatan tersebut dapat dilihat apakah pipa tersebut harus diturunkan tekanan operasinya, diperbaiki, diganti atau masih layak dan aman untuk dioperasikan. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan pada Tabel 4.12 Analisa *Fitness for Service (FFS)* Segmen Pipa pada Tingkat Risiko Menengah (*Medium Risk*) terlihat bahwa tekanan maksimum yang diperbolehkan pada keseluruhan segmen dengan kondisi ketebalan aktual, kelas lokasi dan panjang *defect* yang terjadi pada masing-masing segmen tersebut masih lebih besar dari tekanan operasi sehingga pipa masih layak untuk dioperasikan hingga umur desain pipa berakhir, bahkan dari hasil perhitungan dengan kondisi ketebalan tertipis nilai *remaining life*-nya masih berkisar 12 tahun.



Gambar 4.8. Diagram Alir Perhitungan FFS Pipa (ASME B31.G)

Tabel 4.12 Analisa *Fitness for Service* (FFS) Segmen Pipa pada Tingkat Risiko Menengah (*Medium Risk*)

No.	KP	MOP (Psig)	Design Pressure (Psig)	Design Temp (°F)	Op. Temp (°F)	Op. Pressure (Psig)	WT (in)	WT actual (in)	Kelas Lokasi	Max Pressure (Psig)	Integritas Status
1	0,00 - 1,90	1050	1150	150	78,9	1.001,00	0,4380	0,3373	1	1265,0	Ok
2	6,10 - 8,10	1050	1150	150	78,9	997,40	0,3440	0,3027	3	1155,0	Ok
3	18,50 - 20,50	1050	1150	150	78,9	990,00	0,4380	0,4380	1	1610,0	Ok
4	24,60 - 26,70	1050	1150	150	78,9	986,40	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
5	28,70 - 30,70	1050	1150	150	78,9	983,90	0,3440	0,2890	2	1155,0	Ok
6	36,90 - 38,90	1050	1150	150	78,9	979,10	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
7	38,90 - 40,90	1050	1150	150	78,9	977,90	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
8	49,10 - 51,20	1050	1150	150	78,9	971,80	0,3440	0,3440	2	1155,0	Ok
9	53,30 - 55,10	1050	1150	150	78,9	969,30	0,3440	0,3440	2	1155,0	Ok
10	69,30 - 71,20	1050	1150	150	78,9	959,80	0,3440	0,2958	1	1155,0	Ok
11	105,40 - 107,40	1050	1150	150	78,9	938,30	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
12	123,10 - 125,10	1050	1150	150	78,9	927,80	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
13	135,00 - 137,00	1050	1150	150	78,9	920,70	0,3440	0,3440	2	1155,0	Ok
14	137,00 - 139,00	1050	1150	150	78,9	919,50	0,3440	0,2511	1	1155,0	Ok
15	158,90 - 160,80	1050	1150	150	78,9	906,50	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
16	182,50 - 184,40	1050	1150	150	78,9	892,40	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
17	190,30 - 192,20	1050	1150	150	78,9	887,80	0,3440	0,3440	2	1155,0	Ok
18	209,90 - 211,80	1050	1150	150	78,9	877,30	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
19	219,50 - 221,50	1050	1150	150	78,9	870,40	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
20	241,80 - 244,00	1050	1150	150	78,9	857,20	0,3440	0,2442	1	1155,0	Ok
21	254,50 - 256,60	1050	1150	150	78,9	849,60	0,3440	0,1342	1	1155,0	Ok
22	275,40 - 277,40	1050	1150	150	78,9	837,20	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
23	293,80 - 295,90	1050	1150	150	78,9	826,20	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
24	319,80 - 321,80	1050	1150	150	78,9	810,80	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
25	347,70 - 349,80	1050	1150	150	78,9	794,20	0,3440	0,3440	1	1265,0	Ok
26	364,00 - 366,10	1050	1150	150	78,9	784,50	0,3440	0,2649	1	1155,0	Ok
27	366,10 - 368,00	1050	1150	150	78,9	783,20	0,3440	0,2683	3	1155,0	Ok
28	396,50 - 398,60	1050	1150	150	78,9	765,20	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
29	398,60 - 400,60	1050	1150	150	78,9	763,90	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
30	404,50 - 406,60	1050	1150	150	78,9	760,40	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
31	406,60 - 408,60	1050	1150	150	78,9	759,10	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
32	450,40 - 452,50	1050	1150	150	78,9	733,10	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
33	507,00 - 509,20	1050	1150	150	78,9	699,40	0,3440	0,3440	3	1155,0	Ok
34	533,40 - 535,60	1050	1150	150	78,9	683,70	0,3440	0,3440	2	1155,0	Ok

4.2.5 Mitigasi Risiko

Mitigasi risiko merupakan tindakan untuk menghilangkan potensi bahaya atau mengurangi probabilitas kegagalan atau risiko pada pipa. Langkah-langkah berikut adalah rekomendasi yang diperlukan untuk mengurangi risiko pipa *onshore* yang berupa strategi Inspeksi, Pemeliharaan dan Perbaikan (IMR) terkait dengan ancaman dampak mekanikal dan serangan korosi internal dan eksternal yang dapat dilihat pada Tabel 4.13 Strategi mitigasi risiko terkait dengan dampak mekanikal dan Tabel

4.14 Strategi mitigasi risiko terkait dengan dampak korosi internal dan eksternal dimana kegiatan IMR dilakukan dengan frekuensi tertentu untuk masing-masing tingkat risiko.

Tabel 4.13 Strategi Mitigasi Risiko Terkait Dengan Dampak Mekanikal

No.	Kategori Risiko Pipa	Patroli ROW	ILI (<i>Smart Pigging</i>)	<i>Aerial Survey</i>	Monitoring Tanah
1.	Tinggi (<i>High</i>)	Setiap 2 Bulan	Setiap 5 Tahun kecuali untuk kasus spesifik	Setiap 2 Bulan	Setiap 2 Bulan
2.	Menengah Tinggi (<i>Medium High</i>)	Setiap 2 Bulan	Setiap 5 Tahun kecuali untuk kasus spesifik	Setiap 2 Bulan	Setiap 2 Bulan
3.	Menengah (<i>Medium</i>)	Setiap 6 Bulan dan tergantung kasus	Setiap 5 Tahun kecuali untuk kasus spesifik	Setiap 6 Bulan dan tergantung kasus	Tergantung kasus
4.	Rendah (<i>Low</i>)	Setiap 6 Bulan dan tergantung kasus	Setiap 5 Tahun kecuali untuk kasus spesifik	Setiap 6 Bulan dan tergantung kasus	Tergantung kasus

Untuk meminimalisir risiko terkait dengan dampak mekanikal ada beberapa strategi IMR yang harus dilakukan yaitu meliputi patroli ROW, *smart pigging*, survei udara, dan monitoring tanah. Patroli ROW dilakukan untuk mengecek kondisi ROW pipa seperti *CP test box*, *sectional valve* (SV), erosi, penurunan tanah dan sebagainya yang dilakukan setiap 2 bulan sekali untuk kategori risiko tinggi (*High*) dan menengah tinggi (*Medium High*) dan 6 bulan sekali atau tergantung kasus pada risiko rendah (*Low*) dan menengah (*Medium*). ILI atau *smart pigging* dilakukan setiap 5 tahun sekali untuk seluruh jalur pipa dan semua kategori risiko kecuali jika ditemukan kasus spesifik pada saat pengoperasian pipa. *Aerial survey* dilakukan setiap 2 bulan untuk kategori risiko tinggi (*High*) dan menengah tinggi (*Medium High*) serta setiap 6 bulan sekali untuk tingkat risiko rendah (*Low*) dan menengah (*Medium*). Monitoring tanah pada pipa dengan risiko tinggi dan menengah tinggi dilakukan setiap 2 bulan sedangkan pada tingkat risiko rendah dan menengah monitoring tanah dievaluasi berdasarkan kasus yang terjadi.

Tabel 4.14 Strategi Mitigasi Risiko Terkait Dengan Korosi Internal dan Eksternal

No.	Kategori Risiko Pipa	CP Monitoring (CIPS/DCVG)	Cleaning Pig	Monitoring Corrosion Coupon & Probe
1.	Tinggi (<i>High</i>)	Setiap 3 Bulan	Setiap Tahun	Setiap Tahun
2.	Menengah Tinggi (<i>Medium High</i>)	Setiap 3 Bulan	Setiap Tahun	Setiap Tahun
3.	Menengah (<i>Medium</i>)	Setiap Tahun	Setiap Tahun	Setiap Tahun
4.	Rendah (<i>Low</i>)	Setiap Tahun	Setiap Tahun	Setiap Tahun

Dalam memitigasi risiko pada pipa terkait dengan korosi eksternal maka dilakukan monitoring terhadap kondisi *cathodic protection* (CP) dengan melakukan CIPS/DCVG setiap tahun sekali pada kategori risiko rendah (*Low*) dan menengah (*Medium*) serta setiap 3 bulan sekali untuk kategori risiko pipa menengah tinggi (*Medium High*) dan risiko tinggi (*High*). Sedangkan untuk memitigasi korosi internal dilakukoran *cleaning pig* dan monitoring *corrosion coupon* dan *corrosion probe* untuk seluruh jaringan pipa pada semua tingkat risiko.

Selain mengambil tindakan mitigasi diatas perlu dilakukan mitigasi risiko dengan melakukan perencanaan kegiatan pengembangan masyarakat disertai dengan pengembangan sistem RBI (*Risk Based Inspection*) sehingga inspeksi dapat dilakukan dengan biaya yang efektif tanpa mengurangi tingkat keamanan pipa.

4.3 Strategi Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa

Berdasarkan mitigasi yang dilakukan untuk setiap tingkat risiko maka perusahaan operator pipa dapat menentukan strategi yang tepat dalam operasi dan pemeliharaan pipa berdasarkan tingkat risiko pada masing-masing pipa. Item-item kegiatan inspeksi dan pemeliharaan setelah dilakukan analisa risiko pada pipa tidak jauh berbeda dengan strategi yang ada pada WI/WP (*working instructure/working procedure*), hanya ada penambahan aktivitas yang sebelumnya belum dilakukan yaitu monitoring korosi internal (*corrosion coupon*) dan monitoring kondisi *geo-hazard* ROW pipa untuk memitigasi parameter-parameter yang dapat mengakibatkan

kegagalan pipa. Frekuensi pemeliharaan kegiatan inspeksi dan pemeliharaan pipa dapat dilakukan seperti pada Tabel 4.15 Frekuensi kegiatan inspeksi pemeliharaan pipa per tahun, dimana untuk kegiatan inspeksi patroli udara dan darat yang tadinya berdasarkan prosedur yang ada (WI/WP) dilakukan 3 bulan sekali menjadi 6 bulan sekali pada tingkat risiko rendah dan menengah (*low & medium risk*).

Tabel 4.15 Strategi Inspeksi Pemeliharaan Pipa

No.	Item Inspeksi dan Pemeliharaan Pipa	Frekuensi berdasarkan WI/WP	Frekuensi untuk <i>Low & Medium Risk</i>
1.	Patroli ROW (Darat)	3 Bulan sekali	6 Bulan sekali
2.	<i>Aerial Survey</i>	3 Bulan sekali	6 Bulan sekali
3.	Pemeliharaan <i>Valve</i>	6 Bulan sekali	6 Bulan sekali
4.	Pemeliharaan ROW a. Pengontrolan rumput dan penanda pipa b. Pemeliharaan <i>station</i> c. Erosi d. Perbaikan dan Pemeliharaan Rambu/Penanda Pipa	a. Setiap Tahun sekali b. Setiap Bulan c. Jika perlu d. Setiap 6 Bulan	a. Setiap Tahun sekali b. Setiap Bulan c. Jika perlu d. Setiap 6 Bulan
5.	<i>Pigging</i> a. <i>Cleaning Pigging</i> b. <i>Intelligent Pigging (ILI)</i>	a. Min setiap tahun b. 5 Tahun	a. Min setiap tahun b. 5 Tahun
6.	Pengawasan potensial pipa terhadap tanah	Setiap 3 Bulan	Setiap Tahun
7.	Pengawasan <i>Transformer Rectifier</i>	Setiap Bulan	Setiap Bulan
8.	Penilaian & Perbaikan <i>aboveground coating</i>	Setiap 3 Bulan	Setiap 3 Bulan
9.	Penilaian & Perbaikan <i>underground coating</i>	Jika diperlukan	Jika diperlukan
10.	Perbaikan Kelas Lokasi	Setiap 4 Bulan	Setiap 4 Bulan
11.	Monitoring Korosi Internal (<i>Corrosion Coupon</i>)	-	Setiap Tahun
12.	Survei deteksi kebocoran	Setiap 3 Bulan	Setiap 3 Bulan
13.	Monitoring kondisi <i>Geo-Hazard ROW</i> .	-	Setiap 2 Bulan

4.4 Analisa Biaya Inspeksi, Pemeliharaan, dan Perbaikan Pipa

Analisa biaya inspeksi, pemeliharaan dan perbaikan dilakukan untuk membantu manajemen di dalam mengambil keputusan selama masa operasional pipa. Pada saat perusahaan operator pipa melakukan manajemen risiko maka biaya merupakan salah satu faktor yang tidak terpisahkan dengan proses pengambilan keputusan terkait dengan keamanan pipa, meskipun pengurangan biaya inspeksi dan pemeliharaan bukanlah tujuan utama dari manajemen risiko. Hasil output dari evaluasi risiko yang dilakukan diatas merupakan dasar untuk menentukan tindak lanjut atau strategi yang akan dilakukan terhadap jaringan pipa gas *onshore*. Rekomendasi yang diberikan tergantung pada tingkat risiko masing-masing segmen pipa, apakah memerlukan pemeliharaan berdasarkan tingkat risiko atau memerlukan perbaikan.

4.4.1 Biaya Inspeksi dan Pemeliharaan

Biaya inspeksi adalah biaya yang diperlukan untuk melakukan pengawasan dan pengecekan terhadap jaringan pipa gas selama beroperasi. Biaya inspeksi meliputi biaya patroli ROW baik di udara dan darat. Patroli ROW adalah kegiatan yang direncanakan untuk memeriksa pipa dengan menggunakan helikopter yang memungkinkan monitoring seluruh wilayah ROW pipa dan didukung dengan kunjungan ke lapangan atau patroli darat yang akan melengkapi evaluasi setiap permasalahan yang dijumpai. Patroli ROW merupakan bagian pekerjaan yang penting untuk membatasi kegiatan-kegiatan pihak ketiga (*third party damage*) yang dapat mengganggu integritas pipa serta untuk mendeteksi kemungkinan terjadinya erosi, kebocoran pipa, kegagalan-kegagalan *slope*, banjir, dan perkembangan populasi dan pembangunan infrastruktur di sekitar area ROW. Patroli ROW dari udara dilakukan setiap 6 bulan sekali pada tingkat risiko rendah (*Low*) dan menengah (*Medium*), serta 2 bulan sekali untuk kategori tingkat risiko menengah tinggi (*Medium High*) dan risiko tinggi (*High*) yang kemudian dilanjutkan dengan patroli darat pada area-area yang teridentifikasi dengan patroli udara memerlukan evaluasi lapangan yang lebih lengkap dan terperinci. . Pada Tabel 4.16. Biaya patroli ROW

dapat dilihat bahwa untuk setiap tahunnya perusahaan operator pipa harus mengalokasikan dana untuk biaya patroli udara untuk sekali terbang sepanjang 535,6 km jalur terbang adalah sebesar USD 75.000/sekali terbang dan patroli darat sebesar USD 328.000/tahun untuk inpeksi pipa setiap 3 bulan sekali. Setelah dilakukan analisa risiko biaya patroli ROW menjadi lebih efisien 50% dari sebelumnya.

Tabel 4.16. Biaya Patroli ROW

No.	<i>Cost breakdown</i>	Biaya/tahun (WI/WP)	Biaya/tahun Analisa Risiko	Keterangan
1.	Patroli udara	USD 300,000/tahun	USD 150,000/tahun	Biaya rental <i>chopper</i> , bahan bakar, dan personel
2.	Patroli darat	USD 328,000/tahun	USD 164,000/tahun	Biaya personel & <i>fuel</i>
	Efisiensi	USD 314,000/tahun 50%		

Biaya pemeliharaan adalah biaya yang diperlukan dan diperhitungkan dalam menjaga integritas jaringan pipa gas selama beroperasi sehingga dapat mengirimkan gas kepada pelanggan pada kondisi normal. Untuk biaya pemeliharaan sendiri terbagi menjadi beberapa item yaitu, biaya pemeliharaan *valve*, biaya pemeliharaan ROW, biaya *pigging*, biaya monitoring potensial pipa terhadap tanah, biaya monitoring *transformer rectifier*, biaya pemeliharaan pipa terhadap *coating*, monitoring korosi internal dan monitoring kondisi *geo-hazard* pipa. Detail biaya untuk masing-masing aktivitas pemeliharaan pipa dapat dilihat pada Tabel. 4.17 Biaya pemeliharaan pipa per tahun.

a. Pemeliharaan *valve* dan *actuator*

Pemeliharaan *valve* dan *actuator* dilakukan untuk menjamin pengoperasian kinerja *valve* dan *actuator* pada sistem pipeline. Biaya yang diperhitungkan dalam pemeliharaan *valve* dan *actuator* ini meliputi pengujian kinerja, pelumasan, pengujian

kebocoran, dan pembersihan terhadap semua *valve* dan *actuator* yang ada di stasiun. Pemeliharaan ini dilakukan secara rutin 6 bulan sekali untuk *valve* yang dioperasikan secara *remote* dan setahun sekali untuk tipe *valve* lainnya.

b. Pemeliharaan ROW

Pemeliharaan ROW dilakukan untuk mempertahankan atau menjaga integritas pipa dari erosi atau dari aktivitas-aktivitas pihak ketiga serta untuk menetapkan batas-batas yang jelas antara area tanah ROW yang dimiliki TGI dan pihak lainnya dan memberikan akses yang mudah untuk pekerjaan pemeliharaan lainnya. Biaya yang diperhitungkan di dalam pemeliharaan ROW meliputi kegiatan inspeksi, *brush control* yaitu penebangan pohon-pohon dan rumput di dalam lingkungan ROW, pemeliharaan rambu-rambu yang meliputi pengecatan dan perbaikan-perbaikan dan aktivitas yang berkaitan dengan geoteknikal dan erosi. Kegiatan pengontrolan rumput (*brush control*) dilakukan setahun sekali, untuk pemeliharaan stasiun dilakukan sebulan sekali, perbaikan erosi dilakukan jika perlu, dan perbaikan dan pemeliharaan penanda pipa dilakukan setiap 6 bulan sekali.

c. *Pigging*

Pigging merupakan kegiatan penggunaan peralatan khusus yang dimasukkan kedalam pipa dan digerakkan dengan menggunakan kecepatan khusus. *Pigging* dilakukan untuk membersihkan, memeriksa, dan mengukur kondisi fisik pipa secara menyeluruh. *Cleaning pig* berfungsi untuk membersihkan pipa dari kotoran-kotoran yang berpotensi menimbulkan korosi serta memberikan indikasi adanya cairan yang berlebihan. *Gauging pig* dilakukan untuk menunjukkan adanya *dents* pada pipa. *Intelligent pigging (Magnetic flux leakage)* menunjukkan indikasi berkurangnya partikel logam pada pipa (*metal loss*) akibat korosi atau karena kerusakan yang diakibatkan oleh pihak ketiga. *Cleaning* dan atau *gauging pig* dilakukan setahun sekali sedangkan untuk *intelligent pigging* dilakukan 5 tahun sekali atau lebih tergantung pada hasil *pigging* pipa sebelumnya.

Biaya *intelligent pigging* meliputi biaya persiapan, biaya *proving run*, biaya *inspection run* (MFL), biaya pembuatan laporan, biaya variabel atau akomodasi, dan biaya *provisi foam pig*. Total biaya yang dikeluarkan sepanjang 535,6 km adalah \$ 1.072.230 untuk sekali *running*.

d. *Monitoring* potensial pipa terhadap tanah

Pengukuran potensial pipa ke tanah digunakan untuk menentukan tingkat perlindungan katodik yang dipasang jaringan pada pipa. Pengukuran ini pada dasarnya melibatkan mengukur potensial (tegangan) antara pipa dan elektroda referensi ditempatkan dalam tanah langsung melalui pipa yang diuji. Ketika potensi tegangan memenuhi satu atau lebih kriteria yang ditetapkan maka tingkat perlindungan katodik telah dicapai dan korosi pada pipa dapat teratasi. *Monitoring* bacaan beda potensial pipa terhadap tanah diampil pada masing-masing test point. *Test point* sepanjang pipa dipasang dalam range 1,9-3,0 km. Monitoring ini dilakukan setiap tiga bulan sekali oleh teknisi seperti yang terlihat pada Gambar. 4.9 Kegiatan Monitoring Potensial Pipa ke Tanah. Biaya yang diperhitungkan pada aktivitas ini meliputi biaya akomodasi dan biaya personel.



