



TUGAS AKHIR - TL141584

**STUDI APLIKASI *RISK-BASED INSPECTION*
(RBI) MENGGUNAKAN API 581 PADA *FUEL
GAS SCRUBBER***

Adi Nugraha
NRP 2712 100 079

Dosen Pembimbing:
Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA
Wikan Jatimurti S.T, M.Sc

JURUSAN TEKNIK MATERIAL DAN METALURGI
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2016



FINAL PROJECT - TL141584

RESEARCH OF APPLICATION RISK BASED INSPECTION (RBI) USING API 581 ON FUEL GAS SCRUBBER

Adi Nugraha
NRP 2712 100 079

Advisor:
Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA
Wikan Jatimurti S.T, M.Sc

DEPARTMENT OF MATERIALS AND METALLURGICAL ENGINEERING
Faculty of Industrial Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya
2016

**STUDI APLIKASI *RISK-BASED INSPECTION (RBI)*
MENGUNAKAN API 581 PADA *FUEL GAS*
*SCRUBBER***

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
pada
Bidang Studi Korosi Dan Kegagalan Material
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Material dan Metalurgi
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh:

Adi Nugraha

NRP 2712 100 079

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:

Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA Pembimbing

Wikan Jatimurti, S.T. M,Sc. Pembimbing



STUDI APLIKASI METODE *RISK-BASED INSPECTION (RBI)* MENGGUNAKAN API 581 PADA *FUEL GAS SCRUBBER*

Nama Mahasiswa : Adi Nugraha
NRP : 2712100079
Jurusan : Teknik Material dan Metalurgi
Dosen Pembimbing : 1. Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA
2. Wikan Jatimurti S.T. M, Sc.

Abstrak

Inspeksi berbasis resiko (RBI) merupakan suatu metode analisa inspeksi yang menjadikan resiko sebagai dasarnya. Dengan adanya pendekatan RBI ini maka dimungkinkan untuk melakukan inspeksi yang lebih efektif dan efisien dikarenakan adanya inspeksi yang ada akan diprioritaskan pada alat dengan resiko yang lebih tinggi. Pada tugas akhir ini peralatan yang akan diteliti adalah jenis pressure vessel yaitu Fuel Gas Scrubber. Metode RBI yang digunakan adalah kuantitatif dengan mengacu pada API 581. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui tingkat resiko dari alat serta jadwal dan metode inspeksi yang tepat untuk alat tersebut. Dari hasil analisa dan perhitungan didapatkan bahwa kemungkinan kegagalan dari alat ini berada pada kategori 1, dan konsekuensi kegagalannya berada pada kategori E. Berdasarkan nilai tersebut didapatkan tingkatan resiko dari alat ini berada pada level medium-high. Penyebab alat ini memiliki resiko yang cukup tinggi dikarenakan fluida yang mengalir di dalamnya cukup berbahaya serta laju aliran dari fluidanya cukup tinggi. Interval inspeksi untuk alat ini adalah setiap 5 tahun menggunakan ultrasonic thickness measurement dan visual examination. Hal ini dikarenakan metode inspeksi tersebut dirasa cocok untuk mendapatkan informasi yang dibutuhkan sesuai dengan mekanisme kerusakan yang dapat terjadi pada alat ini.

Kata Kunci: RBI, Kuantitatif, Pressure Vessel, API 581

RESEARCH OF APPLICATION RISK-BASED INSPECTION (RBI) USING API 581 ON FUEL GAS SCRUBBER

Student Name : Adi Nugraha
Student ID : 2712100079
Department : Materials and Metallurgical
Engineering
Advisor : 1. Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA
2. Wikan Jatimurti S.T. M, Sc.

Abstrak

Risk-based inspection (RBI) is an analysis method that makes risk as its foundation. With the RBI's approach it is possible to carry out more effective and efficient inspections because the next inspection will be prioritized on the device with a higher risk. On this final project, the device that will be studied is the type of pressure vessel which is Fuel Gas Scrubber using RBI quantitative method with reference to API 581. This study aims to determine the level of risk of the device as well as the right schedule and method of inspection for this device. From the analysis and calculations, it shows that the probability of failure of these tools are in category 1, and the consequences of failure are in category E. Based on the obtained value, the risk level of this device is at medium-high level. This device have a medium-high risk due to fluid in this device is quite dangerous as well as the flow rate of the fluid is high too. Inspection interval for these device is every 5 years using ultrasonic thickness measurement and visual examination. This is because the method of inspection is suitable enough to obtain the information required in accordance with the mechanism of the damage that can occur in this device.

