



UNIVERSITAS DIPONEGORO

PERHITUNGAN KUANTITATIF

***RISK BASED INSPECTION BERDASARKAN API 581 PADA
PIPELINE PRODUCTION GATHERING LINE DI DURI FIELD***

TUGAS AKHIR

FADELY PADDIYATU

L2E 007 032

FAKULTAS TEKNIK

JURUSAN TEKNIK MESIN

SEMARANG

AGUSTUS 2011

TUGAS AKHIR

Diberikan kepada:

Nama : Fadely Paddiyatu

NIM : L2E 007 032

Pembimbing : Dr. Jamari, ST, MT

Jangka Waktu : 6 (Enam) bulan

Judul : **Perhitungan Kuantitatif *Risk Based Inspection* Berdasarkan API 581 pada *Pipeline Production Gathering Line* di Duri Field**

Isi Tugas :

1. Pembuatan program bantu/*template* perhitungan kuantitatif *Risk Based Inspection* (RBI) berdasarkan API 581 tahun 2008.
2. Menghitung resiko kegagalan secara kuantitatif dengan mendapatkan nilai probabilitas dan konsekuensi area pada *pipeline Production Gathering Line* (PGL).
3. Menganalisis parameter-parameter yang berpengaruh dalam perhitungan RBI pada *pipeline* PGL.

Semarang, September 2011

Dosen Pembimbing,



Dr. Jamari, ST, MT

NIP. 197 403 042 000 121 001

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Fadely Paddiyatu

NIM : L2E 007 032

Tanda Tangan :



Tanggal : September 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Fadely Paddiyatu




NIM : L2E 007 032

Jurusan/Program Studi : Teknik Mesin

Judul Skripsi : Perhitungan Kuantitatif *Risk Based Inspection* Berdasarkan API 581 pada *Pipeline Production Gathering Line* di Duri Field

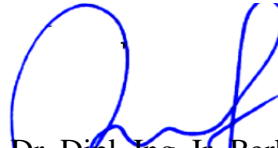
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Tim Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan/Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.

TIM PENGUJI

Pembimbing	: Dr. Jamari, ST, MT	()
Penguji	: Ir. Eflita Yohana, MT, Ph.D	()
Penguji	: Ir. Sugeng Tirta Atmadja, MT	()
Penguji	: Ir. Sugiyanto, DEA	()

Semarang, September 2011

Ketua Jurusan Teknik Mesin


Dr. Dipl. Ing. Ir. Berkah Fadjar TK

NIP. 195907221987031003

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademika Universitas Diponegoro, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : FADELY PADDIYATU
NIM : L2E 007 032
Jurusan/Program Studi : TEKNIK MESIN
Fakultas : TEKNIK
Jenis Karya : SKRIPSI

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Diponegoro **Hak Bebas Royalti Noneksklusif** (*None-exclusive Royalty Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

PERHITUNGAN Kuantitatif *RISK BASED INSPECTION*
BERDASARKAN API 581 PADA *PIPELINE PRODUCTION GATHERING*
LINE DI DURI FIELD

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti/Noneksklusif ini Universitas Diponegoro berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Semarang

Pada Tanggal : September 2011

Yang menyatakan



Fadely Paddiyatu

NIM. L2E 007 032

HALAMAN MOTTO DAN PERSEMBAHAN

MOTTO

”Man jadda wajada”

(Barang siapa yang berusaha dengan sungguh-sungguh, maka ia akan berhasil)

PERSEMBAHAN

Tugas Akhir ini saya persembahkan untuk:

- ☆ Orang tua saya tercinta, Drs. M. Nawir. MSi dan Dra. Nurhaya yang selalu memberikan do’a, nasehat, kasih sayang serta dukungan baik moral maupun material.
- ☆ Adik saya tersayang Nurhikmah Paddiyatu atas dukungannya.

ABSTRAK

Kegiatan eksplorasi minyak banyak melibatkan jaringan perpipaan sebagai tempat mengalirkan atau memindahkan fluida. Oleh karena itu kehandalan sistem perpipaan sangat diperlukan pada setiap industri perminyakan untuk mencegah terjadinya kegagalan pada suatu sistem perpipaan. Salah satu kegiatan untuk mempertahankan kehandalan sistem perpipaan adalah kegiatan *Risk Based Inspection* (RBI). Kegiatan tersebut dilakukan dengan mempertimbangkan berbagai aspek, diantaranya aspek operasi, material, lingkungan, *finance*, operator, dan sistem manajemen. Tujuan utama dari RBI adalah untuk mencegah terjadinya kegagalan atau kerusakan yang dapat menimbulkan dampak yang serius seperti timbulnya ledakan yang mengancam keselamatan, kerusakan lingkungan, ancaman bahan kimia dan kerugian finansial.