Gambar 4.9 Kegiatan Monitoring Potensial Pipa ke Tanah

e. *Monitoring transformer rectifier*

Transformer rectifier digunakan untuk memberi dan mengatur arus protektif yang dibutuhkan untuk sistem *cathodic protection*. *Transformer rectifier* harus dioperasikan sepanjang waktu untuk mencegah korosi yang tidak diharapkan pada pipa. *Transformer rectifier* harus diperiksa setiap bulan. Biaya yang diperhitungkan dalam *monitoring* ini adalah biaya inspeksi dan biaya perbaikan-perbaikan jika diperlukan.

f. Pengecekan *aboveground coating*

Semua sistem perpipaan yang ada diatas tanah dilindungi dari bahaya korosi dengan menggunakan pelapisan sintetik tahan air dan tahan terhadap perubahan cuaca. Pelapisan pipa yang berada diatas tanah harus diperiksa setiap 3 bulan yang dilakukan bersamaan dengan kegiatan pengecekan atau inspeksi di stasiun.

g. Pengecekan *underground coating*

Pipa gas yang berada di bawah tanah dilindungi dari korosi/perkaratan dan kerusakan-kerusakan mekanikal dengan menggunakan pelapisan sintesis seperti *three layer polyethylene*. *Underground coating* memberikan perlindungan terhadap korosi dan setiap kerusakan *coating* harus dilindungi dari korosi dengan *sistem cathodic protection*. Semua kegiatan yang membuat pipa tidak terlindungi memerlukan penilaian kondisi *coating*. Semua kerusakan *coating* harus harus segera diperbaiki. Biaya yang diperhitungkan meliputi biaya penilaian dan perbaikan-perbaikan pelapisan pada pipa *underground*.

h. Inspeksi perubahan kelas lokasi

Pada saat melakukan patroli ROW melalui patroli udara, teknisi akan melakukan inspeksi mengenai perubahan jumlah populasi dan bangunan yang semakin berkembang di area sekitar ROW. Pada kegiatan ini teknisi menentukan, mengidentifikasi, dan melakukan pencegahan yang dibutuhkan pada area yang

mengalami perubahan kelas lokasi. Inspeksi ini dilakukan minimum 3 bulan sekali bersamaan dengan kegiatan patroli ROW.

i. *Monitoring* korosi internal (*corrosion coupon*)

Kegiatan *monitoring* korosi internal dilakukan untuk *memonitor* jaringan pipa dari bahaya korosi internal sehingga integritas pipa terjaga dan berkelanjutan, serta handal dan aman didalam mengirimkan gas ke pelanggan. Kegiatan *monitoring* korosi internal bisa dilakukan dengan pemasangan *corrosion probe* atau *corrosion coupon*. Dalam tesis ini biaya yang diperhitungkan adalah biaya pemasangan dan pengawasan *corrosion coupon*.

j. Suvei deteksi kebocoran

Inspeksi yang dilakukan untuk melakukan penanganan dan pengelolaan deteksi kebocoran gas diatas tanah yang berasal dari pipa gas. Kegiatan inspeksi ini dilakukan 3 bulan sekali.

k. *Monitoring* kondisi *geo-hazard* ROW

Monitoring kondisi *geo-hazard* pipa dilakukan setiap 2 bulan sekali. Monitoring dilakukan dengan mendeteksi kondisi ROW yang memiliki *slop* atau kemiringan lereng yang besar dan memonitor adanya pergerakan tanah. *Monitoring* dilakukan dengan pencatatan kondisi ROW secara visual dan pencatatan settlement tanah berdasarkan data dari *inclinometer*. Biaya yang diperhitungkan pada kegiatan ini adalah biaya personel serta biaya akomodasi pada saat inspeksi.

Tabel 4.17 Biaya Pemeliharaan Pipa per Tahun

No	Item Pekerjaan Pemeliharaan	Biaya/tahun (\$)		Keterangan
		WI/WP	Analisa Risiko	
1.	Pemeliharaan Valve dan Actuator	\$ 136.500,00	\$ 136.500,00	-Biaya perbaikan valve (<i>passing, stuck, malfunction</i>)
2.	Pemeliharaan ROW	\$ 306.800,00	\$ 306.800,00	-Brush Control -Revegetation Area
3.	Cleaning Pigging	\$ 56.250,00	\$ 56.250,00	-Pembelian Sealing Disc & Rubber Nose pig -Biaya personel
4.	Intelligent Pigging			
a.	Persiapan			
	Mobilisasi Personel	\$ 3.000,00	\$ 3.000,00	
	Mobilisasi Peralatan & Perlengkapan	\$ 30.000,00	\$ 30.000,00	
	Persiapan Peralatan & Perlengkapan	\$ 23.000,00	\$ 23.000,00	
	Demobilisasi Personel	\$ 3.000,00	\$ 3.000,00	
	Demobilisasi Peralatan & Perlengkapan	\$ 19.000,00	\$ 19.000,00	
b.	Prooving Run			
	Bi-di/Gauging Pig	\$ 10.000,00	\$ 10.000,00	
	Profile/Dummy Pig	\$ 29.000,00	\$ 29.000,00	
c.	Inspection Run (MFL)			
	Inspeksi Pig Run 5 Km pipa	\$ 73.000,00	\$ 73.000,00	
	Biaya tambahan inspeksi Pig Run/km	\$ 530.600,00	\$ 530.600,00	
d.	Laporan			
	Laporan Inspeksi 5 Km Pipa	\$ 40.500,00	\$ 40.500,00	
	Biaya Laporan Inspeksi Tambahan/km	\$ 291.830,00	\$ 291.830,00	
e.	Biaya variabel			
	Standby Personel dan Perlengkapan (asumsi 10 hari)	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00	
	Akomodasi (asumsi 10 hari)	\$ 4.300,00	\$ 4.300,00	
	Total Biaya Pigging	\$ 1.072.230,00	\$ 1.072.230,00	
5.	Monitoring Potensial Pipa terhadap Tanah	\$ 22.200,00	\$ 22.200,00	-Pemeliharaan CP Box -Biaya akomodasi & Personel untuk monitoring
6.	Monitoring Transformer Rectifier	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00	
7.	Pengecekan aboveground coating	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	-Biaya akomodasi personel -Biaya perbaikan jika diperlukan
8.	Pengecekan underground Coating	\$ 35.000,00	\$ 35.000,00	-Biaya akomodasi personel -Biaya perbaikan jika diperlukan
9.	Perbaikan Kelas Lokasi	\$ 150.000,00	\$ 150.000,00	Instalasi concrete slab
9.	Monitoring korosi internal	\$ -	\$ 25.000,00	
10.	Survei deteksi Kebocoran	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00	
11.	Monitoring kondisi Geo-hazard Pipa	\$ -	\$ 30.000,00	
	Total	\$ 1.853.980,00	\$ 1.908.980,00	
	Deviasi	\$ -	\$ 55.000,00	Deviasi : 2,97%

4.4.2 Biaya Perbaikan Pipa

Pada suatu kondisi dimana pada masa operasional pipa mengalami anomali sehingga diperlukan perbaikan agar dapat beroperasi secara normal dan aman, maka operator pipa harus menentukan metode perbaikan yang paling efektif dan efisien. Selain perhitungan analisa teknik perlu juga dilakukan perhitungan biaya. Kegiatan perbaikan pipa yang umum dilakukan selama masa pengoperasian pipa antara lain sebagai berikut:

a. Instalasi komposit (*Clock Spring*)

Instalasi komposit adalah sistem perkuatan pipa yang dirancang untuk mengembalikan daya dukung tekanan pipa pada kondisi semula. Instalasi ini biasanya digunakan untuk pekerjaan pipa (ASME B31.3, B31.4, dan B31.8), memperbaiki korosi eksternal atau internal (*metal loss*), memperbaiki kebocoran pada pipa, memperbaiki sambungan, *tees*, *elbow*, dan komponen-komponen lainnya. Biaya yang diperhitungkan untuk pekerjaan ini meliputi pekerjaan penggalian ROW, penimbunan ROW, biaya pembelian komposit, biaya mobilisasi dan demobilisasi dan biaya personel orang yang memasang instalasi komposit. Biaya yang diperlukan untuk satu titik lokasi pipa yang mengalami *metal loss* adalah USD 110,000.

b. Pemotongan dan penggantian segmen pipa (*Pipe Cut and Replace*)

Pada suatu kondisi dimana pipa mengalami pecah atau kondisi buckling yang jumlahnya relatif banyak sepanjang pipa gas maka salah satu cara yang bisa dilakukan untuk memperbaiki adalah dengan melakukan pemotongan dan penggantian segmen pipa (*pipe cut and replace*). Pada masa operasional pipa biaya pemotongan dan penggantian segmen menjadi semakin besar dikarenakan pada masa perbaikan pengiriman gas kepada pelanggan harus tetap berjalan, sehingga harus dipersiapkan pipa *bypass* sementara dengan ukuran yang dapat mencukupi permintaan kapasitas gas ke pelanggan. Biaya yang diperhitungkan untuk pekerjaan perbaikan ini adalah biaya pemasangan pipa *by pass* (inch/km), *hot tapping*, dan instalasi pipa baru (inch/km). Biaya yang diperlukan untuk pemotongan dan

penggantian segmen pipa (*cut and replace*) dalam kondisi normal operasi adalah sebesar USD 803,300/inchi/km.

c. Pemasangan *Split Sleeve*

Split sleeve banyak digunakan untuk perbaikan permanen pada pipa *onshore* dan *offshore* baik pada tekanan atau suhu tinggi maupun rendah yang membawa minyak dan gas. Konstruksi *split sleeve* merupakan konstruksi unik yang memungkinkan perbaikan pipa dilakukan pada operasi normal tanpa proses *shut down*. Biaya yang diperlukan untuk pemasangan split sleeve meliputi pembelian split sleeve 28", biaya penggalian, biaya personel yang secara total untuk satu titik kurang lebih USD 50.000,-

d. Instalasi *foreign crossing*

Foreign crossing adalah fasilitas persimpangan yang dibangun oleh perusahaan atau instansi lain yang melintasi jalur pipa (ROW). Keputusan penggunaan *crossing* pada pipa harus didasarkan pada pertimbangan yang cermat terhadap tekanan yang terjadi pada jaringan pipa serta potensi bahaya pipa terhadap korosi. Desain dalam pembuatan *crossing* mengacu pada API Standard 1104 (RP *Steel Pipeline Crossing Railroads and Highways*) yang lebih fokus pada desain pipa transporter yang bersimpangan dengan perlintasan kereta api dan jalan raya yang aman dari tegangan dan deformasi. Biaya yang diperhitungkan untuk instalasi *foreign crossing* adalah biaya instalasi dan biaya struktur perlintasan yang dibangun sesuai kebutuhan.

e. Perbaikan *pipe exposed*

Pipe exposed adalah suatu kondisi dimana tanah yang berada diatas pipa *underground* tergerus oleh erosi yang mengakibatkan *coating* pipa terlihat. Hal ini bisa terjadi oleh kondisi dimana tanah tergerus oleh air hujan atau terjadi pada jalur pipa yang dilintasi oleh jalan air. Kontruksi perlindungan yang dilakukan untuk area yang terkena erosi karena air hujan bisa dilakukan dengan penimbunan dengan tanah

atau *sandbag*. Sedangkan untuk kondisi pipa yang dilintasi oleh jalan air yang bersifat permanen bisa dilakukan dengan pembangunan konstruksi struktur seperti concrete casing atau bangunan bendungan air kecil (*mini spillway*). Biaya pemasangan *sandbag*/m³ adalah USD 15/m³ sedangkan biaya konstruksi *mini spillway* berkisar USD 10.000.

f. Instalasi *concrete slab*

Pada kondisi jalur pipa (ROW) dimana terjadi pertumbuhan populasi sehingga terjadi perubahan kelas lokasi hingga dua level kelas lokasi yaitu dari kelas lokasi 1 ke kelas 3, maka diperlukan adanya instalasi pipa dengan ketebalan yang lebih besar atau dengan mengurangi tekanan MAOP dengan menyesuaikan kelas lokasi baru. Apabila kedua hal tersebut tidak bisa dilakukan salah satu cara adalah dengan memitigasi kondisi pipa terutama dari gangguan pihak ketiga dengan pemasangan *concrete slab*. Konstruksi *concrete slab* berupa pelat lantai beton bertulang dengan lebar 3 m (1,5 m pada kiri dan kanan dari as pipa) dan ketebalan 15 cm yang diletakkan diatas pipa dengan jarak minimum 0,6 m dari permukaan pipa. Biaya pemasangan concrete slab sebesar USD 110/m.

4.4.3 Kerugian Kegagalan Pipa

Pada saat terjadi kegagalan pipa banyak konsekuensi yang harus ditanggung oleh operator pipa. Seperti yang sudah dijelaskan dalam analisa risiko bahwa pada pada saat terjadi kegagalan pipa maka akan diikuti konsekuensi yang harus dihadapi oleh operator pipa yang meliputi gangguan bisnis & produksi, keamanan populasi, kerugian aset perusahaan, aset lingkungan, dan reputasi perusahaan. Selain biaya konsekuensi yang harus ditanggung oleh perusahaan operator pipa, ada biaya perbaikan yang harus dikeluarkan agar pengoperasian pipa dapat kembali berjalan normal baik itu perbaikan yang bersifat sementara maupun biaya perbaikan yang bersifat permanen operasional.

Sebagai contoh pada saat terjadi kegagalan pipa (*pipe rupture*) pada salah satu segmen pipa, mengakibatkan perusahaan operator pipa mengalami gangguan dan

kerugian operasional selama 6 hari. Kerugian yang diderita oleh operator pipa selain tidak bisa mengirimkan gas ke pelanggan juga harus mengganti kerusakan lingkungan yang diakibatkan oleh kegagalan pipa serta harus melakukan perbaikan pipa yang bersifat sementara agar sistem pipa bisa kembali berfungsi seperti sediakala. Perbaikan permanen dilakukan setelah dilakukan penelitian penyebab kegagalan pipa dan metode perbaikan yang tepat untuk meminimalkan risiko terjadinya kegagalan pipa kembali..

Asumsi perhitungan yang digunakan untuk menghitung kerugian yang diakibatkan oleh pipa pecah adalah sebagai berikut:

- a. *Gas price*/mmbtu : USD 9,64
- b. *Oil price* (ICP)/barrel : USD 71,79
- c. *Toll fee*/mmscf : USD 0,62
- d. GHV : 1.000

Total kerugian gas selama shut down yang dialami operator selama 6 hari adalah jumlah gas yang hilang pada saat terjadi pecah, jumlah gas yang digunakan sebagai pengganti gas yang hilang serta gas *line pack* yang diambil oleh pelanggan yang kemudian dikalikan dengan harga gas, yang kemudian ditambah dengan nominasi kapasitas gas selama *shut down* dikalikan dengan *toll fee*.

Tabel 4.18 Total Kerugian Gas (*Gas Loss*) Selama *Shut Down*

Item	Object	Unit	Quantity	Total Loss (USD)
Loss Gas	Physical Loss	bbtu	112,53	Rp 1.084.798,84
Linepack Refill	Gas Leak Replacement	bbtu	159,25	Rp 1.535.208,56
	Off taken Gas Linepack by Off taker	bbtu	46,52	Rp 448.423,88
Toll Fee Loss Revenue		mmscf	4.358,4	Rp 2.694.801,34
Total Loss				Rp 5.763.232,62

Dari Tabel 4.18 diatas diperoleh perhitungan kerugian yang diderita oleh operator pipa selama 6 hari *shut down* sebesar USD 5.763.232,6 untuk total gas yang

hilang pada pipa 28' sebesar 318,302 mmscf sehingga diperoleh nilai kerugian akibat kegagalan pipa untuk setiap mmscf/inch adalah USD 0,65/mmscf/inch.

Tabel 4.19 Total Kerugian Kegagalan Pipa (*Pipe Rupture*)

No	Item	Jumlah (USD)
Transporter		
1.	Total Gas Loss	\$ 5.763.232,62
2.	Pipeline Repair (Temporary)	
	-Mobilisasi & Demobilisasi	\$ 49.000,00
	-Material & Service for repair	\$ 653.400,00
3.	Environment	\$ 2.000,00
Shipper		
	Shipper Loss Revenue	\$ 43.168.254,99
Off Taker		
	Product Deficiency	
	-Zero Gas Supply & Early Field Recovery (150.000 Barrel)	\$ 161.527.500,00
	-Post Field Recovery (50.000 Barrel)	\$ 53.842.500,00
Total		\$ 259.242.654,99

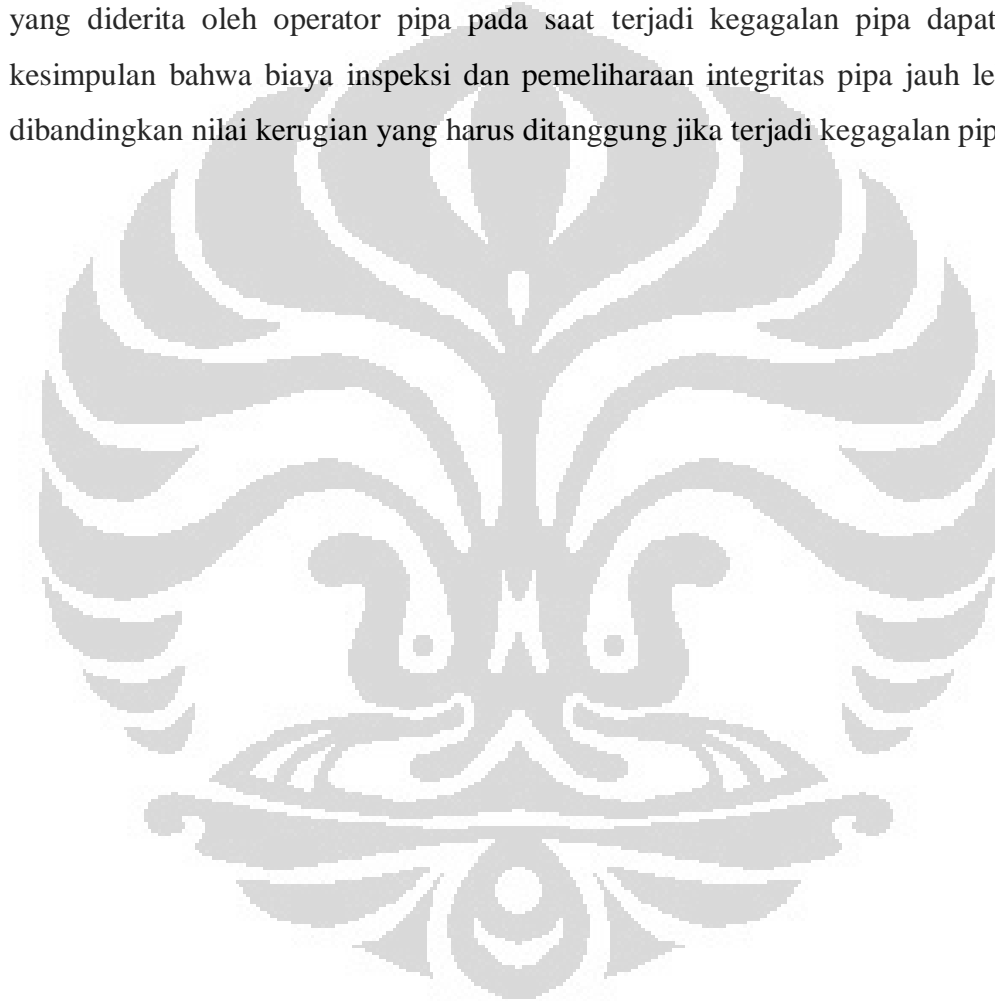
Tabel 4.20 Perbandingan Biaya Pemeliharaan Pipa dengan Kerugian Kegagalan Pipa

No.	Item Biaya	Jumlah Biaya
1.	Biaya Patroli ROW/tahun	\$ 314.000,00
2.	Biaya Pemeliharaan Pipa/tahun	\$ 1.908.980,00
	Total	\$ 2.222.980,00
	Total Biaya (6 tahun, inf. 1,5%)	\$ 13,848,167,00
	Total Kerugian Pipa	\$ 259.242.654,99

Kerugian akibat kegagalan pipa yang diderita oleh pengguna gas (*off taker*) tergantung pada jenis kegiatan produksi dari pengguna gas yang terhenti akibat terhentinya pasokan gas akibat kegagalan pipa. Sedangkan dari sisi pengirim (*shipper*) kerugian yang diderita adalah klaim dari pengguna gas (*off taker*) dikarenakan *shipper* tidak bisa memenuhi kewajibannya kepada pihak pembeli. Secara total kerugian yang diderita oleh perusahaan operator pipa, penjual gas (*shipper*), pelanggan gas (*off taker*) dapat dilihat pada Tabel 4.19 Total kerugian

kegagalan pipa (*pipe rupture*) dimana kerugian total akibat pecah pipa sebesar USD 259.242.654,99 masih jauh lebih besar dari biaya patroli dan pemeliharaan pipa selama sisa umur pipa yaitu sebesar USD 13,848,167 dengan inflasi 1,5% seperti yang terlihat pada Tabel 4.20. Perbandingan biaya Pemeliharaan pipa dengan kerugian kegagalan pipa

Dari detail perhitungan biaya operasi, biaya perbaikan, serta biaya kerugian yang diderita oleh operator pipa pada saat terjadi kegagalan pipa dapat diambil kesimpulan bahwa biaya inspeksi dan pemeliharaan integritas pipa jauh lebih kecil dibandingkan nilai kerugian yang harus ditanggung jika terjadi kegagalan pipa.