Keyword: RBI, Quantitative, Pressure Vessel, API 581

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberi nikmat, anugerah, kekuatan, hidayah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir pada Jurusan Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS yang berjudul:

“Studi Aplikasi *Risk-Based Inspection (RBI)* Menggunakan API 581 Pada *Fuel Gas Scrubber*”

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik atas bantuan dan dukungan dari beberapa pihak. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberi dukungan dan bimbingan kepada penulis sehingga tugas akhir ini dapat diselesaikan, yaitu:

1. Bapak Eri Rumaizal, Ibu Martati, Angraini, Rani Gustari, Suci Rahmadani Putri, Aisha Fayyaza, dan Latifah selaku keluarga penulis yang selalu mendukung dan memberikan doa.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Sulistijono, DEA dan bapak Wikan Jatimurti S.T, M,Sc. selaku dosen pembimbing tugas akhir dan telah memberikan bimbingan dan wawasan.
3. Bapak Ir. Rochman Rochiem, M.Sc selaku dosen wali penulis pada Jurusan Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS.
4. Bapak Dr. Agung Purniawan, S.T., M.Eng. selaku Ketua Jurusan Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS.
5. Saudara-saudara MT14 selaku keluarga penulis di Surabaya dan menjadi tempat berbagi baik dalam senang maupun sedih.
6. Dosen dan karyawan yang telah membantu penulis untuk menyelesaikan perkuliahan di Jurusan Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS.
7. Ihsan Aulia Pamayo, Dandy Prakoso, dan Fajar Adi Prasetya selaku teman satu atap penulis selama ini.

8. Dan untuk seluruh pihak yang telah memberikan partisipasi atas penulisan tugas akhir ini.

Penulis berharap tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi seluruh pihak yang membaca. Penulis juga menyadari masih terdapat banyak kekurangan dalam penulisan tugas akhir ini, sehingga penulis sangat menerima kritik dan saran dari para pembaca yang dapat membangun demi kesempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, Januari 2016
Penulis,

Adi Nugraha

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	v
ABSTRAK	vii
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	2
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Inspeksi.....	5
2.2 Resiko.....	6
2.3 Manajemen Resiko dan Reduksi Resiko	6
2.4 Risk-Based Inspection (RBI).....	7
2.5. Jenis-jenis Metode RBI	9
2.5.1 Metode RBI Kualitatif.....	10
2.5.2 Metode RBI Semi-Kuantitatif	10
2.5.3 Metode RBI Kuantitatif.....	11

2.6 Keuntungan Menggunakan RBI	12
2.7 Analisis Risk-Based Inspection dengan API RBI	13
2.8 Kemungkinan Kegagalan/Probability of Failure (PoF)	15
2.8.1 Frekuensi Kegagalan Umum (gff)	15
2.8.2 Faktor Kerusakan/Damage Factor	20
2.8.3 Perhitungan Faktor Kerusakan Thinning	28
2.8.4 Faktor Sistem Manajemen	36
2.9 Konsekuensi Kegagalan/Consequence Of Failure (CoF)	36
2.9.1 Fluida Representatif dan Sifatnya	39
2.9.2 Ukuran Lubang Kebocoran	45
2.9.3 Laju Kebocoran	46
2.9.4 Persediaan Fluida yang Tersedia pada Kebocoran	47
2.9.5 Tipe Kebocoran	48
2.9.6 Dampak dari Sistem Deteksi dan Isolasi pada terhadap Kebocoran	49
2.9.7 Laju dan Massa Kebocoran untuk Analisis Konsekuensi	52
2.9.8 Konsekuensi Keterbakaran dan Ledakan	53
2.9.9 Konsekuensi Racun	59
2.9.10 Konsekuensi Tidak Mudah Terbakar Tidak Beracun	59
2.9.11 Area Konsekuensi Kerusakan Komponen dan Cedera Personel	60
2.10 Risk Level	60
2.11 Gas Scrubber	62
2.12 Fuel Gas Scrubber	62
2.12.1 Komponen Internal Fuel Gas Scrubber	63