Penelitian ini menganalisis dan menghitung nilai resiko secara kuantitatif dengan menggunakan *Code API 581 Risk Based Inspection Technology* tahun 2008 untuk *pipeline* pada industri minyak dan gas. Studi kasus yang dilakukan pada *pipeline Production Gathering Line* (PGL) area 1, 7, dan 8 yang mengalirkan *heavy oil* dari *test station* ke *Central Gathering Station* (CGS) milik PT. Chevron Pacific Indonesia. Hasil penelitian yang dilakukan, nilai resiko pada area 1 dan 7 yang terdapat 7 dan 11 *pipeline* masuk dalam kategori “*medium*” untuk konsekuensi area dan finansial. Pada area 8 terdapat 4 *pipeline*, untuk konsekuensi area 2 *pipeline* masuk kategori “*medium*” dan 2 *pipeline* yang lain masuk kategori “*medium high*”, sedangkan untuk konsekuensi finansial semua *pipeline* masuk kategori “*medium*”. Dari penelitian ini didapat juga parameter-parameter yang berpengaruh pada perhitungan resiko, yaitu tekanan dalam pipa, diameter pipa, panjang pipa, debit aliran dalam pipa, dan biaya produksi.

Kata kunci: *Risk Based Inspection*(RBI), kuantitatif, *pipeline Production Gathering Line*.

ABSTRACT

Oil exploration activities include the piping systems mostly as a mean to flow the fluid. Therefore the reliability of the piping system is a necessary for all petroleum industries to prevent the occurrence of a failure in a piping system. One of the approaches to maintain the reliability of piping system is Risk Based Inspection (RBI). This activity is conducted by considering various aspects, such as operational, material, environmental, finance, service, and management system aspect. The main purpose of RBI is to prevent the failure or the damage which can cause the serious impact (such as explosion) that threatens the safety and environment, the chemical threats and financial losses.

The aim of this research is to analyze and calculate the risk value quantitatively using Code API 581 Risk Based Inspection Technology 2008 for the piping system of the oil and gas industry. The chosen case study is the pipeline of Production Gathering Line (PGL) area 1, 7, and 8 heavy oil that drains from the test station to Central Gathering Station (CGS) owned by PT. Chevron Pacific Indonesia. The result shows that the risk value in the area 1 and area 7 which contains 7 and 11 pipelines respectively are categorized to the "medium" value, for the area and financial consequences. In the area 8 which contains 4 pipelines, for the area consequence there are 2 pipelines which are categorized to the "medium" value, and the rest to the "medium-high" value, whereas for the financial consequence, all of pipelines are categorized to the "medium" value. From this research it is also found that the parameters such as pressure, pipe diameter, pipe length, flow in the pipe, and production costs affect the calculation of risk.

Keywords: Risk Based Inspection (RBI), quantitative, pipeline Production Gathering Line.

KATA PENGANTAR

Rasa Syukur dan terima kasih kepada Allah SWT, Tuhan semesta alam. Berkat, rahmat dan karunia-Nya, yang telah memberikan kekuatan dan kemampuan bagi Penulis untuk dapat melewati masa studi dan menyelesaikan Tugas Akhir berjudul “Perhitungan Kuantitatif *Risk Based Inspection* Berdasarkan API 581 Pada *Pipeline Production Gathering Line* di *Duri Field*” yang merupakan tahap akhir dari proses untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Mesin di Universitas Diponegoro.

Keberhasilan penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini tidak lepas dari bantuan orang-orang yang dengan segenap hati memberikan bantuan, bimbingan dan dukungan, baik moral maupun material. Oleh karena itu penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Dipl. Ing. Berkah Fadjar T.K, selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Diponegoro Semarang.
2. Bapak Dr. Jamari, ST, MT selaku dosen pembimbing Tugas Sarjana yang telah begitu banyak memberikan pengarahan, masukan, nasihat, kesempatan dan berbagai nilai-nilai positif di dalam maupun luar akademis kepada Penulis.
3. Bapak Rifky, Bapak Tauviq, dan Mba’ Nur terimakasih banyak atas bimbingan dan bantuannya.
4. Bapak Elwin Nasution *Assistant Analyst HR Learning & Soft Skills training* yang telah memberi kesempatan bagi Penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir di PT. Chevron Pacific Indonesia.
5. Bapak Denni sebagai *Team Leader Mechanical Integrity Team* yang telah memberikan izin kepada Penulis untuk dapat bergabung di Team MIT dalam pengerjaan tugas akhir.
6. Mas Ekasurya Poerwanto sebagai pembimbing lapangan yang telah banyak sekali memberikan saran, bantuan dan ilmunya kepada Penulis.
7. Mas Abdillah, Mas Widodo, Mas Wahyu, Mas Guritno, Mas Marjuki, Bang Martin, Mas Zuam, Mba Hilda, Mas Andi, Mba Connie, Mba Win, Mas Dana dan semuanya yang telah banyak membantu selama melaksanakan tugas akhir di kantor Teladan Duri.
8. Bayu Kurniawan sebagai rekan Tugas Akhir atas kerja sama dan bantuannya.