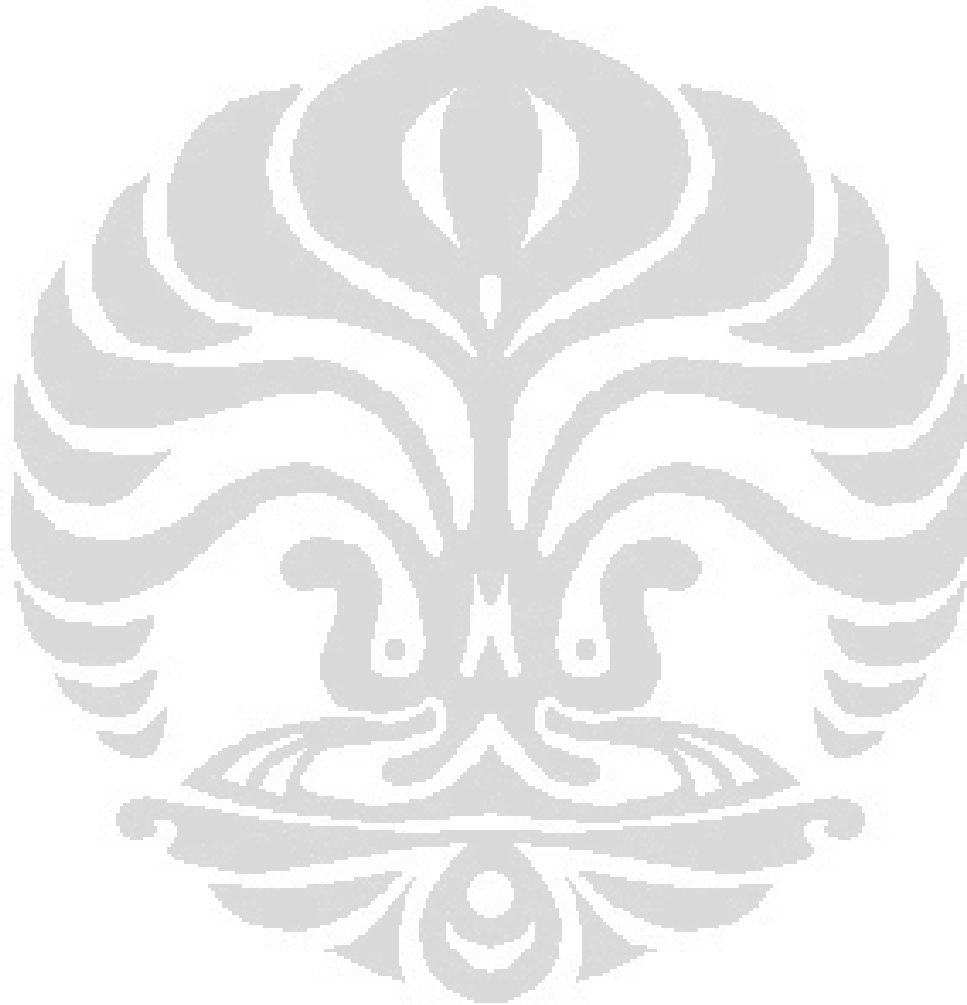
BAB 5

KESIMPULAN

Dari hasil perhitungan dan analisa yang telah dilakukan, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pemodelan dan analisa risiko telah dilakukan terhadap 535,6 km pipa *onshore* yang telah dibagi menjadi 264 segmen pipa. Dari keseluruhan total panjang pipa terdapat 34 segmen pipa (13%) berada pada tingkat risiko menengah (*Medium Risk*) dan 230 segmen pipa (87%) masih berada pada tingkat risiko rendah (*Low Risk*).
2. Analisa FFS dilakukan terhadap 34 segmen pipa yang berada pada tingkat risiko menengah (*Medium Risk*) yang hasilnya adalah bahwa segmen pipa tersebut masih layak dan aman beroperasi pada kondisi tekanan MAOP 1050 psig.
3. Dari hasil analisa risiko yang telah dilakukan, kontribusi utama yang berperan pada segmen pipa dengan tingkat risiko menengah (*Medium Risk*) disebabkan oleh faktor konsekuensi kegagalan (CoF) terkait dengan kelas populasi tinggi pipa yang kemudian diikuti dengan tingginya aktivitas *third party* di ROW.
4. Usaha yang dilakukan untuk memitigasi risiko adalah dengan menentukan dan merencanakan strategi inspeksi dan pemeliharaan pipa dengan frekuensi berdasarkan tingkat risiko pipa. Strategi inspeksi dan pemeliharaan yang terintegrasi diharapkan dapat meminimalisir risiko dari dampak mekanikal serta serangan korosi internal dan eksternal.
5. Biaya patroli ROW menjadi lebih efisien (50%) setelah dilakukan analisa risiko dengan memprioritaskan kegiatan patroli pipa berdasarkan tingkat risiko tinggi ke tingkat risiko rendah. Sedangkan untuk biaya inspeksi dan pemeliharaan menjadi lebih besar sedikit ($\pm 3\%$) dikarenakan ada beberapa rekomendasi kegiatan yang harus dilakukan oleh operator pipa untuk memitigasi risiko sehubungan dengan parameter-parameter risiko dan umur pipa.

6. Kerugian serta biaya perbaikan yang diderita oleh perusahaan operator pipa pada saat terjadi kegagalan pipa jauh lebih besar dari biaya inspeksi dan pemeliharaan yang diperlukan pada sisa umur masa operasional pipa.



DAFTAR REFERENSI

1. A.S. Markowski MSM. Fuzzy logic for piping risk assessment. *J Loss Prev Process Ind.* 2009;22:921-7.
2. Carlos E. Sabido Ponce MB, John Healy A Modular Approach to Pipeline Integrity Management Systems. 2007.
3. Dey PK. An integrated assessment model for cross-country pipelines,. *Environment Impact Assess.* 2002;Rev. 22.
4. E. Cagno FC, M. Mancini, F. Ruggeri. Using AHP in determining the priordistributions on gas pipeline failures in a robust Bayesian approach. *Reliab Eng Syst Saf.* 2000;67 (275-284).
5. Engineers NAOc. NACE SP0169. Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System2007.
6. Engineers NAOc. NACE SP0207. Performing Close Interval Potential Surveys and DC Surface Potential Gradient Surveys on Buried or Submerged Metallic Pipeline. 2007.
7. Engineers NAOc. NACE SP0502. Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. 2008.
8. Engineers NAOc. NACE TM0109. Aboveground Survey Techniques for the Evaluation of Underground Pipeline Coating Condition 2009.
9. Engineers TAsom. ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipeline: ASME Press; 2010.
10. Engineers TAsom. ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping System: ASME Press; 2010.
11. Evans JRDLO. Introduction to simulation and risk analysis 2nd ed. New Jersey Prentice Hall; 1998.
12. Han ZY, & Weng, W. G. An overview of quantitative risk analysis methods for natural gas pipelines. *Journal of China Safety Science Journal.* 2009; 19:154-64.

13. Han ZY, & Weng, W. G. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 2010;23:428-36.
14. Han ZY, & Weng, W. G. Comparison study on qualitative and quantitative risk assessment methods for urban natural gas pipeline network. *Journal of Hazardous Materials*. 2011;189:509-18.
15. Hawdon D. Efficiency, performance and regulation of the international gas industry-a bootstrap DEA approach. *Energy Policy*. 2003(31).
16. Hopkins P AP. Pipeline Integrity Review. 2000.
17. Institute AP. API STANDARD 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. Washington, DC2001.
18. Institute AP. API RP 580. Recommended practice for risk-based inspection (1st ed) Washington, DC. 2002.
19. Institute AP. API STANDARD 1163. In-line inspection system qualification standard (1st ed). Washington, DC. 2005.
20. Iskandar D. Pemodelan Integrity Management System pada Jaringan Pipa Transmisi Gas Alam di Offshore North West Java. Jakarta: UI; 2008.
21. Kent MW. Pipeline Risk Management Manual-Ideas, Techniques, and Resources 3rd ed: Elsevier 2004.
22. Mcallister EW. Pipeline Rules of Thumb Handbook-A manual of quick accurate solutions to everyday pipeline engineering problems. 4th ed. Houston, Texas 1998.
23. Mohitpour MG, H; Murray, A Pipeline Design & Construction-A Practical Approach 2nd ed: ASME Press.; 2003.
24. Nasional BS. SNI 3474. Sistem Penyaluran dan Distribusi Pipa Gas. Jakarta 2009.
25. S. Bonvicini PL, G. Spadoni,. Risk analysis of hazardous materials transportation: evaluating uncertainty by means of fuzzy logic. *J Hazard Mater*. 1998;62:59-74.
26. S.N. Jonkman PHvG, J.K. Vrijling. An overview of quantitative riskmeasures for loss of life and economic damage,. *J Hazard Mater*. 2003;99:1-30.

27. Sirait LP. Perancangan Sistem Informasi Geografis Berbasis Risiko Untuk Pengoperasian Dan Pemeliharaan Pipa Transmisi Gas Bumi Sumatera-Jawa, PT. Perusahaan Gas Negara (Persero), TBK. Bogor IPB; 2011.
28. Solusi PA. Pipeline Integrity Management Systems Report. Jakarta: PT. Transportasi Gas Indonesia, 2011.
29. Solusi PA. Pipeline Integrity Management Systems Manual. Jakarta: PT. Transportasi Gas Indonesia, 2011.
30. Standardization IOF. ISO 31000. Risk management – Principles and Guidelines. Geneva. 2009.
31. Stephens MJ. A Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines. Canada: Gas Research Institute, 2000.
32. Y. Dong DY. Estimation of failure probability of oil and gas transmission pipelines by fuzzy fault tree analysis. *J Loss Prev Process Ind.* 2005;18:83-8.
33. Z. Yang XHL, J.B. Lai. Analysis on the diffusion hazards of dynamic leakage of gas pipeline. *Journal of Reliability Engineering and System Safety.* 2007;92:47-53.

Lampiran 1: Data Aset Pipa *Onshore* Grissik-Duri

No.	Jalur	KP		Material Grade	Ø OD (in)	WT (in)	Corrosion	Flange Rating	Internal Coat.	External Coat.
		From	To				Allow. (in)		Type	Type
1	Grissik - Duri	0,00	1,90	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
2	Grissik - Duri	1,90	4,06	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
3	Grissik - Duri	4,06	6,10	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
4	Grissik - Duri	6,10	8,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
5	Grissik - Duri	8,10	10,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
6	Grissik - Duri	10,20	12,30	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
7	Grissik - Duri	12,30	14,30	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
8	Grissik - Duri	14,30	16,40	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
9	Grissik - Duri	16,40	18,50	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
10	Grissik - Duri	18,50	20,50	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
11	Grissik - Duri	20,50	22,50	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
12	Grissik - Duri	22,50	24,60	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
13	Grissik - Duri	24,60	26,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
14	Grissik - Duri	26,70	28,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
15	Grissik - Duri	28,70	30,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
16	Grissik - Duri	30,70	32,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
17	Grissik - Duri	32,80	34,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
18	Grissik - Duri	34,90	36,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
19	Grissik - Duri	36,90	38,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
20	Grissik - Duri	38,90	40,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
21	Grissik - Duri	40,90	43,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
22	Grissik - Duri	43,00	45,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
23	Grissik - Duri	45,10	47,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
24	Grissik - Duri	47,10	49,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
25	Grissik - Duri	49,10	51,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
26	Grissik - Duri	51,20	53,30	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
27	Grissik - Duri	53,30	55,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
28	Grissik - Duri	55,10	57,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
29	Grissik - Duri	57,20	59,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
30	Grissik - Duri	59,20	61,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
31	Grissik - Duri	61,20	63,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
32	Grissik - Duri	63,20	65,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
33	Grissik - Duri	65,20	67,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
34	Grissik - Duri	67,40	69,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
35	Grissik - Duri	69,30	71,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
36	Grissik - Duri	71,20	73,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
37	Grissik - Duri	73,30	75,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
38	Grissik - Duri	75,20	77,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
39	Grissik - Duri	77,20	79,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
40	Grissik - Duri	79,20	81,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
41	Grissik - Duri	81,20	83,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
42	Grissik - Duri	83,20	85,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
43	Grissik - Duri	85,20	87,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
44	Grissik - Duri	87,30	89,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
45	Grissik - Duri	89,30	91,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
46	Grissik - Duri	91,40	93,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
47	Grissik - Duri	93,40	95,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
48	Grissik - Duri	95,40	97,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
49	Grissik - Duri	97,40	99,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
50	Grissik - Duri	99,40	101,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
51	Grissik - Duri	101,40	103,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
52	Grissik - Duri	103,40	105,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
53	Grissik - Duri	105,40	107,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
54	Grissik - Duri	107,40	109,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
55	Grissik - Duri	109,40	111,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
56	Grissik - Duri	111,30	113,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
57	Grissik - Duri	113,40	115,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
58	Grissik - Duri	115,20	117,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
59	Grissik - Duri	117,20	119,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
60	Grissik - Duri	119,20	121,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
61	Grissik - Duri	121,10	123,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE

Lampiran 1: Data Aset Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Jalur	KP		Material Grade	Ø OD (in)	WT (in)	Corrosion	Flange Rating	Internal Coat.	External Coat.
		From	To				Allow. (in)		Type	Type
62	Grissik - Duri	123,10	125,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
63	Grissik - Duri	125,10	127,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
64	Grissik - Duri	127,00	129,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
65	Grissik - Duri	129,00	131,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
66	Grissik - Duri	131,10	133,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
67	Grissik - Duri	133,10	135,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
68	Grissik - Duri	135,00	137,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
69	Grissik - Duri	137,00	139,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
70	Grissik - Duri	139,00	141,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
71	Grissik - Duri	141,00	142,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
72	Grissik - Duri	142,90	144,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
73	Grissik - Duri	144,90	146,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
74	Grissik - Duri	146,90	148,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
75	Grissik - Duri	148,90	150,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
76	Grissik - Duri	150,90	152,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
77	Grissik - Duri	152,90	154,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
78	Grissik - Duri	154,90	156,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
79	Grissik - Duri	156,90	158,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
80	Grissik - Duri	158,90	160,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
81	Grissik - Duri	160,80	162,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
82	Grissik - Duri	162,70	164,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
83	Grissik - Duri	164,40	166,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
84	Grissik - Duri	166,70	168,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
85	Grissik - Duri	168,60	170,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
86	Grissik - Duri	170,50	172,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
87	Grissik - Duri	172,50	174,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
88	Grissik - Duri	174,50	176,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
89	Grissik - Duri	176,50	178,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
90	Grissik - Duri	178,50	180,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
91	Grissik - Duri	180,50	182,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
92	Grissik - Duri	182,50	184,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
93	Grissik - Duri	184,40	186,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
94	Grissik - Duri	186,30	188,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
95	Grissik - Duri	188,30	190,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
96	Grissik - Duri	190,30	192,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
97	Grissik - Duri	192,20	194,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
98	Grissik - Duri	194,20	196,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
99	Grissik - Duri	196,20	198,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
100	Grissik - Duri	198,10	200,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
101	Grissik - Duri	200,10	202,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
102	Grissik - Duri	202,10	204,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
103	Grissik - Duri	204,00	206,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
104	Grissik - Duri	206,00	207,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
105	Grissik - Duri	207,90	209,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
106	Grissik - Duri	209,90	211,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
107	Grissik - Duri	211,80	213,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
108	Grissik - Duri	213,70	215,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
109	Grissik - Duri	215,60	217,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
110	Grissik - Duri	217,60	219,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
111	Grissik - Duri	219,50	221,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
112	Grissik - Duri	221,50	223,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
113	Grissik - Duri	223,40	225,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
114	Grissik - Duri	225,30	227,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
115	Grissik - Duri	227,30	229,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
116	Grissik - Duri	229,30	231,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
117	Grissik - Duri	231,30	233,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
118	Grissik - Duri	233,40	235,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
119	Grissik - Duri	235,50	237,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
120	Grissik - Duri	237,60	239,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
121	Grissik - Duri	239,80	241,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
122	Grissik - Duri	241,80	244,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE

Lampiran 1: Data Aset Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Jalur	KP		Material Grade	Ø OD (in)	WT (in)	Corrosion Allow. (in)	Flange Rating	Internal Coat.	External Coat.
		From	To						Type	Type
123	Grissik - Duri	244,00	246,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
124	Grissik - Duri	246,10	248,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
125	Grissik - Duri	248,20	250,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
126	Grissik - Duri	250,30	252,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
127	Grissik - Duri	252,40	254,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
128	Grissik - Duri	254,50	256,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
129	Grissik - Duri	256,60	258,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
130	Grissik - Duri	258,70	260,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
131	Grissik - Duri	260,90	263,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
132	Grissik - Duri	263,00	265,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
133	Grissik - Duri	265,00	267,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
134	Grissik - Duri	267,10	269,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
135	Grissik - Duri	269,20	271,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
136	Grissik - Duri	271,20	273,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
137	Grissik - Duri	273,30	275,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
138	Grissik - Duri	275,40	277,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
139	Grissik - Duri	277,40	279,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
140	Grissik - Duri	279,60	281,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
141	Grissik - Duri	281,50	283,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
142	Grissik - Duri	283,60	285,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
143	Grissik - Duri	285,60	287,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
144	Grissik - Duri	287,70	289,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
145	Grissik - Duri	289,70	291,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
146	Grissik - Duri	291,80	293,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
147	Grissik - Duri	293,80	295,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
148	Grissik - Duri	295,90	298,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
149	Grissik - Duri	298,00	300,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
150	Grissik - Duri	300,00	302,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
151	Grissik - Duri	302,00	304,00	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
152	Grissik - Duri	304,00	306,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
153	Grissik - Duri	306,00	308,00	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
154	Grissik - Duri	308,00	309,90	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
155	Grissik - Duri	309,90	311,90	API 5L X-65	28	0,438	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
156	Grissik - Duri	311,90	313,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
157	Grissik - Duri	313,80	315,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
158	Grissik - Duri	315,70	317,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
159	Grissik - Duri	317,80	319,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
160	Grissik - Duri	319,80	321,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
161	Grissik - Duri	321,80	323,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
162	Grissik - Duri	323,80	325,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
163	Grissik - Duri	325,70	327,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
164	Grissik - Duri	327,70	329,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
165	Grissik - Duri	329,70	331,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
166	Grissik - Duri	331,60	333,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
167	Grissik - Duri	333,60	335,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
168	Grissik - Duri	335,60	337,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
169	Grissik - Duri	337,60	339,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
170	Grissik - Duri	339,60	341,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
171	Grissik - Duri	341,60	343,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
172	Grissik - Duri	343,60	345,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
173	Grissik - Duri	345,70	347,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
174	Grissik - Duri	347,70	349,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
175	Grissik - Duri	349,80	351,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
176	Grissik - Duri	351,90	353,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
177	Grissik - Duri	353,80	355,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
178	Grissik - Duri	355,90	357,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
179	Grissik - Duri	357,90	360,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
180	Grissik - Duri	360,00	362,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
181	Grissik - Duri	362,00	364,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
182	Grissik - Duri	364,00	366,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
183	Grissik - Duri	366,10	368,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE

Lampiran 1: Data Aset Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Jalur	KP		Material Grade	Ø OD (in)	WT (in)	Corrosion	Flange Rating	Internal Coat.	External Coat.
		From	To				Allow. (in)		Type	Type
184	Grissik - Duri	368,00	370,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
185	Grissik - Duri	370,00	372,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
186	Grissik - Duri	372,00	374,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
187	Grissik - Duri	374,00	376,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
188	Grissik - Duri	376,10	378,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
189	Grissik - Duri	378,10	380,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
190	Grissik - Duri	380,00	381,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
191	Grissik - Duri	381,90	384,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
192	Grissik - Duri	384,00	386,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
193	Grissik - Duri	386,10	388,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
194	Grissik - Duri	388,20	390,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
195	Grissik - Duri	390,30	392,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
196	Grissik - Duri	392,40	394,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
197	Grissik - Duri	394,50	396,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
198	Grissik - Duri	396,50	398,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
199	Grissik - Duri	398,60	400,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
200	Grissik - Duri	400,60	402,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
201	Grissik - Duri	402,50	404,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
202	Grissik - Duri	404,50	406,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
203	Grissik - Duri	406,60	408,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
204	Grissik - Duri	408,60	410,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
205	Grissik - Duri	410,70	412,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
206	Grissik - Duri	412,80	414,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
207	Grissik - Duri	414,90	417,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
208	Grissik - Duri	417,00	419,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
209	Grissik - Duri	419,10	421,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
210	Grissik - Duri	421,20	423,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
211	Grissik - Duri	423,40	425,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
212	Grissik - Duri	425,60	427,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
213	Grissik - Duri	427,70	429,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
214	Grissik - Duri	429,90	431,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
215	Grissik - Duri	431,90	434,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
216	Grissik - Duri	434,00	436,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
217	Grissik - Duri	436,00	438,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
218	Grissik - Duri	438,10	440,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
219	Grissik - Duri	440,10	442,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
220	Grissik - Duri	442,20	444,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
221	Grissik - Duri	444,30	446,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
222	Grissik - Duri	446,30	448,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
223	Grissik - Duri	448,40	450,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
224	Grissik - Duri	450,40	452,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
225	Grissik - Duri	452,50	454,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
226	Grissik - Duri	454,60	456,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
227	Grissik - Duri	456,60	458,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
228	Grissik - Duri	458,70	460,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
229	Grissik - Duri	460,80	463,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
230	Grissik - Duri	463,00	465,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
231	Grissik - Duri	465,20	467,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
232	Grissik - Duri	467,20	469,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
233	Grissik - Duri	469,20	471,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
234	Grissik - Duri	471,10	473,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
235	Grissik - Duri	473,20	475,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
236	Grissik - Duri	475,30	477,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
237	Grissik - Duri	477,30	479,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
238	Grissik - Duri	479,40	481,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
239	Grissik - Duri	481,50	483,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
240	Grissik - Duri	483,70	485,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
241	Grissik - Duri	485,90	488,10	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
242	Grissik - Duri	488,10	490,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
243	Grissik - Duri	490,20	492,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
244	Grissik - Duri	492,20	494,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE

Lampiran 1: Data Aset Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Jalur	KP		Material Grade	Ø OD (in)	WT (in)	Corrosion	Flange Rating	Internal Coat.	External Coat.
		From	To				Allow. (in)		Type	Type
245	Grissik - Duri	494,40	496,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
246	Grissik - Duri	496,40	498,50	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
247	Grissik - Duri	498,50	500,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
248	Grissik - Duri	500,70	502,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
249	Grissik - Duri	502,70	504,80	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
250	Grissik - Duri	504,80	507,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
251	Grissik - Duri	507,00	509,20	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
252	Grissik - Duri	509,20	511,30	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
253	Grissik - Duri	511,30	513,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
254	Grissik - Duri	513,70	515,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
255	Grissik - Duri	515,60	517,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
256	Grissik - Duri	517,60	519,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
257	Grissik - Duri	519,70	521,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
258	Grissik - Duri	521,90	524,00	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
259	Grissik - Duri	524,00	525,90	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
260	Grissik - Duri	525,90	527,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
261	Grissik - Duri	527,60	529,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
262	Grissik - Duri	529,70	531,70	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
263	Grissik - Duri	531,70	533,40	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE
264	Grissik - Duri	533,40	535,60	API 5L X-65	28	0,344	0,125	# 600	Epoxy Based	3LPE