2.12.1.1 Half Open Pipe	64
2.12.1.2 Demister Pad	65
2.12.1.3 Vortex Breaker	66
2.12.1.4 Cara Kerja Fuel Gas Scrubber	67
2.13 Penjadwalan Inspeksi	68
2.14 Metode Inspeksi	69
2.15 Penelitian Sebelumnya	69
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	
3.1 Diagram Alir Penelitian.....	73
3.2 Prosedur Penelitian.....	74
3.2.1 Studi Literatur.....	74
3.2.2 Pengumpulan Data dan Informasi	74
3.1.3 Penghitungan Probability of Failure dan Consequence of Failure.....	75
3.1.4 Penghitungan Total Nilai Resiko	75
3.1.5 Penentuan Risk Level.....	76
3.1.6 Perencanaan Metode Inspeksi	76
3.1.7 Perencanaan Jadwal Inspeksi	76
BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	
4.1 Data Umum	77
4.2 Analisis Risk-Based Inspection.....	81
4.2.1 Kemungkinan Kegagalan (Probability of Failure)	81
4.2.1.1 Pehitungan Frekuensi Kegagalan Umum	81
4.2.1.2 Perhitungan Faktor Kerusakan	82

4.2.1.3 Perhitungan Management Systems Factor.....	86
4.2.2 Konsekuensi Kegagalan (Consequence of Failure).....	87
4.2.2.1 Penentuan Fluida Representatif.....	87
4.2.2.2 Pemilihan Release Hole Size.....	87
4.2.2.3 Perhitungan Laju Kebocoran.....	88
4.2.2.4 Perhitungan Available Mass for Release.....	89
4.2.2.5 Penentuan Tipe Kebocoran.....	91
4.2.2.6 Perkiraan Dampak dari Sistem Deteksi dan Isolasi terhadap Kebocoran.....	91
4.2.2.7 Penentuan Laju dan Massa Kebocoran untuk Analisa Konsekuensi.....	92
4.2.2.8 Penentuan Konsekuensi Keterbakaran dan Ledakan...	93
4.2.2.9 Penentuan Konsekuensi Keracunan.....	102
4.2.2.10 Penentuan Konsekuensi Tidak Mudah Terbakar Tidak Beracun.....	102
4.2.2.11 Penentuan Nilai Akhir Konsekuensi.....	102
4.3 Tingkat Resiko.....	102
4.4 Penjadwalan Inspeksi.....	104
4.4 Metode Inspeksi.....	105
 BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan.....	107
5.2 Saran.....	107
DAFTAR PUSTAKA	xxiii

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Kontinum dari Pendekatan RBI.....	9
Gambar 2.2 Matriks Tingkat Resiko RBI (API 581)	61
Gambar 2.3 Skema Kerja <i>Gas Scrubber</i>	62
Gambar 2.4 <i>Fuel Gas Scrubber</i>	63
Gambar 2.5 Komponen Internal <i>Fuel Gas Scrubber</i>	64
Gambar 2.6 <i>Half Open Pipe</i>	65
Gambar 2.7 <i>Demister Pad</i>	65
Gambar 2.8 Proses Penyaringan Liquid oleh <i>Demister Pad</i>	66
Gambar 2.9 <i>Vortex Breaker</i>	67
Gambar 2.10 Skema Kerja <i>Fuel Gas Scrubber</i>	68
Gambar 2.7 Matriks Tingkat Resiko RBI (API 581)	59
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	74
Gambar 4.1 Bagian dan Posisi Pengukuran <i>Ultrasonic Thickness Measurement</i> pada Alat.....	79
Gambar 4.2 <i>Risk Matrix</i> Hasil Perhitungan.....	103

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Rekomendasi Nilai Frekuensi Kegagalan Umum	16
Tabel 2. 2 Kriteria Penyaringan untuk Faktor Kerusakan (API 581).....	20
Tabel 2. 3 Kategori Keefektifan Inspeksi (API 581).....	27
Tabel 2. 4 Pedoman Penilaian Keefektifan Inspeksi – General Thinning (API 581)	28
Tabel 2. 5 Faktor Kerusakan Thinning.....	31
Tabel 2. 6 Nilai Faktor Konversi untuk Analisis Konsekuensi ...	37
Tabel 2. 7 List Fluida Representatif untuk Analisis Level 1	39
Tabel 2. 8 Sifat-sifat dari Fluida Representatif	41
Tabel 2. 9 Pedoman Menentukan Fasa Fluida untuk Analisa Konsekuensi	45
Tabel 2. 10 Ukuran Lubang Kebocoran dalam API RBI	46
Tabel 2. 11 Penilaian Sistem Deteksi dan Isolasi.....	50
Tabel 2. 12 Pengaturan Kebocoran berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi.....	51
Tabel 2. 13 Durasi Kebocoran berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi	51
Tabel 2. 14 Pengaturan Konsekuensi Keterbakaran untuk Sistem Mitigasi.....	53
Tabel 2. 15 Konstanta Perhitungan Konsekuensi Keterbakaran Kerusakan Komponen	54
Tabel 2. 16 Kategori Kemungkinan Kegagalan dan Konsekuensi Kegagalan.....	61