9. Teman-teman seperjuangan Lab. EDT (*Laboratory for Engineering Design and Tribology*).

10. Teman-teman angkatan 2007 dan Himpunan Mahasiswa Mesin (HMM).

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini masih banyak kekurangannya dan masih jauh dari sempurna, sehingga segala kritik dan saran yang membangun demi kesempurnaan dari penyusun laporan ini sangat kami harapkan. Semoga hasil-hasil yang dituangkan dalam laporan ini bermanfaat bagi siapa saja yang memerlukan.

Akhirnya Penulis berharap semoga tugas akhir ini dapat memberi manfaat bagi kita semua. Amin.

Semarang, Agustus 2011

Penulis

DAFTAR ISI

JUDUL	i
TUGAS AKHIR.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS.....	v
HALAMAN MOTTO DAN PERSEMBAHAN.....	vi
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL.....	xix
NOMENKLATUR	xxii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar belakang	1
1.2. Tujuan penulisan	4
1.3. Batasan masalah	5
1.4. Metodologi penelitian.....	5
1.5. Sistematika penulisan	7
BAB II DASAR TEORI.....	8
2.1. Sistem Perpipaan	8
2.2. Korosi	9
2.3. Hidrogen Sulfide H ₂ S	11
2.3.1. Proses Terjadinya Gas H ₂ S.....	11

2.3.2.	Sifat dan Katakteristik Gas H ₂ S.....	11
2.3.3.	Efek Fisik Gas H ₂ S Terhadap Manusia	12
2.4.	<i>Risk</i> (Resiko) Secara Umum.....	12
2.5.	Konsep <i>Risk Based Inspection</i> API (RBI).....	13
2.5.1.	Jenis-jenis <i>Risk Based Inspection</i> Pada API 580.....	15
2.5.2.	Hubungan RBI Kualitatif, Kuantitatif, dan Semi-kuantitatif.....	16
2.5.3.	Probabilitas Kegagalan	17
2.5.4.	Konsekuensi Kegagalan.....	29
2.5.5.	Perhitungan Analisis Konsekuensi <i>Level 1</i> pada <i>Pipeline</i>	36
2.5.6.	Analisis Resiko	58
2.6.	<i>Study of a Risk Based Piping Inspection Guideline System</i>	61
BAB III METODE PENELITIAN.....		68
3.1.	Pendahuluan	68
3.1.1.	Diagram Alir Menentukan <i>Generic Failure Frequency</i>	70
3.1.2.	Diagram Alir Menentukan <i>Damage Factor</i>	71
3.1.3.	Diagram Alir Menentukan Faktor Sistem Manajemen.....	78
3.1.4.	Diagram Alir Menentukan Konsekuensi	79
3.1.5.	Diagram Alir Menentukan Analisis Resiko.....	88
3.2.	Program Bantu Perhitungan Resiko	89
3.2.1.	Langkah-langkah Program Bantu Perhitungan Probabilitas.....	89
3.2.2.	Langkah-langkah Program Bantu Perhitungan Konsekuensi	93
3.2.3.	Langkah-langkah Program Bantu Analisis Resiko.....	98
3.3.	Studi Kasus	99
3.3.1.	<i>Pipeline Production Gathering Line</i> Duri	99
3.3.2.	Data Studi Kasus	104
BAB IV ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN.....		112
4.1	Hasil Perhitungan Probabilitas <i>Pipeline Production Gathering Line</i>	112
4.1.1	Hasil Perhitungan Probabilitas PGL dari Area 1 ke CGS 1	112

4.1.2	Hasil Perhitungan Probabilitas PGL dari Area 7 ke CGS 1	114
4.1.3	Hasil Perhitungan Probabilitas PGL dari Area 8 ke CGS 5	116
4.1.4	Parameter-Parameter yang Berpengaruh Dalam Perhitungan Probabilitas	117
4.2	Hasil Perhitungan Konsekuensi <i>Production Gathering Line</i>	123
4.2.1	Hasil Perhitungan Konsekuensi PGL dari Area 1 ke CGS 1	123
4.2.2	Hasil Perhitungan Konsekuensi PGL dari Area 7 ke CGS 1	128
4.2.3	Hasil Perhitungan Konsekuensi PGL dari Area 8 ke CGS 5	133
4.2.4	Parameter-Parameter yang Berpengaruh Dalam Perhitungan Konsekuensi.....	136
4.3	Hasil Perhitungan Resiko <i>Production Gathering Line</i>	144
4.3.1	Hasil Perhitungan Resiko PGL dari Area 1 ke CGS 1	144
4.3.2	Hasil Perhitungan Resiko PGL dari Area 7 ke CGS 1	145
4.3.3	Hasil Perhitungan Risiko PGL dari Area 8 ke CGS 5	146
4.4	Verifikasi Perhitungan.....	147
BAB V PENUTUP.....		149
5.1	Kesimpulan.....	149
5.2	Saran	151
DAFTAR PUSTAKA		152
LAMPIRAN.....		155
a)	Jurnal Internasional berjudul <i>Study of a Riks Based Piping Inspection Guideline System</i>	156
b)	API dan beberapa standarnya yang diterbitkan.....	164
c)	Spesifikasi material pipa <i>Production Gathering Line</i>	165