Lampiran 2: Hourly Data Log Sheet Operasional Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Date : Januari 6, 2012

Time	COPI SCADA interface						Grissik		JOBP-TJM						EHK		Sekernan					Belilas Compressor					SV - 1306		Chevron Duri												
	Flow	Tot.Qty	Gas Composition				Press	Temp.	Press	Temp.	Flow	Gas Composition				Press	Temp.	Flow	Suction		Discharge			Suction		Discharge			Press	Temp.	u/s	USM	Tot.Qty	Gas Composition			ds				
	(mmscfd)	(mmscf)	GHV	CO2	H2S	H2O	N2	(Psig)	(° F)	(Psig)	(° F)	(mmscf)	GHV	CO2	H2S	H2O	N2	(Psig)	(° F)	(mmscf)	Press	Temp	Press	Temp	Flow	Press	Temp	Press	Temp	Flow	(Psig)	(° F)	(Psig)	(° F)	(mmscf)	(mmscf)	N2	CO2	HV	(Psig)	(° F)
24.00	285,07	550	1023	4,22	1,13	3,67	0,23	946	89,07	1003	78,8	90,82	1157	4,09	0,00	0,00	0,41	869	79,9	15,28	799	77,0	906	98,0	329	687	79	942	125,8	332	765	79,5	597	78,8	313,85		0,29	4,18	1055	510	73,3
1.00	285,67	12	1022	4,31	0,00	3,66	0,24	947	89,25	1006	78,9	92,2	1154	4,06	0,00	0,00	0,41	873	80,0	7,13	801	77,0	908	98,5	328	688	79	941	125,5	332	765	79,6	598	78,8	315,96	13	0,28	4,24	1054	510	73,2
2.00	279,98	24	1022	4,14	0,00	3,57	0,24	948	89,19	1007	78,8	91,4	1155	4,09	0,00	0,00	0,41	874	80,0	7,13	803	77,0	909	98,5	329	689	79	942	125,5	333	767	79,6	599	78,8	317,75	26	0,28	4,27	1054	510	73,1
3.00	280,15	35	1022	4,12	0,00	3,54	0,24	950	89,13	1007	78,8	91,4	1151	4,31	0,00	0,00	0,41	875	80,0	7,22	804	77,0	909	98,0	328	684	79	947	127,0	336	769	79,6	601	78,8	317,91	40	0,28	4,10	1055	510	73,1
4.00	279,43	47	1022	4,12	0,00	3,46	0,23	949	88,82	1007	78,7	91,0	1157	4,05	0,00	0,00	0,41	876	79,9	7,23	804	77,0	909	98,0	327	683	79	952	128,0	341	771	79,5	602	78,7	318,68	53	0,28	4,15	1055	511	73,0
5.00	281,16	59	1021	4,18	0,00	3,38	0,24	949	89,01	1007	78,7	91,2	1155	4,05	0,00	0,00	0,41	876	79,9	7,19	804	77,0	909	98,0	331	689	79	946	126,8	327	773	79,5	605	78,8	314,24	66	0,27	4,06	1057	510	72,8
6.00	284,16	70	1022	4,20	0,00	3,36	0,24	950	88,89	1007	78,6	91,5	1156	4,09	0,00	0,00	0,41	876	79,9	7,23	804	77,0	910	98,0	328	689	79	945	126,5	314	773	79,5	609	78,9	314,73	79	0,28	4,09	1056	508	72,5
7.00	282,20	82	1022	4,27	0,00	3,39	0,24	951	89,13	1008	78,6	91,22	1156	4,06	0,00	0,00	0,41	877	79,9	7,31	806	77,0	913	98,0	330	702	79	934	122,0	311	771	79,5	610	78,8	313,80	92	0,27	4,09	1057	507	72,4
8.00	276,60	94	1024	4,19	0,00	3,52	0,24	951	89,00	1008	78,5	91,04	1156	3,98	0,00	0,00	0,41	878	79,9	7,25	808	77,0	915	99,0	329	708	80	934	122,1	315	770	79,5	612	78,8	308,34	105	0,27	4,14	1055	504	72,6
9.00	273,70	105	1024	4,14	0,00	4,14	0,24	951	89,20	1004	78,5	89,20	1162	3,83	0,00	0,00	0,41	881	80,3	7,12	814	77,0	914	98,0	327	714	81	930	119,3	310	770	79,5	615	78,9	307,27	118	0,28	4,12	1056	503	72,7
10.00	257,16	116	1026	4,32	0,90	3,67	0,24	948	90,05	1006	78,5	91,11	1155	3,83	0,00	0,00	0,41	880	80,1	15,52	816	77,5	916	98,0	326	721	81	927	123,9	310	769	79,5	615	78,9	312,91	131	0,27	4,04	1057	504	72,9
11.00	267,30	127	1026	4,24	0,57	3,49	0,24	948	90,60	1000	78,6	88,39	1164	3,80	0,00	0,00	0,41	879,6	80,3	14,61	817	77,5	915	98,0	309	725	81	925	117,2	310	768	79,5	612	78,8	316,48	144	0,28	4,14	1056	503	73,2
12.00	271,70	138	1022	4,28	0,57	3,55	0,24	948	90,73	1000	78,5	88,37	1163	3,80	0,00	0,00	0,41	880,1	80,4	15,02	819	78,0	916	98,0	310	728	81	923	116,5	310	765	79,5	610	78,8	311,18	157	0,28	4,05	1056	503	73,3
13.00	271,20	150	1021	4,24	0,57	3,63	0,24	949	91,52	997	78,5	87,10	1167	3,72	0,00	0,00	0,41	881	80,3	14,94	819	78,0	916	98,0	310	729	81	922	115,6	311	764	79,5	608	78,8	312,20	170	0,28	4,06	1056	505	73,8
14.00	266,40	161	1020	4,19	0,57	3,62	0,24	949	91,71	998	78,6	86,48	1167	3,58	0,00	0,00	0,41	882	80,3	14,35	820	78,0	916	98,0	307	730	81	922	115,3	313	763	79,5	605	78,8	317,27	183	0,28	4,04	1059	504	73,9
15.00	267,60	172	1018	4,14	0,00	4,14	0,24	950	91,60	999	78,5	87,50	1167	3,50	0,00	0,00	0,41	882	80,3	15,10	821	78,0	916	97,5	312	731	81	920	116,1	309	761	79,5	600	78,6	322,21	197	0,28	3,90	1059	503	73,9
16.00	266,16	183	1018	4,07	0,00	3,64	0,24	950	91,00	1000	78,6	88,12	1166	3,72	0,00	0,00	0,41	882	80,3	15,38	820	78,0	916	97,0	310	725	81	926	116,6	319	758	79,5	593	78,6	323,09	210	0,28	3,98	1058	503	73,8
17.00	268,61	194	1017	4,25	0,00	3,67	0,24	950	90,72	999	78,6	88,13	1163	3,73	0,00	0,00	0,41	882	80,2	15,80	820	77,5	915	97,0	309	721	80	927	117,3	323	758	79,5	590	78,5	324,93	224	0,28	4,06	1058	502	73,8
18.00	266,54	205	1017	4,20	0,00	3,29	0,23	948	89,90	997	78,6	87,97	1163	3,56	0,00	0,00	0,41	878	79,9	22,69	816	77,0	913	96,5	309	715	80	929	118,5	325	757	79,5	586	78,5	320,71	237	0,28	4,02	1058	505	73,7
19.00	266,90	216	1017	4,30	0,00	3,46	0,23	947	89,68	994	78,6	90,40	1162	3,65	0,00	0,00	0,41	877	79,8	22,56	814	77,0	911	96,5	313	709	80	931	119,5	330	756	79,5	585	78,5	320,63	250	0,28	4,04	1058	506	73,7
20.00	276,65	228	1019	4,22	0,00	3,73	0,23	947	89,30	1002	78,8	91,18	1162	3,85	0,00	0,00	0,41	875	79,8	22,51	811	77,0	910	97,0	319	705	79	931	120,9	329	756	79,5	585	78,6	320,67	264	0,28	4,09	1057	507	73,7
21.00	278,83	240	1020	4,18	0,00	3,80	0,23	949	89,00	1003	78,8	91,00	1157	3,96	0,00	0,00	0,41	874	79,8	22,38	810	77,0	908	96,0	317	704	79	933	121,7	331	756	79,5	584	78,5	323,41	277	0,28	4,15	1058	507	73,8
22.00	276,53	251	1023	4,08	0,57	3,86	0,24	949	88,89	1002	78,9	92,01	1153	4,33	0,00	0,00	0,41	874	79,9	22,32	809	76,5	908	97,0	319	698	79	933	122,4	330	757	79,4	584	78,5	319,29	291	0,28	4,00	1058	507	73,8
23.00	278,33	263	1020	4,21	0,57	3,88	0,24	949	88,76	1000	78,9	90,79	1161	3,91	0,00	0,00	0,41	873	79,9	22,28	807	76,0	906	97,0	321	695	79	934	123,0	328	757	79,5	586	78,6	319,48	304	0,28	3,97	1059	509	73,8
24.00	279,05	274	1019	4,22	0,57	3,61	0,23	948	88,46	999	79,0	90,63	1160	3,93	0,00	0,00	0,41	872	79,8	22,66	806	76,0	906	97,0	317	698	79	929	121,7	324	757	79,5	587	78,6	318,67	317	0,28	4,06	1057	510	73,8
AVE	274,25	274	1021	4,20	0,20	3,63	0,24	949	89,7	1002	78,7	89,97	1160	3,892	0,000	0,001	0,41	877	80,0	14,29	811	77,2	912	97,6	319	707	78,9	932	121,1	322	764	80	599	78,7	317,16	317	0,28	4,08	1057	506	73,3
																												Morning		Afternoon		Night									
																												man - rkp		ddy-tdw											

Lampiran 2: Hourly Data Log Sheet Operasional Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Date : Januari 9, 2012

Time	COPI SCADA interface							Grissik				JOBP-TJM						EHK			Sekernan					Bellias Compressor					SV - 1306		Chevron Duri								
	Flow	Tot.Qty	Gas Composition				Press	Temp.	Press	Temp.	Flow	Gas Composition					Press	Temp.	Flow	Suction		Discharge			Suction		Discharge			Press	Temp.	u/s	USM	Tot.Qty	Gas Composition			d/s			
	(mmscfd)	(mmscf)	GHV	CO2	H2S	H2O	N2	(Psig)	(° F)	(Psig)	(° F)	(mmscfd)	GHV	CO2	H2S	H2O	N2	(Psig)	(° F)	(mmscfd)	Press	Temp	Press	Temp	Flow	Press	Temp	Press	Temp	Flow	(Psig)	(° F)	(Psig)	(° F)	(mmscfd)	(mmscf)	N2	CO2	HV	(Psig)	(° F)
0,00	286,13	12	1018	4,16	0,00	2,75	0,24	949	89,13	996	79,0	92,4	1158	3,88	0,00	0,00	0,41	874	80,0	6,97	805	77,0	916	99,0	320	700	79	963	127,2	339	781	79,7	611	78,9	319,64	316	0,28	4,10	1056	511	72,7
1,00	282,36	12	1017	4,24	0,00	2,82	0,24	951	89,37	1000	78,9	89,3	1159	3,86	0,00	0,00	0,42	878	80,0	7,28	809	77,0	914	98,0	322	704	84	952	125,3	322	783	79,7	617	78,9	315,40	13	0,27	4,17	1055	511	72,4
2,00	273,82	23	1017	4,16	0,00	2,91	0,24	953	89,70	1002	78,9	89,7	1159	4,02	0,00	0,00	0,41	880	79,9	7,37	811	77,0	916	98,0	321	703	84	954	125,2	323	783	79,7	622	78,9	312,37	26	0,27	4,20	1054	509	72,0
3,00	265,15	34	1017	4,13	0,00	2,91	0,24	950	89,40	1002	78,8	89,9	1160	3,82	0,00	0,00	0,41	880	79,9	7,31	812	77,0	916	98,0	328	704	79	953	124,8	328	784	79,6	622	78,9	315,58	39	0,27	4,17	1054	510	71,9
4,00	271,51	46	1017	4,21	0,00	2,91	0,24	950	89,06	1002	78,8	90,3	1158	3,94	0,00	0,00	0,41	879	79,8	7,26	811	77,0	916	98,0	327	705	79	953	124,1	328	784	79,7	622	78,9	313,02	52	0,27	4,12	1055	510	71,8
5,00	274,60	57	1016	4,12	0,00	2,88	0,24	951	89,13	1002	78,7	90,3	1157	3,99	0,00	0,00	0,41	879	79,9	7,19	811	77,0	916	97,5	323	706	79	953	124,0	323	784	79,7	623	78,8	313,30	65	0,27	4,15	1056	510	71,8
6,00	273,98	68	1017	4,11	0,00	2,89	0,24	951	89,13	1003	78,6	90,6	1155	3,96	0,00	0,00	0,41	880	79,9	7,27	811	77,0	916	97,5	323	706	79	953	124,1	324	784	79,7	623	78,8	314,59	79	0,27	4,07	1057	509	71,7
7,00	278,50	80	1017	4,19	1,05	2,82	0,24	953	88,82	1005	78,6	90,98	1152	4,30	0,00	0,00	0,41	881	80,0	7,38	813	77,0	918	98,5	325	711	79	949	122,8	319	784	79,7	625	78,9	310,16	91	0,28	4,12	1057	509	71,7
8,00	275,52	91	1021	4,00	1,05	2,85	0,23	951	88,46	1004	78,5	91,06	1160	3,89	0,00	0,00	0,41	880	80,0	15,97	814	78,0	915	98,0	315	714	80	948	122,5	322	783	79,6	628	78,9	307,86	104	0,28	4,16	1059	508	71,6
9,00	271,61	103	1024	3,72	1,05	2,89	0,23	950	88,64	1009	78,6	90,07	1156	3,87	0,00	0,00	0,41	879	80,1	15,63	815	78,0	915	98,0	315	718	80	945	120,8	317	783	79,6	631	79,0	315,26	117	0,28	4,14	1057	508	71,7
10,00	267,72	114	1026	3,67	1,05	2,78	0,22	950	88,82	1007	78,5	88,79	1161	3,91	0,00	0,00	0,41	880	80,3	15,34	815	78,0	916	98,0	316	719	81	944	121,8	318	783	79,6	629	78,9	310,26	130	0,28	4,08	1057	506	71,7
11,00	268,75	125	1026	3,75	1,05	2,80	0,22	949	89,25	1007	78,5	90,71	1164	3,91	0,00	0,00	0,41	880,1	80,2	15,56	818	78,0	913	98,0	310	722	81	941	118,3	311	783	79,6	629	78,9	318,24	144	0,28	4,04	1057	503	71,8
12,00	263,74	136	1028	3,74	1,05	2,84	0,22	949	89,50	1006	78,3	89,53	1163	3,82	0,00	0,00	0,41	880,3	80,3	15,13	818	78,0	913	98,0	310	725	82	936	120,7	318	781	79,5	627	78,9	306,24	156	0,28	4,14	1056	505	72,0
13,00	269,69	147	1023	3,93	1,05	2,96	0,23	950	90,60	1004	78,5	88,69	1163	3,77	0,00	0,00	0,41	881,5	80,5	14,91	819	78,5	913	98,0	310	722	81	938	119,8	306	779	79,6	626	78,9	317,48	170	0,28	4,12	1056	503	72,3
14,00	271,44	159	1019	4,12	1,05	3,07	0,24	951	91,03	1004	78,4	88,41	1169	3,74	0,00	0,00	0,41	882,7	80,4	14,89	821	78,0	913	97,5	310	726	81	932	118,8	311	778	79,5	623	78,8	315,77	183	0,28	4,18	1055	503	72,4
15,00	267,31	170	1019	4,11	1,05	3,10	0,24	951	91,83	1003	78,4	87,76	1165	3,95	0,00	0,00	0,41	883,1	80,3	15,20	821	78,0	915	97,5	311	726	81	934	117,9	313	775	79,6	619	78,5	318,98	196	0,28	4,16	1055	505	72,4
16,00	264,58	181	1018	4,11	1,05	3,16	0,23	951	91,40	1001	78,4	90,02	1168	3,67	0,00	0,00	0,41	883,2	80,3	14,96	822	78,0	914	97,0	317	724	80	933	117,8	312	772	79,6	609	78,4	326,20	210	0,28	4,17	1055	504	72,6
17,00	264,82	192	1019	4,02	0,00	3,01	0,24	950	89,56	1002	78,4	90,39	1167	3,12	0,00	0,00	0,41	882	79,6	15,47	819	77,0	917	96,5	317	723	80	934	117,5	319	769	79,5	606	78,6	318,77	223	0,28	4,07	1058	507	72,7
18,00	262,22	203	1018	4,22	1,05	3,07	0,24	948	89,99	1000	78,5	89,97	1159	3,92	0,00	0,00	0,41	878,5	79,9	22,97	817	77,0	916	96,5	313	721	80	934	117,5	320	768	79,5	599	78,6	320,66	236	0,28	4,08	1055	507	72,9
19,00	272,90	214	1018	4,19	1,05	3,02	0,24	950	89,56	1005	78,6	91,62	1160	4,02	0,00	0,00	0,41	878,3	79,9	22,66	815	77,0	915	96,5	315	718	80	935	118,4	321	766	79,5	599	78,5	319,62	250	0,28	4,02	1056	507	72,9
20,00	269,38	225	1019	4,16	1,05	3,01	0,24	949	89,81	1001	78,6	90,27	1158	4,06	0,00	0,00	0,41	877	79,9	22,22	814	77,0	914	96,5	313	714	79	935	119,2	324	764	79,5	594	78,5	326,77	263	0,28	3,90	1057	507	73,1
21,00	269,50	237	1019	4,13	1,05	3,03	0,24	947	89,62	997	78,7	90,14	1162	4,05	0,00	0,00	0,41	875	79,9	22,22	812	77,0	912	96,5	315	715	79	936	120,1	327	763	79,5	593	78,5	324,08	277	0,28	3,94	1059	507	73,3
22,00	272,01	248	1019	4,12	0,00	3,07	0,24	947	89,74	997	78,6	91,43	1161	3,72	0,00	0,00	0,41	874	79,8	22,22	810	77,0	910	96,5	315	701	79	943	123,2	337	762	79,5	592	78,5	319,46	290	0,28	3,99	1056	508	73,4
23,00	279,52	260	1019	4,18	0,00	3,03	0,24	948	89,43	992	78,7	91,11	1162	3,83	0,00	0,00	0,41	873	79,8	22,50	808	76,0	907	96,5	317	689	79	951	127,1	349	765	79,6	592	78,6	321,72	303	0,28	3,97	1057	508	73,4
24,00	284,85	271	1019	4,18	0,00	2,93	0,24	949	89,43	993	78,7	93,20	1159	3,81	0,00	0,00	0,41	873	79,8	22,80	805	76,0	904	96,5	322	684	79	952	128,7	340	767	79,5	594	78,6	319,44	317	0,27	3,93	1057	509	73,3
AVE	271,48	271	1020	4,06	0,61	2,95	0,24	950	89,6	1002	78,6	90,17	1161	3,873	0,000	0,001	0,41	879	80,0	15,06	814	77,3	914	97,4	317	712	80,3	943	121,7	322	776	80	614	78,7	316,72	317	0,28	4,09	1056	507	72,4
																												Morning		Afternoon		Night									
																												SBR & Ind		Dir&Drep		sdp-afi									

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri

Grissik Station to Sakernan Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)
10	0.0	1.0	SPIRAL WELD START										
	0.0	1.0	GRISSIK STATION DURI LINE										
	0.3	1.4	INT MFG	18%	14%	75	53	10.31		06:15	-2.28828760	103.93527733	45.976
	1.0	2.0	25 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-2.28828143	103.93527739	45.937
	3.9	4.9	SUPPORT								-2.28825159	103.93527766	45.746
20	4.3	5.3									-2.28824748	103.93527770	45.719
	0.8	6.1	BALL VALVE								-2.28823925	103.93527778	45.668
30	1.6	6.8									-2.28823205	103.93527787	45.624
	0.4	7.2	25 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-2.28822793	103.93527793	45.599
	0.4	7.3	SUPPORT								-2.28822690	103.93527794	45.592
	0.6	7.5	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-2.28822485	103.93527797	45.580
40	3.7	10.6									-2.28819296	103.93527844	45.384
	0.0	10.6	LONGNL SUB ARC WELD START								-2.28819296	103.93527844	45.384
	0.5	11.1	700 MM OFFTAKE-FORGED							03:00	-2.28818781	103.93527852	45.352
50	1.0	11.6									-2.28818267	103.93527861	45.319
	0.0	11.6	SPIRAL WELD START								-2.28818267	103.93527861	45.319
	0.8	12.4	C.P. POINT								-2.28817444	103.93527876	45.269
60	0.9	12.5									-2.28817341	103.93527878	45.263
	0.7	13.1	JOINT-INSULATED								-2.28816724	103.93527894	45.227
70	1.3	13.8									-2.28816004	103.93527912	45.183
	0.1	13.9	C.P. POINT								-2.28815901	103.93527915	45.175
	0.3	14.0	SUPPORT								-2.28815798	103.93527917	45.167
80	0.4	14.2									-2.28815593	103.93527922	45.147
	0.0	14.2	LONGNL SUB ARC WELD START								-2.28815593	103.93527922	45.147
90	1.5	15.8									-2.28814075	103.93527965	44.838
	0.0	15.8	SPIRAL WELD START								-2.28814075	103.93527965	44.838
	7.3	23.1	INT MFG	9%	9%	49	58	10.31		05:15	-2.28807762	103.93528172	42.958
100	8.0	23.8									-2.28807155	103.93528190	42.783
	0.0	23.8	LONGNL SUB ARC WELD START								-2.28807155	103.93528190	42.783
	0.8	24.6	BEND-FORGED UNDER								-2.28806449	103.93528214	42.651
110	1.5	25.3									-2.28805824	103.93528242	42.611
	0.0	25.3	SPIRAL WELD START								-2.28805824	103.93528242	42.611
	3.8	29.2	FULL CIRC FITTING								-2.28802332	103.93528353	42.590
	4.3	29.7	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-2.28801884	103.93528367	42.587
	4.9	30.2	FULL CIRC FITTING								-2.28801437	103.93528381	42.585
120	12.6	37.9									-2.28794542	103.93528580	42.538
130	6.2	44.1									-2.28788989	103.93528693	42.504
140	6.4	50.5									-2.28783257	103.93528781	42.558
150	12.5	62.9	NWT 10.31/9.53MM								-2.28772150	103.93528880	42.737
	0.0	62.9	LONGNL SUB ARC WELD START								-2.28772150	103.93528880	42.737