Tabel 4. 1 Hasil Pengujian Ultrasonic Thickness Pada Alat	80
Tabel 4. 2 Nilai Ketebalan Terkecil Tiap Bagian.....	80
Tabel 4. 3 Hasil perhitungan A_{rt}	84
Tabel 4. 4 Nilai D^{thin}_{FB} Tiap Bagian Alat	85
Tabel 4. 5 Diamater Ukuran Lubang Kebocoran.....	88
Tabel 4. 6 Luas Lubang Kebocoran.....	88
Tabel 4. 7 Laju Kebocoran tiap Ukuran Lubang	89
Tabel 4. 8 Massa Fluida tiap Ukuran Lubang	90
Tabel 4. 9 Tipe Kebocoran tiap Lubang Kebocoran.....	91
Tabel 4. 10 Pengaruh Sistem Deteksi dan Isolasi terhadap Kebocoran.....	92
Tabel 4. 11 Nilai Laju, Durasi, dan Massa Kebocoran tiap Lubang Kebocoran.....	93
Tabel 4. 12 Nilai Faktor Koreksi Efisiensi Energi	94
Tabel 4. 13 Nilai Area Kerusakan Komponen AINL-CONT	95
Tabel 4. 14 Nilai Area Kerusakan Komponen AIL-CONT.....	95
Tabel 4. 15 Nilai Area Kerusakan Komponen AINL-INST	96
Tabel 4. 16 Nilai Area Kerusakan Komponen AIL-INST.....	96
Tabel 4. 17 Nilai Area Cedera Personil AINL-CONT	97
Tabel 4. 18 Nilai Area Cedera Personil AIL-CONT	98
Tabel 4. 19 Nilai Area Cedera Personil AINL-INST	98
Tabel 4. 20 Nilai Area Cedera Personil AIL-INST	99
Tabel 4. 21 Nilai Blending Factor	99
Tabel 4. 22 Nilai Continuous/Instantaneous Blended Consequence Areas	100

Tabel 4. 23 Nilai Flammable Consequence Areas	101
Tabel 4. 24 Nilai Final Consequence Areas for Component Damage and Personnel Injury	102
Tabel 4. 25 Nilai Akhir Area Konsekuensi	102

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Proses produksi minyak bumi dari *crude oil* hingga menjadi BBM sangatlah kompleks. Proses eksplorasi hingga produksi tersebut memerlukan sumber daya manusia yang banyak dan energi yang tinggi agar dapat beroperasi optimal. Dikarenakan tingginya kebutuhan energi untuk menjalankan produksinya, perusahaan minyak bumi dan gas umumnya memiliki pembangkit listrik sendiri yang akan menyuplai kebutuhan listrik dari perusahaan. Bahan bakar untuk pembangkit listrik tersebut biasanya berupa gas, dimana gas ini sebagian besar disuplai dari hasil produksi minyak bumi dan gas perusahaan tersebut. Gas yang akan dijadikan bahan bakar untuk pembangkit tersebut haruslah terbebas dari liquid atau kondensat. Untuk itu diperlukanlah sebuah alat untuk memisahkan gas dari liquid atau kondensat dalam gas tersebut, sehingga dihasilkan gas murni yang akan disalurkan kedalam turbin pembangkit listrik. Alat tersebut adalah *Fuel Gas Scrubber*.

Alat *fuel gas scrubber* ini termasuk kedalam jenis *pressure vessel*, dimana alat ini memiliki tekanan kerja serta temperatur tertentu. Tekanan yang cukup tinggi disertai gas bahan bakar yang berada di dalamnya menyebabkan alat ini dapat mengakibatkan bahaya pada keselamatan, antara lain ledakan, kebakaran, dan pencemaran lingkungan. Resiko bahaya tersebut dapat mengancam keselamatan pekerja di sekitar area tersebut serta dapat merusak peralatan disekitarnya dan mengganggu berjalannya proses produksi sehingga akan merugikan perusahaan.