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Persentase penyebab-penyebab kegagalan sistem perpipaan [5]..	2
Gambar 1.2	Pipa yang terkorosi (a) <i>external</i> [7] dan (b) <i>internal</i> [8].....	3
Gambar 1.3	Duri <i>field</i> PT. Chevron Pacific Indonesia, Riau [9].	4
Gambar 1.4A	Diagram alir penelitian secara umum.....	5
Gambar 1.4B	Diagram alir penelitian secara umum.....	6
Gambar 2.1	Inspeksi visual pada sebuah <i>pipeline</i> [10].....	8
Gambar 2.2	Mekanisme terkorosinya logam akibat kontak dengan atmosfer [13].	10
Gambar 2.3	Jenis-jenis korosi berdasarkan cara mengidentifikasinya [14].....	10
Gambar 2.4	Ikatan ion gas H ₂ S [16].....	12
Gambar 2.5	Manajemen menggunakan RBI [19]..	14
Gambar 2.6	Proses <i>Risk Based Inspection</i> secara umum [19]..	14
Gambar 2.7	Rangkaian kesatuan proses RBI [19]..	17
Gambar 2.8	<i>Thinning damage factor</i> [20].....	25
Gambar 2.9	<i>Sulfida stress cracking</i> [21].....	26
Gambar 2.10	HIC/SOHIC-H ₂ S [22].....	27
Gambar 2.11	<i>Eksternal corrosion damage factor-ferritic component</i> [23].	27
Gambar 2.12	<i>Piping mechanical fatigue</i> [24].	28
Gambar 2.13	Prosedur analisis konsekuensi [18]... ..	29
Gambar 2.14	Jenis pelepasan (a) <i>Instantaneous</i> dan (b) <i>Continuous</i> [25].....	43
Gambar 2.15	Konsekuensi akibat <i>flammable</i> [25].....	48
Gambar 2.16	H ₂ S <i>toxic</i> [26].	53
Gambar 2.17	Prinsip dari superposisi untuk perhitungan dari nilai resiko API 581 RBI.	59
Gambar 2.18	Matriks resiko API RBI 581.....	60
Gambar 2.19	Aplikasi dan metodologi RBI [27].	62
Gambar 2.20	Model analisis resiko [27]	63
Gambar 2.21	Data dalam perhitungan resiko perpipaan [27].	63
Gambar 2.22	Kategori nilai probabilitas dan konsekuensi [27]	64

Gambar 2.23	Struktur dari pedoman RBI untuk <i>piping</i> [27].	65
Gambar 2.24	Distribusi matriks resiko [27].	66
Gambar 3.1	Diagram alir proses perhitungan dalam program bantu.	69
Gambar 3.2	Diagram alir menentukan <i>generic failure frequency</i> .	70
Gambar 3.3	Diagram alir menentukan <i>thinning damage factor</i> .	71
Gambar 3.4	Diagram alir menentukan <i>SSC damage factor-sulfida stress cracking</i> .	73
Gambar 3.5	Diagram alir menentukan HIC/SOHIC-H ₂ S.	75
Gambar 3.6	Diagram alir menentukan <i>eksternal corrosion damage factor</i> .	76
Gambar 3.7	Diagram alir menentukan <i>piping mechanical fatigue</i> .	77
Gambar 3.8	Diagram alir menentukan faktor sistem manajemen.	78
Gambar 3.9	Diagram alir <i>representative fluid</i> dan sifat-sifatnya.	79
Gambar 3.10	Diagram alir menentukan ukuran lubang.	80
Gambar 3.11	Diagram alir menentukan <i>release rate</i> .	80
Gambar 3.12	Diagram alir menentukan <i>release rate</i> estimasi jumlah total fluida yang ada untuk keluar.	81
Gambar 3.13	Diagram alir menentukan jenis <i>release</i> (<i>continuous</i> atau <i>instantaneous</i>).	82
Gambar 3.14	Diagram alir menentukan dampak dari sistem deteksi dan isolasi.	82
Gambar 3.15	Diagram alir menentukan <i>release rate</i> dan massa.	83
Gambar 3.16	Diagram alir menentukan <i>flammable consequence</i> dan <i>explosive consequence</i> .	84
Gambar 3.17	Diagram alir menentukan <i>toxic consequence</i> .	85
Gambar 3.18	Diagram alir menentukan <i>financial consequences</i> .	86
Gambar 3.19	Diagram alir menentukan analisis resiko.	88
Gambar 3.20	Tampilan program bantu <i>generic failure frequency</i> (<i>gff</i>).	89
Gambar 3.21	Tampilan program bantu <i>thining damage factor</i> .	90
Gambar 3.22	Tampilan program bantu <i>sulfide stress cracking</i> .	90
Gambar 3.23	Tampilan program bantu HIC/SOHIC-H ₂ S.	91
Gambar 3.24	Tampilan program bantu <i>eksternal corrosion damage factor</i> .	91
Gambar 3.25	Tampilan program bantu <i>piping mechanical fatigue</i> .	92