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Grissik Station to Sakernan Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)
	5.8	68.8	BEND-COLD OVER								-2.28766868	103.93528906	42.657
160	12.4	75.4									-2.28761024	103.93528899	41.670
170	12.0	87.4									-2.28750437	103.93528857	39.595
	5.9	93.3	BEND-COLD UNDER								-2.28745219	103.93528836	38.671
180	12.5	99.9									-2.28739310	103.93528799	38.492
190	10.7	110.5									-2.28729815	103.93528790	38.302
200	12.4	122.9									-2.28718716	103.93528872	37.811
	6.1	129.0	BEND-COLD OVER								-2.28713254	103.93528927	37.594
210	12.5	135.4									-2.28707526	103.93528972	37.313
	0.0	135.4	SPIRAL WELD START								-2.28707526	103.93528972	37.313
220	11.9	147.2									-2.28696960	103.93529052	36.936
	0.0	147.2	LONGNL SUB ARC WELD START								-2.28696960	103.93529052	36.936
	5.7	153.0	BEND-COLD OVER								-2.28691769	103.93529073	36.714
230	12.4	159.7									-2.28685835	103.93529021	35.720
	6.2	165.9	BEND-COLD UNDER								-2.28680341	103.93528945	34.817
240	12.5	172.2									-2.28674700	103.93528918	34.635
	6.2	178.4	BEND-COLD UNDER								-2.28669149	103.93528909	34.490
250	12.5	184.7									-2.28663546	103.93528930	35.213
	7.0	191.7	BEND-COLD OVER								-2.28657339	103.93529016	36.173
260	12.5	197.1									-2.28652505	103.93529037	36.351
	2.1	199.2	EXT ML	13%	7%	55	373	9.53	0.849	11:00	-2.28650624	103.93529046	36.400
	2.8	199.9	EXT ML	8%	8%	43	76	9.53	0.842	06:00	-2.28649997	103.93529049	36.416
	6.3	203.5	BEND-COLD UNDER								-2.28646773	103.93529061	36.506
270	12.3	209.5									-2.28641404	103.93529086	36.770
280	12.4	221.9									-2.28630306	103.93529175	37.290
	12.4	234.2	EXT ML	17%	13%	39	139	9.53	0.847	04:45	-2.28619298	103.93529286	37.788
	12.4	234.2	EXT ML	8%	8%	32	51	9.53	0.841	03:00	-2.28619298	103.93529286	37.788
	12.4	234.3	EXT ML	17%	17%	37	15	9.53	0.846	02:15	-2.28619208	103.93529287	37.790
290	12.5	234.3									-2.28619208	103.93529287	37.790
	0.1	234.4	EXT ML	8%	8%	27	40	9.53	0.840	03:00	-2.28619119	103.93529288	37.793
	12.0	246.3	EXT ML	7%	7%	37	50	9.53	0.841	06:00	-2.28608461	103.93529424	38.030
300	12.1	246.4									-2.28608372	103.93529425	38.033
	0.1	246.5	EXT ML	8%	8%	27	42	9.53	0.840	06:45	-2.28608282	103.93529426	38.035
	12.3	258.7	EXT ML	17%	10%	186	191	9.53	0.898	08:45	-2.28597360	103.93529617	38.413
310	12.4	258.8									-2.28597271	103.93529619	38.416
	0.0	258.9	EXT ML	8%	8%	32	67	9.53	0.841	08:30	-2.28597181	103.93529621	38.418
	6.3	265.1	BEND-COLD LEFT								-2.28591634	103.93529547	38.562
320	12.2	271.0									-2.28586457	103.93528512	38.588
	6.7	277.7	BEND-COLD LEFT								-2.28580712	103.93526804	38.569
330	12.5	283.5									-2.28576131	103.93524373	38.411
	6.8	290.3	BEND-COLD LEFT								-2.28571007	103.93521104	38.210

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Grissik Station to Sakernan Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)
340	12.5	296.0									-2.28567312	103.93517600	38.012
	0.0	296.0	100 MM GIRTH WELD ANOMALY							04:30	-2.28567312	103.93517600	38.012
	0.4	296.4	*EXT ML	12%	7%	61	774	9.53	0.850	07:15	-2.28567062	103.93517344	37.998
	0.8	296.7	EXT ML	8%	7%	103	917	9.53	0.854	07:00	-2.28566874	103.93517152	37.989
	7.9	303.8	EXT ML	15%	12%	119	245	9.53	0.874	08:15	-2.28562436	103.93512614	37.756
	7.9	303.9	*EXT ML	21%	21%	61	79	9.53	0.861	12:15	-2.28562373	103.93512550	37.752
	7.9	303.9	EXT ML	15%	11%	170	789	9.53	0.887	06:15	-2.28562373	103.93512550	37.752
350	8.0	304.0									-2.28562310	103.93512487	37.748
	0.1	304.0	EXT ML	4%	4%	32	107	9.53	0.839	09:45	-2.28562310	103.93512487	37.748
	0.1	304.0	EXT ML	11%	11%	27	24	9.53	0.841	08:45	-2.28562310	103.93512487	37.748
	5.8	309.8	BEND-COLD OVER								-2.28558674	103.93508794	37.461
	12.4	316.3	EXT ML	17%	9%	194	257	9.53	0.899	03:45	-2.28554886	103.93504447	36.632
360	12.5	316.4									-2.28554828	103.93504380	36.619
	0.1	316.5	EXT ML	7%	7%	27	80	9.53	0.840	06:30	-2.28554770	103.93504313	36.605
	0.1	316.5	EXT ML	9%	9%	27	33	9.53	0.840	04:00	-2.28554770	103.93504313	36.605
	0.1	316.5	EXT ML	9%	9%	27	35	9.53	0.840	05:00	-2.28554770	103.93504313	36.605
	0.1	316.5	EXT ML	17%	17%	27	16	9.53	0.842	09:30	-2.28554770	103.93504313	36.605
	6.4	322.8	BEND-COLD LEFT								-2.28551211	103.93500021	35.715
370	12.5	328.9									-2.28548412	103.93495440	34.654
	0.1	328.9	EXT ML	8%	8%	27	52	9.53	0.840	04:45	-2.28548412	103.93495440	34.654
380	12.4	341.3									-2.28542844	103.93486037	32.573
	5.9	347.1	BEND-COLD OVER								-2.28540229	103.93481630	31.689
390	12.4	353.7									-2.28537295	103.93476614	30.550
	5.8	359.5	BEND-COLD OVER								-2.28534730	103.93472200	29.540
400	12.5	366.1									-2.28531907	103.93467274	27.756
	0.0	366.1	SPIRAL WELD START								-2.28531907	103.93467274	27.756
	2.8	369.0	INT MFG	6%	6%	52	58	9.53		08:15	-2.28530678	103.93465103	26.972
	6.3	372.4	BEND-COLD UNDER								-2.28529205	103.93462520	26.277
410	12.5	378.7									-2.28526419	103.93457641	25.938
	5.6	384.2	BEND-COLD UNDER								-2.28524005	103.93453358	25.848
420	11.9	390.5									-2.28521262	103.93448452	26.244
	0.0	390.5	LONGNL SUB ARC WELD S START								-2.28521262	103.93448452	26.244
430	12.4	403.0									-2.28515911	103.93438666	27.019
	6.0	409.0	BEND-COLD OVER								-2.28513359	103.93433960	27.381
440	12.4	415.4									-2.28510628	103.93428934	27.532
	0.0	415.4	EXT ML	9%	9%	47	44	9.53	0.844	08:15	-2.28510628	103.93428934	27.532
	6.5	421.9	BEND-COLD OVER								-2.28507777	103.93423876	27.502
450	12.5	427.9									-2.28504928	103.93419432	26.458
	5.7	433.6	BEND-COLD UNDER								-2.28502167	103.93415243	25.476
460	12.1	440.0									-2.28498967	103.93410505	25.246
470	12.0	452.0									-2.28492872	103.93401680	24.870

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Grissik Station to Sakernan Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)
480	5.7	457.7	BEND-COLD UNDER								-2.28489979	103.93397487	24.784
	12.1	464.1									-2.28486772	103.93392803	25.558
	6.0	470.0	BEND-COLD OVER								-2.28483837	103.93388477	26.336
490	12.4	476.4	EXT ML	9%	9%	27	69	9.53	0.840	08:45	-2.28480648	103.93383729	26.534
	12.4	476.5									-2.28480598	103.93383655	26.537
	500	488.9									-2.28474469	103.93374422	26.925
510	12.4	501.3									-2.28468367	103.93365184	27.595
	6.4	507.7	BEND-COLD LEFT								-2.28465328	103.93360351	27.974
	12.3	513.6	EXT ML	12%	12%	31	85	9.53	0.842	09:15	-2.28463131	103.93355558	27.998
520	12.4	513.7	EXT ML	5%	5%	73	122	9.53	0.844	07:45	-2.28463095	103.93355477	27.998
	12.5	513.8									-2.28463059	103.93355395	27.998
	5.7	519.5	BEND-COLD OVER								-2.28461020	103.93350726	27.977
530	12.3	526.1	EXT ML	12%	12%	27	36	9.53	0.841	02:45	-2.28458683	103.93345312	27.785
	12.4	526.2									-2.28458647	103.93345230	27.783
	6.0	532.2	BEND-COLD OVER								-2.28456515	103.93340310	27.688
540	12.4	538.6									-2.28454256	103.93335072	27.210
	5.9	544.5	BEND-COLD OVER								-2.28452177	103.93330250	26.682
	12.4	551.1									-2.28449872	103.93324964	25.307
550	5.4	556.5	BEND-COLD UNDER								-2.28447975	103.93320628	24.273
	12.5	563.6									-2.28445383	103.93314842	24.095
	6.1	569.7	BEND-COLD UNDER								-2.28443143	103.93309878	24.264
570	12.5	576.1									-2.28440813	103.93304755	25.387
	5.8	581.9	BEND-COLD UNDER								-2.28438706	103.93300136	26.552
	12.5	588.5									-2.28436383	103.93294984	28.431
580	0.1	588.6	EXT-ML	7%	7%	27	75	9.53	0.840	08:15	-2.28436348	103.93294906	28.461
	5.9	594.5	BEND-COLD OVER								-2.28434286	103.93290283	30.095
	12.5	601.0									-2.28431939	103.93285036	31.017
600	12.4	613.5								-2.28427451	103.93274921	32.726	
610	11.0	624.4								-2.28423574	103.93266112	34.414	
620	12.4	636.8									-2.28419225	103.93256058	36.286
	5.9	642.8	BEND-COLD OVER								-2.28417137	103.93251178	37.139
	12.4	649.2	EXT ML	6%	6%	27	79	9.53	0.839	02:30	-2.28414896	103.93245945	37.762
630	12.5	649.3									-2.28414861	103.93245863	37.771
	0.1	649.4	EXT ML	14%	14%	37	70	9.53	0.844	02:15	-2.28414826	103.93245781	37.780
	5.6	654.9	BEND-COLD OVER								-2.28412879	103.93241285	38.220
640	10.0	659.3	EXT ML	8%	8%	116	199	9.53	0.856	05:45	-2.28411300	103.93237683	38.262
	12.4	661.7									-2.28410434	103.93235721	38.265
	6.0	667.7	BEND-COLD OVER								-2.28408280	103.93230810	38.220
650	12.4	674.1									-2.28406003	103.93225590	37.628
	6.1	680.2	BEND-COLD OVER								-2.28403831	103.93220624	36.971
	660	12.4	686.6								-2.28401551	103.93215435	36.107

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Grissik Station to Sakernan Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Altitude (m)
670	0.1	686.6	EXT ML	13%	13%	27	30	9.53	0.841	05:45	-2.28401551	103.93215435	36.107
	12.4	699.0									-2.28397083	103.93205383	34.603
	2.9	701.9	INT MFG	9%	9%	37	54	9.53		04:00	-2.28396034	103.93203035	34.243
680	12.2	711.1	EXT ML	12%	4%	248	480	9.53	0.886	03:45	-2.28392669	103.93195603	33.089
	12.2	711.2	EXT ML	12%	11%	27	76	9.53	0.841	07:00	-2.28392633	103.93195522	33.077
	12.2	711.2	EXT ML	20%	20%	27	12	9.53	0.843	07:30	-2.28392633	103.93195522	33.077
	12.3	711.3	EXT ML	10%	10%	27	90	9.53	0.840	06:00	-2.28392596	103.93195441	33.065
	12.3	711.3									-2.28392596	103.93195441	33.065
	10.2	721.5	EXT ML	7%	7%	36	89	9.53	0.841	09:00	-2.28388825	103.93187220	31.785
	12.3	723.6	EXT ML	10%	7%	22	255	9.53	0.840	01:45	-2.28388038	103.93185535	31.506
	12.3	723.6	EXT ML	7%	7%	32	80	9.53	0.840	04:00	-2.28388038	103.93185535	31.506
	12.4	723.7									-2.28388001	103.93185455	31.492
	0.0	723.7	EXT ML	10%	4%	94	557	9.53	0.856	03:30	-2.28388001	103.93185455	31.492
700	12.1	735.8									-2.28383418	103.93175791	29.696
	0.1	735.9	EXT ML	11%	11%	27	22	9.53	0.841	06:45	-2.28383380	103.93175712	29.680
710	0.1	735.9	EXT ML	11%	9%	39	143	9.53	0.843	07:30	-2.28383380	103.93175712	29.680
	12.4	748.2									-2.28378705	103.93165914	27.742
720	12.3	760.5	*EXT ML	15%	9%	228	577	9.53	0.896	08:45	-2.28374004	103.93156117	25.880
	12.4	760.6									-2.28373966	103.93156037	25.864
730	0.1	760.7	*EXT ML	7%	7%	52	215	9.53	0.843	07:30	-2.28373928	103.93155958	25.847
	12.4	773.1									-2.28369241	103.93146066	23.907
740	6.1	779.1	BEND-COLD UNDER								-2.28366967	103.93141263	23.100
	6.9	779.9	EXT ML	7%	7%	59	95	9.53	0.845	10:30	-2.28366663	103.93140620	23.021
750	12.4	785.5									-2.28364533	103.93136111	22.534
	5.9	791.3	BEND-COLD OVER								-2.28362347	103.93131430	22.047
760	12.4	797.9									-2.28359931	103.93126110	21.143
	6.2	804.1	BEND-COLD UNDER								-2.28357680	103.93121094	20.381
770	12.5	810.3									-2.28355416	103.93116038	20.322
	5.8	816.1	BEND-COLD UNDER								-2.28353280	103.93111318	20.463
780	11.6	821.9									-2.28351101	103.93106695	21.413
	5.9	827.8	BEND-COLD OVER								-2.28348898	103.93102004	22.497
790	12.4	834.4									-2.28346433	103.93096683	23.210
	12.1	846.5									-2.28341946	103.93086914	24.528
800	12.3	858.8									-2.28337448	103.93076961	25.922
	0.1	858.8	EXT ML	11%	11%	27	24	9.53	0.841	05:30	-2.28337448	103.93076961	25.922
810	5.8	864.5	BEND-COLD OVER								-2.28335368	103.93072350	26.598
	11.9	870.7	EXT ML	10%	7%	50	220	9.53	0.845	08:30	-2.28333058	103.93067325	26.999
	12.0	870.8									-2.28333020	103.93067244	27.005
	0.0	870.8	EXT ML	8%	7%	68	157	9.53	0.847	08:45	-2.28333020	103.93067244	27.005
	0.1	870.9	EXT ML	11%	10%	34	79	9.53	0.842	07:15	-2.28332983	103.93067163	27.011
	6.0	876.8	BEND-COLD OVER								-2.28330788	103.93062377	27.341

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Sakernan Station to Belilas Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	0.0	1.9											
	0.0	1.9	SPIRAL WELD START SAKERNAN STATION										
	1.0	2.9	BALL VALVE										
20	2.1	4.0											
	0.1	4.1	25 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00			
	0.2	4.2	*EXT ML	18%	11%	90	32	12.70	0.865	04:30			
	0.7	4.6	SUPPORT										
30	0.8	4.8											
	1.1	5.9	BALL VALVE										
	1.8	6.6	*EXT ML	34%	26%	43	178	12.70	0.856	09:00			
40	2.2	7.0											
	0.1	7.1	25 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00			
50	0.2	7.2											
	0.5	7.7	600 MM OFFTAKE-FORGED							03:00			
60	1.3	8.5											
	0.3	8.8	SUPPORT										
70	0.9	9.4											
	1.0	10.3	BALL VALVE										
80	2.0	11.3											
	0.3	11.6	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00			
	0.6	11.9	SUPPORT										
	1.1	12.4	CLOSE METAL OBJECT							12:15			
	1.7	13.0	100 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00			
90	3.7	15.0											
	0.0	15.0	LONGNL SUB ARC WELD START										
	0.5	15.6	650 MM OFFTAKE-FORGED							09:00			
100	1.1	16.1											
	0.7	16.8	C.P. POINT										
110	0.8	16.9											
	0.6	17.6	JOINT-INSULATED										
120	1.3	18.2											
	0.0	18.2	SPIRAL WELD START										
	0.1	18.4	C.P. POINT										
	0.5	18.8	SUPPORT										
130	1.4	19.7											
	0.0	19.7	LONGNL SUB ARC WELD START										
	0.8	20.5	BEND-FORGED OVER								-1.35981932	103.32394295	35.986
140	1.5	21.2									-1.35982878	103.32393245	35.200
	0.0	21.2	SPIRAL WELD START								-1.35982878	103.32393245	35.200
150	8.0	29.2									-1.35979602	103.32387067	33.625
	0.0	29.2	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35979602	103.32387067	33.625
	0.8	30.0	BEND-FORGED UNDER								-1.35979244	103.32386444	33.483

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Sakernan Station to Belilas Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	1.5	30.7	EXT ML	20%	20%	29	40	12.70	0.843	06:30	-1.35978925	103.32385892	33.437
160	1.6	30.8									-1.35978879	103.32385813	33.434
	0.0	30.8	SPIRAL WELD START								-1.35978879	103.32385813	33.434
	0.7	31.5	FULL CIRC FITTING								-1.35978558	103.32385282	33.421
	1.2	32.0	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-1.35978328	103.32384867	33.413
	1.7	32.5	FULL CIRC FITTING								-1.35978099	103.32384473	33.405
170	2.2	33.0	NWT 12.70/9.53MM								-1.35977870	103.32384078	33.396
	0.0	33.0	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35977870	103.32384078	33.396
	4.2	37.2	BEND-COLD UNDER								-1.35975869	103.32380813	33.508
180	9.8	42.8									-1.35972865	103.32376774	34.465
190	12.4	55.2	NWT 9.53/8.73MM								-1.35966096	103.32368014	37.093
	0.0	55.2	SPIRAL WELD START								-1.35966096	103.32368014	37.093
	6.0	61.2	BEND-COLD OVER								-1.35962843	103.32363726	38.214
200	12.2	67.5									-1.35959542	103.32359028	38.531
	6.4	73.9	BEND-COLD OVER								-1.35956288	103.32354176	38.554
210	12.3	79.7									-1.35953586	103.32349645	38.069
	7.3	87.0	BEND-COLD OVER								-1.35950230	103.32343931	37.309
220	12.3	92.0									-1.35947932	103.32340094	36.300
	6.1	98.1	BEND-COLD UNDER								-1.35945114	103.32335426	35.048
230	12.5	104.4	NWT 8.73/8.53MM								-1.35942177	103.32330537	34.231
	0.0	104.4	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35942177	103.32330537	34.231
	5.9	110.4	BEND-COLD UNDER								-1.35939386	103.32325852	33.741
240	12.5	117.0	NWT 9.53/8.73MM								-1.35936410	103.32320650	34.380
	0.0	117.0	SPIRAL WELD START								-1.35936410	103.32320650	34.380
	6.6	123.6	BEND-COLD UNDER								-1.35933434	103.32315457	35.133
250	12.3	129.2									-1.35930922	103.32311054	35.859
	6.2	135.5	BEND-COLD OVER								-1.35928112	103.32306095	36.703
260	11.1	140.3	INT MFG	4%	4%	26	86	8.73		07:30	-1.35925960	103.32302313	37.265
	11.2	140.4									-1.35925915	103.32302234	37.277
	1.3	141.7	INT MFG	10%	10%	21	23	8.73		05:00	-1.35925333	103.32301210	37.431
	3.2	143.7	INT MFG	12%	7%	55	73	8.73		06:15	-1.35924439	103.32299633	37.667
270	10.5	150.9									-1.35921215	103.32293956	38.502
	9.1	160.0	BEND-COLD LEFT								-1.35917163	103.32286769	39.559
280	12.2	163.1									-1.35915863	103.32284278	39.933
	6.1	169.2	BEND-COLD UNDER								-1.35913329	103.32279374	40.729
290	12.4	175.5									-1.35910775	103.32274395	42.198
	5.4	180.9	BEND-COLD OVER								-1.35908569	103.32270143	43.488
300	9.6	185.1									-1.35906827	103.32266815	44.333
	5.6	190.8	BEND-COLD OVER								-1.35904461	103.32262281	45.398
310	12.2	197.3									-1.35901730	103.32257071	46.251
	6.9	204.3	BEND-COLD OVER								-1.35898781	103.32251446	47.019
320	12.4	209.7									-1.35896496	103.32247099	47.474
330	12.4	222.2									-1.35891223	103.32237039	48.689