Untuk meminimalkan bahaya tersebut diperlukan suatu langkah pencegahan agar alat tersebut dapat selalu beroperasi dengan aman. Salah satu caranya adalah dengan menerapkan *Risk Based Inspection* (RBI) pada alat tersebut. *Risk Based Inspection* (RBI) adalah metode yang menjadikan resiko sebagai dasar



dalam menentukan rencana atau program inspeksinya. Dengan menggunakan metode RBI akan didapat prediksi kegagalan yang dapat terjadi dan metode mitigasi apa yang sesuai untuk menanggulangnya. Untuk mendapatkan nilai resiko tersebut diperlukan beberapa data dan perhitungan yang nantinya akan menunjukkan konsekuensi kegagalan serta probabilitas kegagalannya. Dalam penelitian kali ini metode RBI yang dipakai adalah pendekatan kuantitatif dengan mengacu pada API 581 *2nd Edition* yang akan diaplikasikan pada alat *fuel gas scrubber*.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang diuraikan diatas, rumusan masalah yang diangkat pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana cara menganalisis tingkat resiko dari *Fuel Gas Scrubber 6160E* dengan analisis RBI menggunakan API 581
2. Bagaimana rancangan metode serta penjadwalan inspeksi yang tepat untuk diterapkan pada *Fuel Gas Scrubber 6160E*

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini yaitu:

1. Temperatur dan tekanan kerja alat dianggap konstan.
2. Tidak memperhitungkan biaya mitigasi.
3. Fasa fluida dalam alat seluruhnya dianggap gas/vapor

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini yaitu:

1. Menentukan tingkat resiko dari *Fuel Gas Scrubber 6160E* dengan analisis RBI menggunakan API 581
2. Merancang metode dan penjadwalan inspeksi pada *Fuel Gas Scrubber 6160E*.



1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini bermanfaat untuk:

1. Memberikan pemahaman dalam menganalisis suatu alat menggunakan RBI berdasarkan API 581
2. Memberikan informasi mengenai resiko yang berpengaruh pada *Fuel Gas Scrubber 6160E* sehingga kemungkinan adanya kegagalan dapat dikurangi.
3. Memberikan informasi mengenai metode inspeksi dan penjadwalan inspeksi yang sesuai pada *Fuel Gas Scrubber 6160E*



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Inspeksi

Inspeksi adalah suatu aktifitas yang dilakukan untuk verifikasi apakah material, fabrikasi, pemasangan, pemeriksaan, pengujian, atau perbaikan telah sesuai dengan kebutuhan dari kode aplikasi, keteknikan, atau prosedur tertulis dari pemiliknya (API 581,2008). Jika kita berbicara mengenai inspeksi di perusahaan, maka inspeksi yang dimaksud adalah pengecekan terhadap kualitas dari suatu peralatan atau sistem untuk mengetahui apabila terjadi kerusakan atau penurunan kualitas yang dapat menyebabkan terjadinya kegagalan sebelum hal tersebut terjadi. Inspeksi merupakan salah satu hal yang penting dalam menjaga kelangsungan dan kelancaran aktifitas dan proses produksi pada perusahaan. Peran inspeksi adalah untuk memeriksa/konfirmasi apakah terjadi degradasi, untuk mengukur laju degradasi, dan untuk membantu memastikan integritas aset dapat dipertahankan. Hal ini memberikan jaminan bahwa integritas aset dipertahankan sesuai dengan peruntukannya.

Beberapa poin penting untuk dicatat tentang inspeksi adalah:

- Kegiatan Inspeksi memberikan informasi yang spesifik, relevan, akurat dan tepat waktu kepada manajemen tentang kondisi aset.
- Ancaman terhadap integritas aset diidentifikasi cukup awal sehingga aset dapat diperbaiki dengan biaya efektif tanpa dampak yang berarti pada integritas atau keselamatan aset.
- Register aset dipelihara berdasarkan kondisi aset dan sejarah inspeksi mereka.
- Kegiatan pemeriksaan dijadwalkan untuk memberikan keadaan yang aman mengenai kondisi pabrik dan peralatan serta meminimalkan dampak merugikan pada kegiatan produksi



- Equipment diserahkan dari operasi ke personel inspeksi sebelum aktifitas inspeksi dimulai dan dari inspeksi ke personel operasi mengikuti prosedur yang ada untuk meyakinkan informasi yang akurat pada kondisi equipment.