Gambar 3.26	Tampilan program bantu faktor sistem manajemen dan nilai probabilitas.....	92
Gambar 3.27	Tampilan program bantu menentukan jenis fluida yang dianalisa.....	93
Gambar 3.28	Tampilan program bantu menentukan ukuran lubang <i>release</i>	93
Gambar 3.29	Tampilan program bantu menentukan <i>teoritic release rate</i>	94
Gambar 3.30	Tampilan program bantu menentukan estimasi jumlah fluida yang <i>release</i>	94
Gambar 3.31	Tampilan program bantu menentukan jenis <i>release</i>	95
Gambar 3.32	Tampilan program bantu menentukan sistem deteksi dan isolasi.....	95
Gambar 3.33	Tampilan program bantu menentukan <i>release rate</i> dan <i>release massa</i>	95
Gambar 3.34	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>flammable</i>	96
Gambar 3.35	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>toxic</i>	96
Gambar 3.36	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>finance</i> kerusakan komponen.....	97
Gambar 3.37	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>finance</i> kerusakan komponen disekitar.....	97
Gambar 3.38	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>finance</i> kerugian produksi.....	97
Gambar 3.39	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi cedera personil.....	98
Gambar 3.40	Tampilan program bantu menentukan konsekuensi <i>finance</i> untuk pembersihan lingkungan dan total konsekuensi <i>finance</i>	98
Gambar 3.41	Hasil analisis resiko.....	99
Gambar 3.42	Proses pengambilan minyak dan pengolahannya.....	100
Gambar 3.43	CGS di Duri <i>Steamflood Field</i>	101
Gambar 3.44	CGS dalam suatu sistem pengumpulan minyak bumi.....	102
Gambar 3.45	<i>Water Treatment Plant</i> (WTP) di Duri.....	103
Gambar 3.46	<i>Pipeline Production Gathering Line</i> (PGL) 16 in di area 7 ke CGS 1.....	104
Gambar 3.47	<i>Pipeline Production Gathering Line</i> (PGL) 24 in di area 7 ke CGS 1.....	104
Gambar 3.48	<i>Support pipeline Production Gathering Line</i> di area 7 ke CGS 1.....	104

Gambar 4.1	Nilai probabilitas <i>pipeline</i> PGL dari area 1 ke CGS 1..	113
Gambar 4.2	Nilai probabilitas <i>pipeline</i> PGL dari area 7 ke CGS 1..	115
Gambar 4.3	Nilai probabilitas <i>pipeline</i> PGL dari area 8 ke CGS 5.	117
Gambar 4.4	Grafik hubungan <i>corrosion rate</i> dengan <i>damage factor thinning</i>	118
Gambar 4.5	Grafik hubungan <i>corrosion rate</i> dengan <i>total damage factor</i>	118
Gambar 4.6	Grafik hubungan <i>corrosion rate</i> dengan probabilitas kegagalan.	119
Gambar 4.7	Grafik hubungan <i>thickness reading</i> dengan <i>thinning damage factor</i>	120
Gambar 4.8	Grafik hubungan <i>thickness reading</i> dengan <i>corrosion eksternal damage factor</i>	121
Gambar 4.9	Grafik hubungan <i>thickness reading</i> dengan <i>total damage factor</i>	121
Gambar 4.10	Grafik hubungan <i>thickness reading</i> dengan probabilitas kegagalan..	122
Gambar 4.11	Grafik hubungan <i>inspection level</i> dengan <i>total damage factor</i>	123
Gambar 4.12	Konsekuensi area kerusakan komponen pada PGL dari area 1 ke CGS 1..	124
Gambar 4.13	Konsekuensi area cedera personil pada PGL dari area 1 ke CGS 1.....	125
Gambar 4.14	Konsekuensi <i>finance</i> pada PGL dari area 1 ke CGS 1.	126
Gambar 4.15	Konsekuensi area kerusakan komponen pada PGL dari area 7 ke CGS 1..	129
Gambar 4.16	Konsekuensi area cedera personil pada PGL dari area 7 ke CGS 1.....	130
Gambar 4.17	Konsekuensi <i>finance</i> pada PGL dari area 7 ke CGS 1.	132
Gambar 4.18	Konsekuensi area kerusakan komponen pada PGL dari area 8 ke CGS 1..	133
Gambar 4.19	Konsekuensi area cedera personil pada PGL dari area 8 ke CGS 5.....	134
Gambar 4.20	Konsekuensi <i>finance</i> pada PGL dari area 8 ke CGS 5.	135
Gambar 4.21	Grafik hubungan tekanan dalam pipa dengan total konsekuensi area akibat <i>flammable</i>	137
Gambar 4.22	Grafik hubungan tekanan dalam pipa dengan total konsekuensi area cedera personil akibat <i>toxic</i>	138
Gambar 4.23	Grafik hubungan diameter pipa dengan total konsekuensi area akibat <i>flammable</i>	139
Gambar 4.24	Grafik hubungan diameter pipa dengan konsekuensi area cedera personil akibat <i>toxic</i>	140