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Sakernan Station to Belilas Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	3.3	225.4	BEND-COLD RIGHT								-1.35889861	103.32234473	48.993
	12.3	234.5	EXT ML	18%	15%	69	149	8.73	0.862	09:30	-1.35885655	103.32227344	49.762
340	12.5	234.6									-1.35885609	103.32227266	49.769
350	12.5	247.1									-1.35879777	103.32217485	50.548
	6.1	253.2	BEND-COLD OVER								-1.35876940	103.32212710	50.969
360	11.3	258.4									-1.35874517	103.32208632	51.161
	6.0	264.3	BEND-COLD OVER								-1.35871753	103.32204013	51.267
370	12.0	270.4									-1.35868906	103.32199269	50.597
	6.7	277.0	BEND-COLD OVER								-1.35865839	103.32194184	49.471
	8.6	279.0	INT MFG	12%	12%	17	20	8.73		08:15	-1.35864913	103.32192672	48.985
	11.8	282.2	INT MFG	10%	10%	23	25	8.73		10:45	-1.35863442	103.32190274	48.111
	12.1	282.5	INT MFG	13%	13%	26	25	8.73		11:15	-1.35863304	103.32190050	48.028
380	12.3	282.6									-1.35863257	103.32189975	48.000
	2.4	285.0	INT MFG	12%	12%	46	28	8.73		03:00	-1.35862152	103.32188180	47.334
	10.0	292.7	INT MFG	12%	12%	29	25	8.73		09:15	-1.35858594	103.32182418	45.238
390	12.3	294.9									-1.35857573	103.32180767	44.665
	7.0	301.9	BEND-COLD UNDER								-1.35854305	103.32175499	42.941
400	12.5	307.4									-1.35851718	103.32171279	42.005
410	11.6	318.9									-1.35846282	103.32162448	40.183
	6.6	325.5	BEND-COLD OVER								-1.35843163	103.32157388	39.085
	12.3	331.3	EXT ML	13%	13%	27	33	8.73	0.842	07:00	-1.35840431	103.32152967	37.958
	12.3	331.3	EXT ML	13%	13%	27	28	8.73	0.842	07:30	-1.35840431	103.32152967	37.958
420	12.4	331.4									-1.35840384	103.32152890	37.939
	2.9	334.3	BEND-COLD LEFT								-1.35839023	103.32150675	37.384
430	12.4	343.8									-1.35834772	103.32143306	35.517
	6.6	350.4	BEND-COLD UNDER								-1.35831800	103.32138211	34.155
440	12.5	356.2									-1.35829176	103.32133682	33.271
	6.8	363.0	BEND-COLD UNDER								-1.35826107	103.32128359	32.298
450	12.3	368.5									-1.35823627	103.32124022	31.757
460	12.4	380.9									-1.35818084	103.32114206	30.640
	7.2	388.1	BEND-COLD UNDER								-1.35814870	103.32108499	30.041
470	12.3	393.2	NWT 8.73/9.53MM								-1.35812601	103.32104437	29.924
	0.0	393.2	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35812601	103.32104437	29.924
	6.6	399.8	BEND-COLD UNDER								-1.35809664	103.32099179	29.817
480	12.4	405.6	NWT 9.53/8.73MM								-1.35807104	103.32094555	30.149
	0.0	405.6	SPIRAL WELD START								-1.35807104	103.32094555	30.149
	6.5	412.1	BEND-COLD UNDER								-1.35804229	103.32089379	30.555
490	12.2	417.8									-1.35801716	103.32084866	31.239
	5.8	423.6	BEND-COLD UNDER								-1.35799174	103.32080275	32.002
500	12.3	430.1									-1.35796390	103.32075228	33.553
	2.3	432.5	BEND-COLD UNDER								-1.35795380	103.32073373	34.199
510	7.8	437.9									-1.35793225	103.32069262	36.038
	6.7	444.6	BEND-COLD OVER								-1.35790577	103.32064188	38.434

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Sakernan Station to Belilas Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
520	12.4	450.3									-1.35788312	103.32059853	40.405
	6.1	456.5	BEND-COLD OVER								-1.35786842	103.32055130	42.517
	12.4	462.8	EXT ML	18%	13%	67	75	8.73	0.858	04:45	-1.35783258	103.32050281	44.405
530	12.5	462.8									-1.35783258	103.32050281	44.405
	1.7	464.5	INT MFG	12%	12%	34	29	8.73		01:15	-1.35782564	103.32048987	44.898
	1.7	464.6	INT MFG	7%	7%	24	41	8.73		12:30	-1.35782523	103.32048889	44.927
	3.5	466.3	INT MFG	3%	3%	35	62	8.73		11:15	-1.35781831	103.32047573	45.419
540	12.3	475.1									-1.35778283	103.32040737	47.952
	6.3	481.4	BEND-COLD OVER								-1.35775772	103.32035817	49.727
	12.2	487.2	EXT ML	5%	5%	37	294	8.73	0.840	02:15	-1.35773345	103.32031235	50.912
	12.3	487.3	EXT ML	15%	15%	27	14	8.73	0.842	05:15	-1.35773303	103.32031156	50.931
	12.3	487.4	EXT ML	15%	15%	27	12	8.73	0.842	10:00	-1.35773261	103.32031077	50.950
550	12.3	487.4									-1.35773261	103.32031077	50.950
	6.3	493.7	BEND-COLD OVER								-1.35770616	103.32026067	52.039
560	12.5	499.9									-1.35767944	103.32021129	52.831
570	12.3	512.2									-1.35762646	103.32011325	54.327
	6.1	518.3	BEND-COLD OVER								-1.35760018	103.32006455	55.008
	11.4	523.6	EXT ML	6%	6%	67	106	8.73	0.845	05:30	-1.35757694	103.32002227	55.395
580	11.4	523.7									-1.35757650	103.32002147	55.402
	0.1	523.7	EXT ML	11%	9%	36	67	8.73	0.843	06:00	-1.35757650	103.32002147	55.402
	4.7	528.3	LINE MARKER KP 136								-1.35755638	103.31998474	55.722
	6.3	529.9	BEND-COLD OVER								-1.35754937	103.31997196	55.811
	12.3	536.0	EXT ML	7%	7%	25	106	8.73	0.840	02:15	-1.35752228	103.31992332	55.894
	12.3	536.0	EXT ML	10%	10%	27	33	8.73	0.841	03:00	-1.35752228	103.31992332	55.894
	12.3	536.0	EXT ML	15%	15%	27	38	8.73	0.842	03:30	-1.35752228	103.31992332	55.894
590	12.4	536.1									-1.35752183	103.31992253	55.895
	0.0	536.1	EXT ML	10%	9%	84	110	8.73	0.855	03:45	-1.35752183	103.31992253	55.895
600	12.4	548.5									-1.35746674	103.31982367	55.946
	6.1	554.6	BEND-COLD OVER								-1.35743939	103.31977519	55.997
610	12.4	560.9	NWT 8.73/9.53MM								-1.35741001	103.31972585	55.665
	0.0	560.9	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35741001	103.31972585	55.665
	5.2	566.1	BEND-COLD LEFT								-1.35738598	103.31968507	55.281
620	12.4	573.3									-1.35736744	103.31962601	54.857
630	12.4	585.7	NWT 9.53/8.73MM								-1.35730862	103.31952418	54.047
	0.0	585.7	SPIRAL WELD START								-1.35730862	103.31952418	54.047
	6.3	592.0	BEND-COLD UNDER								-1.35728389	103.31947237	53.698
640	12.4	598.2									-1.35726053	103.31942083	53.665
	6.3	604.5	BEND-COLD OVER								-1.35723687	103.31936842	53.645
650	12.4	610.6									-1.35721314	103.31931808	53.466
	8.5	619.1	INT MFG	20%	20%	27	34	8.73		09:45	-1.35717998	103.31924797	53.272
	10.9	621.6	INT MFG	13%	13%	47	49	8.73		09:15	-1.35717019	103.31922736	53.223
	11.4	622.0	EXT ML	13%	13%	47	27	8.73	0.847	11:15	-1.35716862	103.31922407	53.216
660	11.4	622.0									-1.35716862	103.31922407	53.216

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Sakernan Station to Belilas Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	10.7	632.7	INT MFG	12%	12%	24	26	8.73		03:15	-1.35712625	103.31913609	53.070
670	11.5	633.5									-1.35712306	103.31912952	53.059
680	12.3	645.8									-1.35707372	103.31902870	53.142
	0.0	645.8	55 MM GIRTH WELD ANOMALY							05:00	-1.35707372	103.31902870	53.142
	6.9	652.7	BEND-COLD UNDER								-1.35704589	103.31897226	53.447
690	12.4	658.2									-1.35702432	103.31892719	53.996
	4.2	662.3	BEND-COLD UNDER								-1.35700823	103.31889361	54.415
	9.6	667.7	EXT ML	14%	14%	42	27	8.73	0.846	09:45	-1.35698785	103.31884927	55.200
700	9.7	667.9									-1.35698710	103.31884763	55.230
	8.9	676.7	INT MFG	4%	3%	22	180	8.73		11:30	-1.35695363	103.31877555	56.549
	12.1	679.9	EXT ML	14%	10%	58	276	8.73	0.852	02:45	-1.35694133	103.31874942	57.048
	12.1	680.0	EXT ML	9%	9%	32	55	8.73	0.841	08:45	-1.35694095	103.31874860	57.064
710	12.2	680.1									-1.35694056	103.31874779	57.079
	0.0	680.1	EXT ML	7%	7%	27	52	8.73	0.840	04:15	-1.35694056	103.31874779	57.079
720	11.1	691.2									-1.35689746	103.31865729	58.750
	0.1	691.2	EXT ML	9%	6%	41	227	8.73	0.843	08:00	-1.35689746	103.31865729	58.750
	7.9	699.1	EXT ML	10%	7%	152	190	8.73	0.868	04:15	-1.35686654	103.31859296	59.922
730	12.5	703.6									-1.35684882	103.31855642	60.623
740	10.1	713.7									-1.35680884	103.31847456	62.226
750	12.4	726.2									-1.35675894	103.31837315	64.020
	10.5	736.6	EXT ML	13%	13%	26	26	8.73	0.841	10:15	-1.35671703	103.31828868	65.288
760	12.5	738.7									-1.35670850	103.31827159	65.492
	6.1	744.7	BEND-COLD OVER								-1.35668407	103.31822275	65.998
770	11.0	749.7									-1.35666266	103.31818246	66.203
	0.7	750.5	DENT							09:30	-1.35665921	103.31817603	66.232
780	1.8	751.5	NWT 8.73/9.53MM								-1.35665488	103.31816800	66.268
	0.0	751.5	LONGNL SUB ARC WELD START								-1.35665488	103.31816800	66.268
790	12.4	763.9									-1.35665989	103.31806907	66.552
	5.8	769.7	BEND-COLD OVER								-1.35667375	103.31802303	66.522
800	12.4	776.4	NWT 9.53/8.73MM								-1.35664183	103.31797155	65.596
	0.0	776.4	SPIRAL WELD START								-1.35664183	103.31797155	65.596
	7.5	783.9	BEND-COLD OVER								-1.35660563	103.31791446	64.397
810	12.2	788.6									-1.35648278	103.31787915	63.456
820	3.0	791.6									-1.35646819	103.31785655	62.885
	4.2	795.8	BEND-COLD OVER								-1.35644800	103.31782485	62.041
	9.2	800.8	EXT ML	10%	10%	27	33	8.73	0.841	05:30	-1.35642387	103.31778748	60.906
	9.3	800.9	EXT ML	10%	10%	27	37	8.73	0.841	11:15	-1.35642339	103.31778673	60.883
830	9.3	800.9									-1.35642339	103.31778673	60.883
	0.0	800.9	EXT ML	12%	8%	78	284	8.73	0.856	05:45	-1.35642339	103.31778673	60.883
840	12.4	813.3									-1.35636373	103.31769450	57.846
850	12.5	825.8									-1.35630367	103.31760256	54.402
	6.2	832.0	BEND-COLD UNDER								-1.35627388	103.31755693	52.699
860	12.4	838.1									-1.35624457	103.31751146	51.234

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Belilas Station to Pangkalan Kerinci Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
10	0.0	0.7	SPIRAL WELD START										
	0.0	0.7	BELITAS STATION										
	1.0	1.7	BALL VALVE										
20	2.0	2.6											
30	1.0	3.7									-5.6912539	102.39596106	18.681
	0.4	4.0	BEND-FORGED OVER								-5.6912353	102.39595917	18.631
40	0.9	4.5									-5.6912053	102.39595611	18.484
50	2.7	7.3									-5.6910455	102.39593934	17.405
	2.2	9.4	*EXT ML	23%	23%	29	27	9.53	0.845	08:30	-5.6909249	102.39592679	16.802
	2.5	9.8	CLOSE METAL OBJECT							08:00	-5.6909019	102.39592440	16.449
	2.8	10.1	CLOSE METAL OBJECT							08:00	-5.6908847	102.39592261	16.334
60	4.2	11.4									-5.6908097	102.39591478	15.857
	0.4	11.8	BEND-FORGED UNDER								-5.6907857	102.39591224	15.767
70	0.8	12.3									-5.6907550	102.39590900	15.726
80	1.0	13.3									-5.6906928	102.39590253	15.744
	0.7	13.9	BALL VALVE								-5.6906656	102.39589864	15.754
90	1.3	14.6	NWT 9.53/8.73MM								-5.6906121	102.39589412	15.761
100	0.6	15.1									-5.6905807	102.39589091	15.763
	0.6	15.7	25 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-5.6905432	102.39588705	15.763
	1.8	17.0	800 MM OFFTAKE-STOPPLE							12:00	-5.6904617	102.39587870	15.768
	4.3	19.5	500 MM OFFTAKE-STOPPLE							12:00	-5.6903052	102.39586263	15.775
	5.7	20.8	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	-5.6902240	102.39585426	15.777
	6.7	21.9	CLOSE METAL OBJECT							12:00	-5.6901552	102.39584719	15.784
110	12.6	27.7									-5.6897924	102.39580988	15.828
120	12.5	40.2									-5.6890103	102.39572950	15.895
130	12.5	52.7									-5.6882294	102.39564901	16.032
140	12.3	64.9									-5.6874680	102.39557037	16.131
150	12.5	77.4	NWT 8.73/8.53MM								-5.6866824	102.39549033	16.125
	0.0	77.4	LONGNL SUB ARC WELD START								-5.6866824	102.39549033	16.125
160	2.7	80.1									-5.6865125	102.39547306	16.118
170	1.5	81.6									-5.6864189	102.39546339	16.112
	0.5	82.1	500 MM OFFTAKE-FORGED							12:00	-5.6863876	102.39546018	16.111
180	1.1	82.7									-5.6863501	102.39545631	16.108
	0.0	82.7	SPIRAL WELD START								-5.6863501	102.39545631	16.108
190	1.7	84.3									-5.6862507	102.39544595	16.118
	1.0	85.3	BALL VALVE								-5.6861886	102.39543948	16.118
200	1.8	86.2									-5.6861326	102.39543366	16.116
210	1.7	87.9									-5.6860267	102.39542269	16.116
	0.0	87.9	LONGNL SUB ARC WELD START								-5.6860267	102.39542269	16.116
	0.5	88.4	500 MM OFFTAKE-FORGED							12:00	-5.6859955	102.39541947	16.117
220	1.1	88.9									-5.6859643	102.39541624	16.117
230	1.5	90.4									-5.6858710	102.39540654	16.121

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Belilas Station to Pangkalan Kerinci Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	0.0	90.4	SPIRAL WELD START								-0.56858710	102.39540854	18.121
	6.7	97.1	BEND-COLD OVER								-0.56854541	102.39538328	18.030
240	12.3	102.8									-0.56850986	102.39532696	15.384
	6.3	109.0	BEND-COLD RIGHT								-0.56847015	102.39528841	14.791
250	12.5	115.2									-0.56842624	102.39525426	14.638
	0.0	115.2	LONGNL SUB ARC WELD START								-0.56842624	102.39525426	14.638
260	12.4	127.6									-0.56833779	102.39518673	14.349
270	12.4	140.0									-0.56824955	102.39511897	14.003
280	12.2	152.2									-0.56816270	102.39505234	13.674
	0.0	152.2	SPIRAL WELD START								-0.56816270	102.39505234	13.674
	3.6	155.7	BEND-COLD UNDER								-0.56813763	102.39503342	13.575
	12.3	164.5	EXT ML	7%	7%	33	72	9.53	0.840	03:15	-0.56807502	102.39498551	14.109
290	12.5	164.6									-0.56807431	102.39498496	14.115
	6.5	171.1	BEND-COLD RIGHT								-0.56802722	102.39495066	14.427
300	12.5	177.1	NWT 9.53/8.73MM								-0.56797997	102.39492481	14.370
310	12.4	189.5									-0.56788111	102.39487353	14.292
	9.9	199.5	INT MFG	23%	23%	25	15	8.73		07:45	-0.56780137	102.39483221	14.299
320	12.5	202.0									-0.56778142	102.39482189	14.286
330	12.4	214.4									-0.56768237	102.39477099	14.200
340	12.4	226.8									-0.56758318	102.39472036	14.227
	0.1	227.0	INT MFG	4%	4%	14	50	8.73		07:30	-0.56758158	102.39471953	14.227
350	6.3	233.1									-0.56753311	102.39469400	14.208
360	12.4	245.6									-0.56743398	102.39464133	14.080
370	12.4	258.0									-0.56733567	102.39458903	13.893
380	12.4	270.4									-0.56723746	102.39453654	13.767
390	12.5	282.9									-0.56713859	102.39448337	13.721
400	12.4	295.3									-0.56704069	102.39443031	13.581
410	12.4	307.8									-0.56694219	102.39437645	13.574
420	12.5	320.2									-0.56684492	102.39432224	13.669
	0.4	320.6	INT MFG	9%	6%	63	54	8.73		06:30	-0.56684179	102.39432048	13.672
430	12.5	332.7									-0.56674728	102.39426686	13.751
440	12.4	345.1									-0.56665067	102.39421150	13.804
450	12.5	357.5									-0.56655411	102.39415603	13.906
460	12.5	370.0									-0.56645673	102.39410022	14.036
470	12.4	382.5									-0.56635935	102.39404438	14.167
480	12.3	394.8									-0.56626351	102.39398948	14.297
490	12.4	407.2									-0.56616681	102.39393428	14.435
500	12.4	419.6									-0.56607033	102.39387899	14.531
	8.5	428.1	INT MFG	5%	4%	22	200	8.73		01:45	-0.56600426	102.39384048	14.691
510	12.5	432.1									-0.56597316	102.39382252	14.757
520	12.5	444.5									-0.56587672	102.39376886	14.781
530	12.4	457.0									-0.56577955	102.39371066	14.827
540	12.3	469.2									-0.56568446	102.39365624	14.896

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Belilas Station to Pangkalan Kerinci Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
550	12.4	481.6									-0.56558743	102.39360161	15.006
	8.8	488.4	INT MFG	27%	27%	9	12	8.73		12:45	-0.56553417	102.39357173	15.041
560	12.4	494.0									-0.56549027	102.39354720	15.071
570	12.4	506.4									-0.56539316	102.39349271	15.209
580	12.5	518.8									-0.56529634	102.39343770	15.269
590	12.3	531.1									-0.56520058	102.39338268	15.288
	0.2	531.3	INT MFG	13%	13%	43	33	8.73		02:00	-0.56519902	102.39338178	15.288
600	12.5	543.6									-0.56510346	102.39332637	15.280
610	12.5	556.0									-0.56500713	102.39327051	15.199
620	12.4	568.5									-0.56491010	102.39321407	15.152
630	12.2	580.7									-0.56481537	102.39315904	15.146
	12.4	593.1	EXT ML	13%	13%	27	36	8.73	0.841	02:15	-0.56471928	102.39310279	15.009
640	12.5	593.2									-0.56471850	102.39310233	15.007
	0.6	593.8	INT MFG	15%	15%	30	38	8.73		09:30	-0.56471386	102.39309960	14.998
	12.0	605.2	INT MFG	11%	11%	33	39	8.73		11:00	-0.56462571	102.39304757	14.813
650	12.4	605.6									-0.56462263	102.39304573	14.807
660	12.5	618.1									-0.56452628	102.39298815	14.692
670	12.5	630.5									-0.56443083	102.39293081	14.738
680	12.4	643.0									-0.56433457	102.39287309	14.808
	0.1	643.0	INT MFG	13%	13%	22	12	8.73		07:15	-0.56433457	102.39287309	14.808
	3.4	646.4	INT MFG	13%	13%	31	46	8.73		06:45	-0.56430836	102.39285742	14.820
	4.9	647.9	INT MFG	16%	16%	29	35	8.73		05:45	-0.56429680	102.39285052	14.823
690	12.4	655.4									-0.56423886	102.39281618	14.800
	6.1	661.5	INT MFG	27%	27%	10	12	8.73		08:15	-0.56419160	102.39278847	14.766
700	12.5	667.8									-0.56414269	102.39276005	14.753
710	12.2	680.1									-0.56404693	102.39270500	14.752
720	12.3	692.3									-0.56395189	102.39265050	14.692
730	12.3	704.6									-0.56385592	102.39259581	14.663
740	12.4	717.0									-0.56375914	102.39254074	14.568
750	12.4	729.5									-0.56366138	102.39248557	14.573
760	12.5	741.9									-0.56356458	102.39243053	14.455
	11.9	753.9	INT MFG	2%	2%	45	76	8.73		07:15	-0.56347085	102.39237735	14.355
	12.1	754.0	INT MFG	2%	2%	30	78	8.73		07:00	-0.56347007	102.39237691	14.354
770	12.3	754.3									-0.56346773	102.39237558	14.351
780	12.4	766.7									-0.56337072	102.39232091	14.249
	1.2	767.9	INT MFG	19%	19%	23	25	8.73		04:00	-0.56336130	102.39231567	14.238
	7.6	774.3	INT MFG	13%	13%	27	42	8.73		05:45	-0.56331103	102.39228780	14.199
790	12.5	779.1									-0.56327331	102.39226694	14.179
800	12.4	791.5									-0.56317599	102.39221284	14.046
810	12.4	803.9									-0.56307938	102.39215749	13.844
820	12.4	816.3									-0.56298341	102.39210103	13.741
830	12.4	828.8									-0.56288669	102.39204407	13.662
840	12.4	841.2									-0.56279052	102.39198798	13.438