Gambar 4.25	Grafik hubungan panjang pipa dengan konsekuensi area cedera personil akibat <i>toxic</i>	140
Gambar 4.26	Grafik hubungan debit aliran dengan total konsekuensi area akibat <i>flammable</i>	141
Gambar 4.27	Grafik hubungan debit aliran dengan konsekuensi area cedera personil akibat <i>toxic</i>	142
Gambar 4.28	Grafik hubungan debit aliran dengan konsekuensi <i>finance</i>	142
Gambar 4.29	Grafik hubungan biaya produksi dengan konsekuensi <i>finance</i>	143
Gambar 4.30	Matriks resiko (a) konsekuensi area dan (b) konsekuensi <i>finance</i> area 1..	144
Gambar 4.31	Matriks resiko (a) konsekuensi area dan (b) konsekuensi <i>finance</i> area 7 ...	146
Gambar 4.32	Matriks resiko (a) konsekuensi area dan (b) konsekuensi <i>finance</i> area 8. ..	147
Gambar 4.33	Grafik hubungan <i>release rate</i> H2S dengan konsekuensi area API 581 [29].....	148
Gambar 4.34	Grafik hubungan <i>release rate</i> H2S dengan konsekuensi area hasil simulasi perhitungan.....	148

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Daftar frekuensi kegagalan komponen (<i>gff</i>) [18].....	19
Tabel 2.2	Ukuran lubang dalam API 581 [18].....	20
Tabel 2.3	Daftar topik pertanyaan dalam evaluasi sistem manajemen [18].....	21
Tabel 2.4	Kategori efektifitas inspeksi [18].....	24
Tabel 2.5	Daftar <i>representative fluids</i> untuk analisis <i>level 1</i> [18].....	31
Tabel 2.6	Konstanta persamaan konsekuensi kerusakan komponen akibat <i>flammable</i> [18].....	32
Tabel 2.7	Konstanta persamaan konsekuensi cedera personal akibat <i>flammable</i> [18].....	33
Tabel 2.8	Sifat-sifat dari <i>representative fluids</i> dalam analisis <i>level 1</i> [18].....	37
Tabel 2.9	Panduan analisis konsekuensi <i>level 1</i> dalam menentukan fase <i>fluida</i> [18].....	38
Tabel 2.10	Pemberian peringkat untuk jenis-jenis sistem deteksi [18].....	44
Tabel 2.11	Pemberian peringkat untuk jenis-jenis sistem isolasi [18].....	45
Tabel 2.12	Faktor untuk <i>release</i> berdasarkan sistem deteksi dan isolasi [18].....	45
Tabel 2.13	Durasi kebocoran berdasarkan sistem deteksi dan isolasi [18].....	46
Tabel 2.14	Penyesuaian konsekuensi <i>flammable</i> untuk sistem mitigasi.....	49
Tabel 2.15	Nilai numerik yang berhubungan dengan kategori probabilitas dan konsekuensi berdasarkan area dalam API RBI 581].....	61
Tabel 2.16	Nilai numerik yang berhubungan dengan kategori probabilitas dan konsekuensi berdasarkan <i>financial</i> dalam API RBI 581.....	61
Tabel 2.17	Jumlah perpipaan yang dianalisis nilai resiko [27].....	66
Tabel 2.18	Perbandingan penelitian yang dilakukan Shiaw-Wen [27] dengan penulis.....	67
Tabel 3.1	Keefektifan inspeksi untuk tipe <i>general thinning</i>	72
Tabel 3.2	Keefektifan inspeksi untuk tipe <i>localized thinning</i>	72
Tabel 3.3A	<i>Thinning damage factor</i>	72
Tabel 3.3B	<i>Thinning damage factor</i>	73
Tabel 3.4	<i>Enviromental severity</i>	74
Tabel 3.5	Kerentanan terhadap SSC (<i>Sulfide Stress Cracking</i>).....	74

Tabel 3.6	Mentukan <i>severity index</i>	74
Tabel 3.7	SSC <i>base damage factors</i> untuk semua mekanisme SCC.....	74
Tabel 3.8	Kerentanan terhadap SSC-HIC/SOHIC-H ₂ S <i>cracking</i>	76
Tabel 3.9	<i>Corrosion rates</i> untuk perhitungan faktor kerusakan <i>external corrosion</i>	77
Tabel 3.10	Biaya kerusakan komponen.	87
Tabel 3.11	Data fasa dan densitas fluida PGL di area 1 [28].....	105
Tabel 3.12	Data fasa dan densitas fluida PGL di area 7 [28].....	105
Tabel 3.13	Data fasa dan densitas fluida PGL di area 8 [28].....	106
Tabel 3.14	Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di area 1 [28].	107
Tabel 3.15	Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di area 7 [28].	107
Tabel 3.16	Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di area 8 [28].	108
Tabel 3.17	Data dimensi PGL di area 1 [28].....	108
Tabel 3.18	Data dimensi PGL di area 7 [28].....	109
Tabel 3.19	Data dimensi PGL di area 8 [28].....	109
Tabel 3.20	Data historis inspeksi PGL di area 1 [28].	110
Tabel 3.21	Data historis inspeksi PGL di area 7 [28].	110
Tabel 3.22	Data historis inspeksi PGL di area 8 [28].	111
Tabel 4.1	Hasil perhitungan probabilitas PGL dari area 1 ke CGS 1.	112
Tabel 4.2	Hubungan data inspeksi dengan probabilitas PGL dari area 1 ke CGS 1.....	113
Tabel 4.3	Hasil perhitungan probabilitas PGL dari area 7 ke CGS 1.	114
Tabel 4.4	Hubungan data inspeksi dengan probabilitas PGL dari area 7 ke CGS 1.....	115
Tabel 4.5	Hasil perhitungan probabilitas PGL dari area 8 ke CGS 5.	116
Tabel 4.6	Hubungan data inspeksi dengan probabilitas PGL dari area 8 ke CGS 5.....	116
Tabel 4.7	Hasil perhitungan konsekuensi kerusakan komponen PGL dari area 1 ke CGS 1.	124
Tabel 4.8	Hasil perhitungan konsekuensi cedera personil PGL dari area 1 ke CGS 1. .	125
Tabel 4.9	Hasil perhitungan konsekuensi <i>finance</i> PGL dari area 1 ke CGS 1.....	126
Tabel 4.10	Hubungan data input dengan konsekuensi PGL dari area 1 ke CGS 1.....	127

Tabel 4.11 Hasil perhitungan konsekuensi kerusakan komponen PGL dari area 7 ke CGS1	128
Tabel 4.12 Hasil perhitungan konsekuensi cedera personil PGL dari area 7 ke CGS 1 ..	129
Tabel 4.13 Hasil perhitungan konsekuensi <i>finance</i> PGL dari area 7 ke CGS 1.....	131
Tabel 4.14 Hubungan data input dengan konsekuensi PGL dari area 7 ke CGS 1	132
Tabel 4.15 Hasil perhitungan konsekuensi kerusakan komponen PGL dari area 8 ke CGS 5	133
Tabel 4.16 Hasil perhitungan konsekuensi cedera personil PGL dari area 8 ke CGS 5 ..	134
Tabel 4.17 Hasil perhitungan konsekuensi <i>finance</i> PGL dari area 8 ke CGS 5.....	135
Tabel 4.18 Hubungan data input dengan konsekuensi PGL dari area 8 ke CGS 5.....	136
Tabel 4.19 Kategori resiko PGL dari area 1 ke CGS 1.....	144
Tabel 4.20 Kategori resiko PGL dari area 7 ke CGS 1	145
Tabel 4.20 Kategori resiko PGL dari area 8 ke CGS 5.....	146

NOMENKLATUR

Simbol	Keterangan	Satuan
AIT	<i>Auto Ignition Temperature</i>	[⁰ R]
A_n	Luas area lubang	[in ²]
a	Konstanta <i>gas/liquid</i>	[-]
b	Konstanta <i>gas/liquid</i>	[-]
C ₁	Konstanta (12)	[-]
C ₂	Konstanta (1)	[-]
C ₄	Konstanta (1)	[-]
C ₅	Konstanta (55.6)	[-]
C ₈	Konstanta (1)	[-]
C _d	<i>Discharge coefficient</i> (Rekomendasi API: 0,61)	[-]
CA_{cmd}	Final konsekuensi area kerusakan komponen	[ft ²]
CA_{cmd}	Final konsekuensi area kerusakan komponen	[ft ²]
CA_n^{CONT}	<i>Consequence area</i> untuk <i>continuous release</i>	[ft ²]
CA^{flam}	<i>Cosequence area flammable</i>	[ft ²]
CA_n^{flam}	<i>Cosequence area flammable</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[ft ²]
CA_{cmd}^{flam}	<i>Final probability weighted component damage flammable consequence area</i>	[ft ²]
CA_{inj}	Final konsekuensi area cedera personil	[ft ²]
CA_n^{INST}	<i>Consequence area</i> untuk <i>instantaneous release</i>	[ft ²]
CA_{inj}^{flam}	<i>Final probability weighted personnel injury flammable consequence area</i>	[ft ²]
CA_{inj}^{tox}	<i>Final probability weighted personnel injury toxic consequence area</i>	[ft ²]
$D_f(t)$	Faktor kerusakan (<i>damage factor</i>)	[-]
D_f^{thin}	<i>Thinning damage factor</i>	[-]