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Belilas Station to Pangkalan Kerinci Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
850	12.5	853.6									-0.56269362	102.39193323	13.052
860	12.5	866.1									-0.56259466	102.39188039	12.590
870	12.3	878.4									-0.56249646	102.39182983	12.378
	11.4	889.7	EXT ML	13%	13%	42	51	8.73	0.846	03:45	-0.56240587	102.39178407	12.363
880	12.4	890.8									-0.56239704	102.39177965	12.363
890	12.4	903.2									-0.56229727	102.39173014	12.300
	6.5	909.7	INT MFG	15%	15%	22	15	8.73		11:45	-0.56224481	102.39170452	12.259
900	12.3	915.4									-0.56219872	102.39168224	12.194
	3.4	918.8	INT MFG	16%	16%	9	12	8.73		01:15	-0.56217121	102.39166899	12.138
910	12.5	927.9									-0.56209715	102.39163444	12.016
920	12.4	940.3									-0.56199497	102.39159009	11.956
930	12.5	952.8									-0.56189118	102.39154726	12.070
	7.7	960.4	INT MFG	15%	15%	18	21	8.73		01:15	-0.56182812	102.39152114	12.276
	8.5	961.2	INT MFG	16%	16%	16	16	8.73		08:45	-0.56182150	102.39151836	12.302
940	12.4	965.2									-0.56178845	102.39150432	12.438
	1.1	966.3	INT MFG	12%	12%	20	22	8.73		02:00	-0.56177937	102.39150043	12.475
950	12.2	977.4									-0.56168819	102.39146022	12.813
	1.5	978.9	EXT ML	18%	12%	210	261	8.73	0.908	02:45	-0.56167594	102.39145462	12.851
	12.4	989.8	INT MFG	13%	13%	46	63	8.73		01:45	-0.56158728	102.39141311	13.049
960	12.4	989.8									-0.56158728	102.39141311	13.049
970	12.4	1002.3									-0.56148551	102.39136570	12.982
980	12.4	1014.7									-0.56138486	102.39131809	12.646
	5.9	1020.6	EXT ML	12%	10%	137	435	8.73	0.871	06:45	-0.56133724	102.39129404	12.428
990	12.5	1027.1									-0.56128505	102.39126888	12.165
1000	12.5	1039.7									-0.56118488	102.39121637	11.733
	0.1	1039.7	INT MFG	5%	5%	22	61	8.73		02:45	-0.56118488	102.39121637	11.733
1010	12.4	1052.0									-0.56108794	102.39116346	11.508
1020	12.4	1064.5									-0.56098905	102.39111033	11.530
	8.2	1072.7	INT MFG	18%	18%	9	14	8.73		02:15	-0.56092359	102.39107659	11.615
1030	12.4	1076.9									-0.56088986	102.39105971	11.641
1040	12.3	1089.2									-0.56079014	102.39101217	11.594
	0.1	1089.2	EXT ML	10%	10%	27	65	8.73	0.841	10:00	-0.56079014	102.39101217	11.594
1050	12.5	1101.6									-0.56068828	102.39096710	11.585
1060	12.5	1114.1									-0.56058517	102.39092268	11.772
1070	12.2	1126.3									-0.56048481	102.39087870	12.016
1080	12.3	1138.6									-0.56038407	102.39083334	12.132
	10.8	1149.4	INT MFG	18%	18%	28	17	8.73		02:15	-0.56029609	102.39079249	12.165
1090	12.4	1151.1									-0.56028229	102.39078594	12.172
	10.0	1161.1	EXT ML	17%	17%	32	35	8.73	0.844	06:30	-0.56020138	102.39074694	12.233
1100	10.1	1161.2									-0.56020057	102.39074655	12.234
	3.7	1164.9	INT MFG	15%	15%	26	19	8.73		11:30	-0.56017073	102.39073192	12.252
	3.9	1165.1	INT MFG	14%	14%	27	20	8.73		11:00	-0.56016912	102.39073113	12.252
1110	12.4	1173.6									-0.56010058	102.39069750	12.242

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Belilas Station to Pangkalan Kerinci Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
1120	12.4	1186.0									-0.58000052	102.39064881	12.098
1130	12.5	1198.6									-0.55989893	102.39059875	12.018
1140	12.5	1211.1									-0.55979788	102.39054981	11.923
1150	11.6	1222.7									-0.55970403	102.39050456	11.862
1160	12.2	1234.9									-0.55960531	102.39045700	11.831
1170	12.4	1247.3									-0.55950489	102.39040883	11.770
1180	12.4	1259.7									-0.55940407	102.39036149	11.822
1190	12.5	1272.2									-0.55930228	102.39031413	11.944
1200	12.4	1284.6									-0.55920104	102.39026769	12.045
1210	12.4	1297.0									-0.55909955	102.39022185	12.249
	3.0	1300.0	INT MFG	14%	14%	46	38	8.73		07:15	-0.55907495	102.39021085	12.310
	8.0	1305.0	INT MFG	20%	20%	24	19	8.73		07:45	-0.55903391	102.39019284	12.403
	8.7	1305.8	INT MFG	21%	21%	28	18	8.73		01:00	-0.55902733	102.39018973	12.418
	9.9	1307.0	INT MFG	15%	15%	31	26	8.73		10:15	-0.55901747	102.39018539	12.439
	10.2	1307.2	INT MFG	8%	8%	36	36	8.73		12:00	-0.55901583	102.39018466	12.443
	10.4	1307.5	INT MFG	12%	12%	29	34	8.73		02:30	-0.55901336	102.39018358	12.448
	12.3	1309.3	EXT ML	11%	11%	27	32	8.73	0.841	08:15	-0.55899857	102.39017706	12.478
	12.3	1309.3	EXT ML	7%	7%	27	69	8.73	0.840	09:00	-0.55899857	102.39017706	12.478
1220	12.4	1309.4									-0.55899775	102.39017670	12.479
	1.0	1310.4	INT MFG	10%	10%	28	34	8.73		11:00	-0.55898953	102.39017307	12.493
	2.1	1311.5	INT MFG	17%	17%	41	41	8.73		02:00	-0.55898048	102.39016909	12.506
1230	12.2	1321.7									-0.55889857	102.39013230	12.543
	7.8	1329.5	INT MFG	10%	10%	28	27	8.73		04:15	-0.55883230	102.39010440	12.550
	8.3	1330.0	INT MFG	12%	12%	28	28	8.73		09:45	-0.55882818	102.39010282	12.551
1240	12.3	1333.9									-0.55879802	102.39008873	12.559
1250	12.4	1346.4									-0.55869292	102.39004425	12.637
	0.1	1346.4	EXT ML	10%	10%	27	48	8.73	0.841	07:30	-0.55869292	102.39004425	12.637
	0.1	1346.5	EXT ML	8%	8%	31	136	8.73	0.841	06:15	-0.55869209	102.39004389	12.638
1260	12.4	1358.8									-0.55859085	102.39000010	12.681
1270	12.4	1371.2									-0.55848860	102.38995548	12.616
1280	10.1	1381.3									-0.55840573	102.38991854	12.657
	10.0	1391.2	EXT ML	11%	11%	32	39	8.73	0.842	11:45	-0.55832485	102.38988159	12.572
1290	10.1	1391.3									-0.55832403	102.38988121	12.571
1300	12.4	1403.8									-0.55822214	102.38983407	12.444
	11.4	1415.1	LINE MARKER KP 281								-0.55813024	102.38979098	12.346
1310	12.4	1416.2									-0.55812131	102.38978676	12.340
1320	12.2	1428.4									-0.55802231	102.38973977	12.293
1330	12.3	1440.7									-0.55792275	102.38969189	12.293
1340	12.4	1453.2									-0.55782162	102.38964311	12.312
1350	12.4	1465.6									-0.55772132	102.38959474	12.529
1360	12.4	1477.9									-0.55762146	102.38954750	12.711
1370	12.4	1490.4									-0.55751947	102.38950065	13.058
1380	6.4	1496.8									-0.55746724	102.38947689	13.249

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Pangkalan Kerinci Station to Duri Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
10	0.0	0.8											
	0.0	0.8	SPIRAL WELD START										
	0.0	0.8	PANGKALAN KERINCI										
	1.0	1.8	BALL VALVE										
20	2.0	2.8											
	0.5	3.3	INT ML	6%	6%	30	38	10.31	0.840	09:00			
30	0.8	3.5											
	0.4	4.0	BEND-FORGED OVER										
	0.6	4.2	INT ML	11%	11%	36	29	10.31	0.842	02:45			
	0.6	4.2	INT ML	19%	19%	37	26	10.31	0.848	06:00			
	0.8	4.3	INT ML	16%	16%	25	19	10.31	0.841	05:45			
40	0.9	4.4											
50	10.3	14.8											
	0.4	15.2	BEND-FORGED UNDER										
60	0.9	15.6											
70	0.8	16.5											
	0.0	16.5	LONGNL SUB ARC WELD START										
	0.6	17.1	BALL VALVE										
80	1.3	17.7											
	1.2	18.9	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00			
	2.5	20.3	700 MM OFFTAKE-STOPPLE							12:00			
90	3.8	21.5											
	0.8	22.4	EXT ML	7%	7%	19	43	10.31	0.839	01:45			
	2.1	23.6	550 MM OFFTAKE-STOPPLE							12:00	0.36941842	101.85545808	11.960
	4.0	25.6	50 MM OFFTAKE-WELDOLET							12:00	0.36943551	101.85545173	11.848
	6.3	27.8	BEND-COLD OVER								0.36945439	101.85544508	11.870
100	11.8	33.4									0.36950271	101.85543023	10.816
	9.7	43.1	INT MFG	10%	10%	19	17	10.31		11:45	0.36958622	101.85540450	9.217
110	12.4	45.7									0.36960859	101.85539758	8.785
	4.7	50.4	BEND-COLD UNDER								0.36964905	101.85538487	8.067
120	10.7	56.4									0.36970090	101.85536731	7.880
130	11.2	67.6									0.36979727	101.85533317	7.714
140	12.4	80.0									0.36990320	101.85529340	7.333
	6.5	86.4	BEND-COLD RIGHT								0.36995810	101.85527348	7.232
150	12.4	92.4									0.37001157	101.85526163	7.186
160	12.4	104.8									0.37012271	101.85524033	7.616
	12.1	116.9	INT MFG	6%	6%	33	34	10.31		01:30	0.37023174	101.85522248	7.839
170	12.3	117.1									0.37023354	101.85522222	7.840
180	12.4	129.5									0.37034569	101.85520657	7.953
190	1.9	131.4									0.37036289	101.85520429	7.995
200	12.2	143.6									0.37047337	101.85519430	8.230
210	12.2	155.9									0.37058489	101.85518562	8.363
	2.6	158.5	INT MFG	6%	6%	38	31	10.31		10:00	0.37060847	101.85518394	8.358

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Pangkalan Kerinci Station to Duri Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
220	12.4	188.3									0.37089741	101.85517821	8.304
230	12.4	180.6									0.37080908	101.85517165	8.260
240	12.4	193.0									0.37092163	101.85516554	7.933
250	12.4	205.4									0.37103417	101.85515949	7.502
260	12.2	217.6	NWT 10.31/8.73MM								0.37114495	101.85515339	7.431
	0.0	217.6	SPIRAL WELD START								0.37114495	101.85515339	7.431
270	12.5	230.0									0.37125753	101.85514703	7.363
280	12.5	242.5									0.37137095	101.85513936	7.317
290	12.5	255.0									0.37148414	101.85512928	7.627
	6.7	261.7	BEND-COLD RIGHT								0.37154473	101.85512336	7.872
300	12.5	267.4									0.37159640	101.85512281	8.324
310	12.0	279.4									0.37170526	101.85512200	9.169
	0.4	279.8	INT MFG	7%	7%	30	40	8.73		09:15	0.37170889	101.85512197	9.198
320	12.0	291.4									0.37181408	101.85512100	10.079
	6.0	297.3	BEND-COLD LEFT								0.37186758	101.85512001	10.528
330	12.5	303.8									0.37192822	101.85511497	11.135
	0.0	303.8	INT ML	16%	15%	52	12	8.73	0.852	09:45	0.37192822	101.85511497	11.135
	0.0	303.8	INT ML	8%	5%	51	88	8.73	0.844	10:15	0.37192822	101.85511497	11.135
	0.2	304.0	INT ML	8%	3%	64	319	8.73	0.847	01:15	0.37192802	101.85511481	11.154
	0.2	304.0	INT ML	1%	1%	47	126	8.73	0.839	03:30	0.37192802	101.85511481	11.154
	0.6	304.4	INT ML	3%	3%	23	49	8.73	0.839	02:00	0.37193163	101.85511449	11.191
	1.3	305.1	INT ML	7%	7%	26	24	8.73	0.840	01:15	0.37193794	101.85511392	11.256
	3.1	306.9	INT ML	7%	7%	25	35	8.73	0.840	01:30	0.37195418	101.85511246	11.416
	6.3	310.2	INT ML	6%	6%	24	28	8.73	0.839	02:15	0.37198398	101.85510978	11.682
	7.6	311.4	INT MFG	20%	20%	15	12	8.73		10:00	0.37199482	101.85510881	11.771
	7.6	311.4	INT MFG	4%	4%	14	43	8.73		09:30	0.37199482	101.85510881	11.771
	7.8	311.6	INT ML	4%	4%	25	35	8.73	0.839	01:45	0.37199662	101.85510865	11.785
	7.9	311.7	INT ML	1%	1%	32	88	8.73	0.838	01:30	0.37199753	101.85510857	11.793
	8.1	311.9	INT ML	8%	5%	33	143	8.73	0.841	01:45	0.37199933	101.85510840	11.807
	8.1	311.9	INT ML	6%	6%	15	34	8.73	0.839	11:15	0.37199933	101.85510840	11.807
	8.2	312.0	INT ML	7%	7%	35	33	8.73	0.841	01:30	0.37200024	101.85510832	11.814
	8.2	312.0	INT ML	5%	5%	43	39	8.73	0.841	02:15	0.37200024	101.85510832	11.814
	11.0	314.8	INT ML	4%	4%	28	57	8.73	0.839	02:00	0.37202553	101.85510603	12.010
	11.5	315.3	INT ML	5%	5%	41	40	8.73	0.841	01:15	0.37203005	101.85510562	12.043
	11.5	315.3	INT ML	11%	11%	36	20	8.73	0.843	02:15	0.37203005	101.85510562	12.043
	11.6	315.5	INT ML	10%	5%	32	98	8.73	0.842	02:15	0.37203186	101.85510545	12.057
	11.9	315.7	INT ML	4%	4%	40	50	8.73	0.840	01:30	0.37203367	101.85510529	12.070
	12.2	316.0	INT ML	14%	13%	42	51	8.73	0.846	01:45	0.37203638	101.85510504	12.090
340	12.5	316.3									0.37203909	101.85510479	12.110
350	12.0	328.3									0.37214761	101.85509490	12.765
360	12.0	340.3									0.37225618	101.85508475	13.240
370	12.5	352.8									0.37236922	101.85507374	13.753
	0.5	353.2	INT MFG	8%	8%	83	183	8.73		02:30	0.37237284	101.85507339	13.764

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Pangkalan Kerinci Station to Duri Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
380	11.8	364.6									0.37247802	101.85506336	13.868
390	12.5	377.0									0.37258827	101.85505254	13.891
400	12.4	389.5									0.37270140	101.85504167	14.123
	0.8	390.3	INT ML	1%	1%	44	127	8.73	0.839	07:45	0.37270884	101.85504098	14.142
	1.4	390.9	INT ML	6%	5%	47	110	8.73	0.842	07:45	0.37271407	101.85504047	14.166
410	12.5	402.0									0.37281452	101.85503089	14.483
420	12.5	414.5									0.37292764	101.85502001	14.790
	7.2	421.7	INT MFG	2%	2%	36	56	8.73		06:45	0.37299280	101.85501366	14.906
	12.4	426.9	EXT ML	10%	10%	27	34	8.73	0.841	08:15	0.37303986	101.85500909	14.998
430	12.5	427.0									0.37304076	101.85500901	15.000
440	12.4	439.4									0.37315296	101.85499805	15.339
450	12.5	451.8									0.37326516	101.85498731	15.715
	0.1	451.9	INT MFG	13%	13%	22	12	8.73		06:30	0.37326806	101.85498722	15.717
460	12.5	464.3									0.37337830	101.85497640	15.882
	11.8	476.1	EXT ML	11%	11%	37	29	8.73	0.843	02:15	0.37348509	101.85496591	15.998
470	11.9	476.2									0.37348800	101.85496583	15.998
480	12.0	488.2									0.37359462	101.85495542	15.872
490	12.4	500.6									0.37370888	101.85494500	15.626
500	4.5	505.2	NWT 8.73/9.53MM								0.37374860	101.85494185	15.616
	0.0	505.2	LONGNL SUB ARC WELD START								0.37374860	101.85494185	15.616
510	12.4	517.6									0.37386109	101.85493427	15.862
	1.2	518.8	INT MFG	15%	5%	241	728	9.53		07:30	0.37387198	101.85493360	15.886
	1.5	519.0	INT MFG	6%	6%	28	69	9.53		09:15	0.37387379	101.85493349	15.890
	1.5	519.1	INT MFG	5%	5%	28	131	9.53		05:45	0.37387470	101.85493343	15.892
	1.5	519.1	INT MFG	8%	6%	36	67	9.53		09:15	0.37387470	101.85493343	15.892
	1.5	519.1	INT MFG	9%	4%	208	571	9.53		07:45	0.37387470	101.85493343	15.892
	1.7	519.3	INT MFG	8%	3%	128	174	9.53		02:00	0.37387852	101.85493332	15.895
	1.8	519.4	INT MFG	5%	5%	23	41	9.53		01:15	0.37387742	101.85493326	15.897
	1.9	519.5	INT MFG	1%	1%	21	138	9.53		02:15	0.37387833	101.85493321	15.899
	5.5	523.0	INT MFG	2%	1%	150	396	9.53		04:45	0.37391009	101.85493123	15.962
	5.5	523.1	INT MFG	0%	0%	27	22	9.53		08:00	0.37391100	101.85493117	15.964
	5.7	523.2	INT MFG	13%	3%	358	1195	9.53		10:15	0.37391191	101.85493111	15.965
	5.7	523.3	INT MFG	1%	1%	28	177	9.53		04:30	0.37391282	101.85493106	15.967
	5.7	523.3	INT MFG	12%	12%	30	32	9.53		06:00	0.37391282	101.85493106	15.967
	5.8	523.4	INT MFG	14%	14%	25	12	9.53		06:00	0.37391372	101.85493100	15.969
	5.8	523.4	INT MFG	8%	6%	45	272	9.53		04:45	0.37391372	101.85493100	15.969
	7.6	525.1	INT MFG	30%	7%	531	1730	9.53		08:30	0.37392915	101.85493005	15.998
	7.6	525.2	INT MFG	4%	4%	22	39	9.53		09:15	0.37393006	101.85493000	16.000
	7.7	525.3	INT MFG	6%	6%	30	192	9.53		06:45	0.37393097	101.85492995	16.003
	7.7	525.3	INT MFG	1%	1%	22	137	9.53		04:30	0.37393097	101.85492995	16.003
	7.8	525.3	INT MFG	5%	3%	77	116	9.53		01:45	0.37393097	101.85492995	16.003
	8.0	525.5	INT MFG	2%	2%	22	54	9.53		01:15	0.37393278	101.85492985	16.008
	8.0	525.6	INT MFG	7%	7%	25	34	9.53		12:15	0.37393369	101.85492980	16.010