D_f^{elin}	<i>Linings damage factor</i>	[-]
D_f^{extd}	<i>Corrosion dan stress corrision cracking damage factor</i>	[-]
D_f^{SSC}	<i>Stress corrision cracking damage factor</i>	[-]
D_f^{htha}	<i>High temperatur hydrogen attack damage factor</i>	[-]
D_f^{mfat}	<i>Mechanical fatigue damage factor</i>	[-]
D_f^{brit}	<i>Brittle fracture damge factor</i>	[-]
$eneff_n$	Faktor efisiensi energi untuk setiap (n) ukuran lubang	[-]
$equiptcost$	Biaya proses penggantian komponen	[\$/ft ²]
$envcost$	Biaya pembersihan lingkungan	[\$/bb]
FC	Final konsekuensi <i>finance</i>	
FC_{affa}	<i>Financial consequence</i> kerusakan disekitar komponen	[\$]
FC_{cmd}	<i>Financial consequence</i> kerusakan komponen	[\$]
$FC_{environ}$	<i>Financial consequence</i> pembersihan lingkungan	[\$]
FC_{inj}	<i>Financial consequence</i> hasil dari cedera serius personil	[\$]
F_{MS}	Faktor sistem manajemen	[-]
FC_{prod}	<i>Financial consequence</i> produksi yang terbuang	[\$]
$fact_n^{IC}$	Faktor <i>blending</i> konsekuensi area pelepasan <i>continuous/instantaneous</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[-]
$fact^{AIT}$	AIT faktor campuran konsekuensi area	[-]
gff_n	<i>Generic failure frequencies</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[<i>failure/year</i>]
gff_{total}	<i>Total generic failure frequencies</i>	[<i>failure/year</i>]
g_c	Faktor konversi dari lb _f ke lb _m (32.2)	[lbm-ft/lbf-sec ²]
$holecost_n$	Biaya perbaikan peralatan untuk setiap (n) ukuran lubang	[\$]
$injcst$	Biaya untuk cedera serius atau parah pada personil	[\$]
$K_{v,n}$	Faktor koreksi <i>viscosity</i>	[-]
k	<i>Ideal gas specific heat ratio</i>	[-]

ld_n	<i>Leak duration actual</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[s]
$ld_{max,n}$	<i>Leak duration maximum</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[s]
MW	<i>Molecular weight</i>	[lb/lb-mol]
$mass_{avail,n}$	Massa yang tersedia untuk <i>release</i> setiap (n) ukuran lubang	[lb]
$mass_{comp,I}$	Massa komponen	[lb]
$mass_{add,n}$	Massa <i>additional</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[lb]
$mass_n^{tox}$	<i>Release massa</i> komponen <i>toxic</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[lb]
$mass_{inv}$	Massa inventori	[lb]
$mass_n$	<i>Mitigated discharge mass</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[lb]
$matcost$	Faktor biaya material	[-]
$mfrac^{tox}$	Fraksi massa dari material toxic (0,0004)	[-]
NBP	<i>Normal Boiling Point</i>	[⁰ R]
$Outage_{cmd}$	Waktu yang diperlukan untuk memperbaiki komponen yang dievaluasi	[days]
$Outage_{affa}$	Waktu yang diperlukan untuk memperbaiki peralatan disekitar komponen yang dievaluasi	[days]
P_{atm}	Tekanan atmosfer	[psi]
$P_f(t)$	Probabilitas kegagalan (<i>probability of failure</i>)	[-]
$prodcost$	Biaya produksi yang hilang karena waktu yang digunakan untuk memperbaiki peralatan	[\$/day]
$Popdens$	<i>Population density</i> dari personil atau pekerja	[personil/ft ²]
P_s	Tekanan normal operasi pada <i>storage</i>	[psi]
R	<i>Universal gas constant</i> = 1545	[ft-lbf/lb-mol ⁰ R]
$rate_n$	<i>Mitigated discharge rate</i> untuk setiap (n) ukuran lubang	[lb/s]
T_s	Temperatur <i>storage</i>	[⁰ R]
vol_n^{env}	Tumpahan minyak	[barrels]
Wn	<i>Release rate</i> untuk <i>liquid</i>	[lbs/sec]
ρ_l	Densitas	[lb/ft ³]