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Pangkalan Kerinci Station to Duri Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs:mins)	Latitude	Longitude	Elevation
	8.1	525.8	INT MFG	3%	3%	31	85	9.53		01:30	0.37393369	101.85492980	16.010
	8.1	525.7	INT MFG	3%	3%	47	58	9.53		12:15	0.37393459	101.85492975	16.013
	10.6	528.2	*INT MFG	23%	11%	118	262	9.53		05:45	0.37395725	101.85492850	16.077
	10.7	528.2	INT MFG	5%	2%	97	323	9.53		08:30	0.37395725	101.85492850	16.077
	10.8	528.4	INT MFG	2%	2%	27	155	9.53		05:30	0.37395906	101.85492840	16.083
	10.8	528.4	INT MFG	7%	3%	341	955	9.53		07:30	0.37395906	101.85492840	16.083
	10.9	528.4	INT MFG	5%	3%	82	200	9.53		11:00	0.37395906	101.85492840	16.083
	11.0	528.6	*INT MFG	30%	30%	47	15	9.53		06:00	0.37396088	101.85492830	16.088
	11.1	528.6	INT MFG	10%	10%	30	32	9.53		06:45	0.37396088	101.85492830	16.088
	11.1	528.6	INT MFG	4%	4%	34	72	9.53		05:15	0.37396088	101.85492830	16.088
	11.1	528.7	INT MFG	3%	3%	24	46	9.53		02:15	0.37396178	101.85492825	16.090
	11.1	528.7	INT MFG	8%	8%	21	25	9.53		11:45	0.37396178	101.85492825	16.090
	11.1	528.7	INT MFG	4%	4%	57	47	9.53		11:00	0.37396178	101.85492825	16.090
	11.2	528.7	INT MFG	6%	6%	22	35	9.53		12:15	0.37396178	101.85492825	16.090
	11.2	528.8	INT MFG	5%	4%	64	158	9.53		12:30	0.37396209	101.85492820	16.093
	11.3	528.8	INT MFG	13%	6%	267	499	9.53		12:45	0.37396209	101.85492820	16.093
520	12.4	529.9									0.37397266	101.85492764	16.121
	0.5	530.4	INT MFG	14%	6%	89	155	9.53		12:45	0.37397719	101.85492739	16.133
	9.5	539.5	INT MFG	3%	3%	26	41	9.53		06:15	0.37405967	101.85492281	16.307
530	12.4	542.3									0.37408505	101.85492138	16.351
540	11.6	553.9	NWT 9.53/8.73MM								0.37419017	101.85491517	16.593
	0.0	553.9	SPIRAL WELD START								0.37419017	101.85491517	16.593
550	12.5	566.4									0.37430341	101.85490805	16.903
560	12.5	578.9									0.37441666	101.85490052	16.944
570	12.0	590.8									0.37452440	101.85489289	17.239
580	11.5	602.3									0.37462849	101.85488523	17.561
590	12.5	614.8									0.37474170	101.85487719	17.575
	5.6	620.4	BEND-COLD LEFT								0.37479237	101.85487302	17.590
600	12.4	627.2									0.37485275	101.85486029	17.558
	5.5	632.7	BEND-COLD LEFT								0.37490123	101.85484838	17.534
610	12.4	639.6									0.37495978	101.85482621	17.478
620	12.3	651.9									0.37506362	101.85478526	17.342
630	11.8	663.7									0.37516322	101.85474594	17.183
640	12.0	675.7									0.37526451	101.85470597	16.943
650	12.4	688.1									0.37536920	101.85466469	16.833
	3.0	691.1	INT MFG	10%	6%	91	120	8.73		09:00	0.37539452	101.85465468	16.813
660	12.0	700.1									0.37547050	101.85462474	16.829
670	12.5	712.6									0.37557591	101.85458281	16.643
680	11.4	724.0									0.37567196	101.85454443	16.917
	3.7	727.7	CLOSE METAL OBJECT							07:45	0.37570308	101.85453182	16.973
690	12.5	736.5	NWT 8.73/9.53MM								0.37577702	101.85450164	16.955
	0.0	736.5	LONGNL SUB ARC WELD START								0.37577702	101.85450164	16.955
	3.3	739.8	CLOSE METAL OBJECT							10:30	0.37580483	101.85449054	16.882

Lampiran 3: Data Metal Loss Pipa Onshore Grissik-Duri (Lanjutan)

Pangkalan Kerinci Station to Duri Station (Duri Line)

Upstream Girth Weld	Relative Distance (metres)	Absolute Distance (metres)	Comment	Peak Depth (%wt)	Average Depth (%wt)	Length (mm)	Width (mm)	Local Wall Thickness (mm)	ERF	Orientation (hrs.mins)	Latitude	Longitude	Elevation
700	11.3	747.8									0.37587222	101.85446359	16.663
	0.0	747.8	SPIRAL WELD START								0.37587222	101.85446359	16.663
	6.8	754.6	BEND-COLD OVER								0.37592934	101.85444040	16.368
	12.2	760.0	INT MFG	16%	16%	19	12	9.53		02:00	0.37597316	101.85441916	15.767
710	12.4	760.2									0.37597477	101.85441836	15.744
720	11.8	772.0									0.37606980	101.85437086	14.275
730	12.4	784.4									0.37616946	101.85432076	12.634
740	11.9	796.3									0.37626513	101.85427218	11.297
	0.0	796.3	LONGNL SUB ARC WELD START								0.37626513	101.85427218	11.297
750	12.4	808.7									0.37636429	101.85422037	9.981
	0.0	808.7	SPIRAL WELD START								0.37636429	101.85422037	9.981
	6.3	815.0	BEND-COLD UNDER								0.37641466	101.85419393	9.360
760	11.8	820.6									0.37645969	101.85417047	9.160
	6.5	827.1	BEND-COLD UNDER								0.37651187	101.85414300	9.041
770	12.4	833.0									0.37655916	101.85411795	9.177
780	12.4	845.4									0.37665888	101.85406551	9.388
790	12.4	857.9									0.37675971	101.85401397	9.279
800	12.4	870.3									0.37686012	101.85396326	9.033
	0.0	870.3	LONGNL SUB ARC WELD START								0.37686012	101.85396326	9.033
810	12.4	882.6									0.37695958	101.85391274	8.662
	0.0	882.6	SPIRAL WELD START								0.37695958	101.85391274	8.662
820	12.5	895.1									0.37706023	101.85386063	8.213
	7.0	902.1	BEND-COLD RIGHT								0.37711650	101.85383122	8.018
	7.6	902.7	INT MFG	9%	9%	37	47	9.53		10:45	0.37712145	101.85382895	8.005
	7.7	902.8	INT MFG	21%	21%	52	12	9.53		10:15	0.37712227	101.85382858	8.002
	7.9	903.0	INT MFG	11%	11%	40	57	9.53		08:30	0.37712393	101.85382784	7.998
830	12.5	907.6									0.37716225	101.85381130	7.902
	10.3	917.8	INT MFG	5%	5%	34	41	9.53		10:00	0.37724719	101.85377454	7.692
	11.0	918.6	INT MFG	11%	11%	41	64	9.53		05:15	0.37725384	101.85377165	7.674
	11.1	918.7	INT MFG	8%	8%	32	33	9.53		04:15	0.37725467	101.85377129	7.672
	11.4	918.9	INT MFG	7%	7%	37	50	9.53		02:45	0.37725634	101.85377057	7.668
840	12.4	920.0									0.37726549	101.85376659	7.644
850	12.4	932.4									0.37736836	101.85372101	7.468
	6.1	938.5	INT MFG	11%	11%	58	94	9.53		10:00	0.37741878	101.85369814	7.467
	8.7	941.0	INT MFG	10%	10%	38	47	9.53		05:45	0.37743943	101.85368876	7.486
860	11.6	944.0									0.37746422	101.85367751	7.526
870	12.4	956.4									0.37756680	101.85363096	7.905
880	12.4	968.8									0.37766926	101.85358508	8.393
890	12.4	981.2									0.37777232	101.85353997	8.666
900	12.4	993.7									0.37787649	101.85349508	8.566
	9.8	1003.5	INT MFG	7%	7%	34	67	9.53		08:30	0.37795830	101.85346029	8.276
910	12.4	1006.1									0.37797998	101.85345104	8.159
920	11.8	1017.9									0.37807854	101.85340954	7.537

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
1	0,00 - 1,90	1,305	5,80	7,569	Medium Risk
2	1,90 - 4,06	1,065	3,80	4,047	Low Risk
3	4,06 - 6,10	2,085	3,80	7,923	Low Risk
4	6,10 - 8,10	2,055	5,90	12,125	Medium Risk
5	8,10 - 10,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
6	10,20 - 12,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
7	12,30 - 14,30	1,305	3,80	4,959	Low Risk
8	14,30 - 16,40	2,085	3,80	7,923	Low Risk
9	16,40 - 18,50	2,085	3,80	7,923	Low Risk
10	18,50 - 20,50	1,465	4,40	6,446	Medium Risk
11	20,50 - 22,50	1,305	3,80	4,959	Low Risk
12	22,50 - 24,60	1,185	3,80	4,503	Low Risk
13	24,60 - 26,70	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
14	26,70 - 28,70	1,185	3,80	4,503	Low Risk
15	28,70 - 30,70	2,205	4,85	10,694	Medium Risk
16	30,70 - 32,80	1,965	3,80	7,467	Low Risk
17	32,80 - 34,90	2,205	3,80	8,379	Low Risk
18	34,90 - 36,90	2,085	3,80	7,923	Low Risk
19	36,90 - 38,90	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
20	38,90 - 40,90	2,040	4,70	9,588	Medium Risk
21	40,90 - 43,00	1,065	3,80	4,047	Low Risk
22	43,00 - 45,10	1,065	3,80	4,047	Low Risk
23	45,10 - 47,10	1,305	3,80	4,959	Low Risk
24	47,10 - 49,10	1,185	3,80	4,503	Low Risk
25	49,10 - 51,20	2,325	6,05	14,066	Medium Risk
26	51,20 - 53,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
27	53,30 - 55,10	1,305	4,85	6,329	Medium Risk
28	55,10 - 57,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
29	57,20 - 59,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
30	59,20 - 61,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
31	61,20 - 63,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
32	63,20 - 65,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
33	65,20 - 67,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
34	67,40 - 69,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
35	69,30 - 71,20	1,065	4,40	4,686	Medium Risk
36	71,20 - 73,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
37	73,30 - 75,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
38	75,20 - 77,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
39	77,20 - 79,20	1,305	5,00	6,525	Low Risk
40	79,20 - 81,20	1,305	3,80	4,959	Low Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
41	81,20 - 83,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
42	83,20 - 85,20	1,965	3,80	7,467	Low Risk
43	85,20 - 87,30	1,545	3,80	5,871	Low Risk
44	87,30 - 89,30	1,785	3,80	6,783	Low Risk
45	89,30 - 91,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
46	91,40 - 93,40	1,335	3,80	5,073	Low Risk
47	93,40 - 95,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
48	95,40 - 97,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
49	97,40 - 99,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
50	99,40 - 101,40	1,305	3,80	4,959	Low Risk
51	101,40 - 103,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
52	103,40 - 105,40	1,305	3,80	4,959	Low Risk
53	105,40 - 107,40	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
54	107,40 - 109,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
55	109,40 - 111,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
56	111,30 - 113,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
57	113,40 - 115,20	1,065	3,80	4,047	Low Risk
58	115,20 - 117,20	1,305	3,80	4,959	Low Risk
59	117,20 - 119,20	1,815	3,80	6,897	Low Risk
60	119,20 - 121,10	1,695	3,80	6,441	Low Risk
61	121,10 - 123,10	1,065	3,80	4,047	Low Risk
62	123,10 - 125,10	1,065	4,40	4,686	Medium Risk
63	125,10 - 127,00	1,065	3,80	4,047	Low Risk
64	127,00 - 129,00	2,94	3,80	11,172	Low Risk
65	129,00 - 131,10	1,065	3,80	4,047	Low Risk
66	131,10 - 133,10	2,205	3,80	8,379	Low Risk
67	133,10 - 135,00	1,185	3,80	4,503	Low Risk
68	135,00 - 137,00	2,325	5,80	13,485	Medium Risk
69	137,00 - 139,00	1,185	5,00	5,925	Medium Risk
70	139,00 - 141,00	1,185	3,80	4,503	Low Risk
71	141,00 - 142,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
72	142,90 - 144,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
73	144,90 - 146,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
74	146,90 - 148,90	1,065	3,80	4,047	Low Risk
75	148,90 - 150,90	1,345	3,80	5,111	Low Risk
76	150,90 - 152,90	1,065	3,80	4,047	Low Risk
77	152,90 - 154,90	1,345	3,80	5,111	Low Risk
78	154,90 - 156,90	1,185	3,80	4,503	Low Risk
79	156,90 - 158,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
80	158,90 - 160,80	2,385	5,00	11,925	Medium Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
81	160,80 - 162,70	1,985	3,80	7,543	Low Risk
82	162,70 - 164,40	1,425	3,80	5,415	Low Risk
83	164,40 - 166,70	1,345	3,80	5,111	Low Risk
84	166,70 - 168,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
85	168,60 - 170,50	1,065	3,80	4,047	Low Risk
86	170,50 - 172,50	1,585	3,80	6,023	Low Risk
87	172,50 - 174,50	1,585	3,80	6,023	Low Risk
88	174,50 - 176,50	1,345	3,80	5,111	Low Risk
89	176,50 - 178,50	1,345	3,80	5,111	Low Risk
90	178,50 - 180,50	1,345	3,80	5,111	Low Risk
91	180,50 - 182,50	1,185	3,80	4,503	Low Risk
92	182,50 - 184,40	1,185	5,00	5,925	Medium Risk
93	184,40 - 186,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
94	186,30 - 188,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
95	188,30 - 190,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
96	190,30 - 192,20	1,185	4,85	5,747	Medium Risk
97	192,20 - 194,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
98	194,20 - 196,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
99	196,20 - 198,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
100	198,10 - 200,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
101	200,10 - 202,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
102	202,10 - 204,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
103	204,00 - 206,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
104	206,00 - 207,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
105	207,90 - 209,90	1,215	3,80	4,617	Low Risk
106	209,90 - 211,80	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
107	211,80 - 213,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
108	213,70 - 215,60	1,215	3,80	4,617	Low Risk
109	215,60 - 217,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
110	217,60 - 219,50	0,945	3,80	3,591	Low Risk
111	219,50 - 221,50	1,425	5,90	8,408	Medium Risk
112	221,50 - 223,40	0,945	3,80	3,591	Low Risk
113	223,40 - 225,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
114	225,30 - 227,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
115	227,30 - 229,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
116	229,30 - 231,30	1,065	3,80	4,047	Low Risk
117	231,30 - 233,40	1,335	3,80	5,073	Low Risk
118	233,40 - 235,50	1,065	3,80	4,047	Low Risk
119	235,50 - 237,60	1,185	3,80	4,503	Low Risk
120	237,60 - 239,80	1,065	3,80	4,047	Low Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
121	239,80 - 241,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
122	241,80 - 244,00	1,305	5,00	6,525	Medium Risk
123	244,00 - 246,10	1,065	3,80	4,047	Low Risk
124	246,10 - 248,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
125	248,20 - 250,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
126	250,30 - 252,40	1,065	3,80	4,047	Low Risk
127	252,40 - 254,50	0,945	3,80	3,591	Low Risk
128	254,50 - 256,60	1,185	5,00	5,925	Medium Risk
129	256,60 - 258,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
130	258,70 - 260,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
131	260,90 - 263,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
132	263,00 - 265,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
133	265,00 - 267,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
134	267,10 - 269,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
135	269,20 - 271,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
136	271,20 - 273,30	0,945	3,80	3,591	Low Risk
137	273,30 - 275,40	0,945	3,80	3,591	Low Risk
138	275,40 - 277,40	1,545	5,00	7,725	Medium Risk
139	277,40 - 279,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
140	279,60 - 281,50	1,185	3,80	4,503	Low Risk
141	281,50 - 283,6	0,945	3,80	3,591	Low Risk
142	283,60 - 285,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
143	285,60 - 287,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
144	287,70 - 289,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
145	289,70 - 291,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
146	291,80 - 293,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
147	293,80 - 295,90	1,185	5,00	5,925	Medium Risk
148	295,90 - 298,00	1,345	3,80	5,111	Low Risk
149	298,00 - 300,00	1,345	3,80	5,111	Low Risk
150	300,00 - 302,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
151	302,00 - 304,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
152	304,00 - 306,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
153	306,00 - 308,00	1,105	3,80	4,199	Low Risk
154	308,00 - 309,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
155	309,90 - 311,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
156	311,90 - 313,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
157	313,80 - 315,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
158	315,70 - 317,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
159	317,80 - 319,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
160	319,80 - 321,80	1,665	7,10	11,822	Medium Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
161	321,80 - 323,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
162	323,80 - 325,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
163	325,70 - 327,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
164	327,70 - 329,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
165	329,70 - 331,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
166	331,60 - 333,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
167	333,60 - 335,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
168	335,60 - 337,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
169	337,60 - 339,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
170	339,60 - 341,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
171	341,60 - 343,60	0,945	3,80	3,591	Low Risk
172	343,60 - 345,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
173	345,70 - 347,70	0,945	3,80	3,591	Low Risk
174	347,70 - 349,80	1,185	5,00	5,925	Medium Risk
175	349,80 - 351,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
176	351,90 - 353,80	0,945	3,80	3,591	Low Risk
177	353,80 - 355,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
178	355,90 - 357,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
179	357,90 - 360,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
180	360,00 - 362,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
181	362,00 - 364,00	1,410	3,80	5,358	Low Risk
182	364,00 - 366,10	1,650	5,00	8,250	Medium Risk
183	366,10 - 368,00	1,890	5,90	11,151	Medium Risk
184	368,00 - 370,00	1,410	3,80	5,358	Low Risk
185	370,00 - 372,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
186	372,00 - 374,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
187	374,00 - 376,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
188	376,10 - 378,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
189	378,10 - 380,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
190	380,00 - 381,90	0,945	3,80	3,591	Low Risk
191	381,90 - 384,00	0,945	3,80	3,591	Low Risk
192	384,00 - 386,10	0,945	3,80	3,591	Low Risk
193	386,10 - 388,20	0,945	3,80	3,591	Low Risk
194	388,20 - 390,30	0,945	2,40	2,268	Low Risk
195	390,30 - 392,40	0,945	2,40	2,268	Low Risk
196	392,40 - 394,50	0,945	2,40	2,268	Low Risk
197	394,50 - 396,50	0,945	2,40	2,268	Low Risk
198	396,50 - 398,60	1,890	5,10	9,639	Medium Risk
199	398,60 - 400,60	1,425	4,50	6,413	Medium Risk
200	400,60 - 402,50	1,485	2,40	3,564	Low Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
201	402,50 - 404,50	1,485	2,40	3,564	Low Risk
202	404,50 - 406,60	2,190	5,10	11,169	Medium Risk
203	406,60 - 408,60	2,670	4,50	12,015	Medium Risk
204	408,60 - 410,70	2,910	2,40	6,984	Low Risk
205	410,70 - 412,80	1,680	2,40	4,032	Low Risk
206	412,80 - 414,90	1,170	2,40	2,808	Low Risk
207	414,90 - 417,00	1,770	3,00	5,310	Low Risk
208	417,00 - 419,10	1,530	2,40	3,672	Low Risk
209	419,10 - 421,20	1,170	2,40	2,808	Low Risk
210	421,20 - 423,40	1,680	3,45	5,796	Low Risk
211	423,40 - 425,60	1,710	2,40	4,104	Low Risk
212	425,60 - 427,70	1,170	2,40	2,808	Low Risk
213	427,70 - 429,90	1,810	2,40	4,344	Low Risk
214	429,90 - 431,90	1,810	2,40	4,344	Low Risk
215	431,90 - 434,00	1,650	2,40	3,960	Low Risk
216	434,00 - 436,00	1,770	3,45	6,107	Low Risk
217	436,00 - 438,10	1,410	3,45	4,865	Low Risk
218	438,10 - 440,10	1,410	3,45	4,865	Low Risk
219	440,10 - 442,20	1,410	3,00	4,230	Low Risk
220	442,20 - 444,30	1,170	2,40	2,808	Low Risk
221	444,30 - 446,30	1,170	2,40	2,808	Low Risk
222	446,30 - 448,40	1,170	2,40	2,808	Low Risk
223	448,40 - 450,40	1,170	2,40	2,808	Low Risk
224	450,40 - 452,50	1,650	4,50	7,425	Medium Risk
225	452,50 - 454,60	1,170	2,40	2,808	Low Risk
226	454,60 - 456,60	1,170	2,40	2,808	Low Risk
227	456,60 - 458,70	1,410	3,00	4,230	Low Risk
228	458,70 - 460,80	1,170	2,40	2,808	Low Risk
229	460,80 - 463,00	1,170	2,40	2,808	Low Risk
230	463,00 - 465,20	1,170	2,40	2,808	Low Risk
231	465,20 - 467,20	1,170	2,40	2,808	Low Risk
232	467,20 - 469,20	1,170	2,70	3,159	Low Risk
233	469,20 - 471,10	1,170	2,40	2,808	Low Risk
234	471,10 - 473,20	1,680	3,00	5,040	Low Risk
235	473,20 - 475,30	1,440	2,40	3,456	Low Risk
236	475,30 - 477,30	1,440	2,40	3,456	Low Risk
237	477,30 - 479,40	1,170	2,40	2,808	Low Risk
238	479,40 - 481,50	1,170	2,40	2,808	Low Risk
239	481,50 - 483,70	1,170	2,40	2,808	Low Risk
240	483,70 - 485,90	1,410	2,40	3,384	Low Risk

Lampiran 4: Data Hasil Analisa Risiko Pipa *Onshore* Grissik-Duri (Lanjutan)

No.	Kilometer Point (KP)	PoF	CoF	RISIKO	Kat. Risiko
241	485,90 - 488,10	1,170	2,70	3,159	Low Risk
242	488,10 - 490,20	1,170	2,40	2,808	Low Risk
243	490,20 - 492,20	1,410	2,40	3,384	Low Risk
244	492,20 - 494,40	1,680	2,70	4,536	Low Risk
245	494,40 - 496,40	1,410	2,40	3,384	Low Risk
246	496,40 - 498,50	1,410	3,45	4,865	Low Risk
247	498,50 - 500,70	1,410	2,70	3,807	Low Risk
248	500,70 - 502,70	1,170	2,70	3,159	Low Risk
249	502,70 - 504,80	1,410	3,00	4,230	Low Risk
250	504,80 - 507,00	1,170	2,40	2,808	Low Risk
251	507,00 - 509,20	1,650	4,50	7,425	Medium Risk
252	509,20 - 511,30	0,945	2,40	2,268	Low Risk
253	511,30 - 513,70	0,945	2,40	2,268	Low Risk
254	513,70 - 515,60	1,725	3,00	5,175	Low Risk
255	515,60 - 517,60	0,945	2,40	2,268	Low Risk
256	517,60 - 519,70	0,945	2,40	2,268	Low Risk
257	519,70 - 521,90	0,945	2,40	2,268	Low Risk
258	521,90 - 524,00	0,945	2,40	2,268	Low Risk
259	524,00 - 525,90	0,945	2,40	2,268	Low Risk
260	525,90 - 527,60	0,945	2,40	2,268	Low Risk
261	527,60 - 529,70	0,945	2,40	2,268	Low Risk
262	529,70 - 531,70	0,945	2,40	2,268	Low Risk
263	531,70 - 533,40	1,185	3,45	4,088	Low Risk
264	533,40 - 535,60	1,425	4,05	5,771	Medium Risk