2.2 Resiko

Resiko adalah sesuatu yang selalu kita temukan dalam kehidupan sehari-hari. Sadar atau tidak sadar, orang terus-menerus membuat keputusan berdasarkan resiko. Keputusan sederhana seperti mengemudi untuk bekerja atau berjalan di sebuah jalan yang sibuk melibatkan resiko. Keputusan yang lebih penting seperti membeli rumah, investasi uang, dan menikah semua menyiratkan penerimaan resiko. Hidup ini tidak bebas resiko dan bahkan yang orang yang paling waspada juga tetap mengambil resiko dalam hidupnya. Beberapa orang mengambil lebih banyak resiko daripada yang lain (sadar atau tidak sadar), misalnya penyelam, pendaki gunung, penambang, dan orang-orang yang berkendara sambil mabuk.

Sebagai contoh, dalam mengendarai mobil, orang menerima kemungkinan bahwa mereka bisa dibunuh atau terluka parah. Alasan resiko ini diterima adalah bahwa orang menganggap kemungkinan mereka terbunuh atau terluka parah cukup rendah sehingga hal ini masuk kedalam resiko yang dapat diterima. Hal yang mempengaruhi pengambilan keputusan tersebut antara lain jenis mobil, fitur keamanan yang terpasang, volume lalu lintas dan kecepatan, dan faktor-faktor lain

Resiko adalah kombinasi dari kemungkinan suatu peristiwa yang terjadi selama periode waktu tertentu dan konsekuensi (umumnya negatif) yang berkaitan dengan kejadiannya. (API 580, 2009)

2.3 Manajemen Resiko dan Reduksi Resiko

Setelah resiko dan besarnya resiko diketahui, selanjutnya adalah manajemen resiko. Pada awalnya, mungkin tampak bahwa



manajemen resiko dan pengurangan resiko adalah sama. Namun, pengurangan resiko hanya bagian dari manajemen resiko. Pengurangan resiko adalah tindakan mitigasi suatu resiko yang dianggap terlalu tinggi ke yang lebih rendah, tingkat dengan level resiko yang dapat diterima dengan beberapa bentuk kegiatan pengurangan resiko. Manajemen resiko, di sisi lain, adalah proses untuk menilai resiko, untuk menentukan apakah pengurangan resiko diperlukan dan untuk mengembangkan rencana untuk mempertahankan resiko pada tingkat yang dapat diterima. Dengan menggunakan manajemen resiko, beberapa resiko dapat diidentifikasi sebagai diterima sehingga tidak ada pengurangan resiko (mitigasi) yang diperlukan.

2.4 Risk-Based Inspection (RBI)

Risk-Based Inspection (RBI) adalah suatu proses penilaian dan manajemen resiko yang fokus pada hilangnya penahanan dari peralatan bertekanan pada fasilitas pengolahan dikarenakan kerusakan material (API 581,2008). Dengan menjadikan resiko sebagai dasarnya, melalui metode RBI maka mungkin saja terdapat suatu peralatan yang sama namun memiliki jadwal & metode inspeksi yang berbeda disebabkan perbedaan kondisi kerja atau hal lainnya yang mempengaruhi penilaian resikonya. Kelebihan dari metode ini adalah tingkat resiko dapat ditekan serta kegiatan inspeksi dapat lebih efisien karena adanya inspeksi diutamakan pada alat yang mempunyai resiko tinggi. Secara umum tujuan dari *Risk-Based Inspection* adalah sebagai berikut:

1. Mengklasifikasikan peralatan yang sedang beroperasi untuk mengidentifikasi area yang memiliki tingkat resiko tinggi
2. Menentukan nilai resiko pada tiap peralatan berdasarkan metodologi yang konsisten
3. Adanya prioritas berdasarkan nilai resiko yang terukur



4. Merancang rencana inspeksi yang cocok untuk dilakukan
5. Secara sistematis mengatur resiko pada kegagalan alat dan penanggulangannya jika terjadi kegagalan

Sebelumnya, fokus dari pengujian resiko hanya memperhatikan masalah keamanan di dalam pabrik. Sekarang dengan tingkat kesadaran yang telah meningkat, sebuah analisis resiko harus memperhatikan beberapa hal berikut:

1. Resiko di dalam pabrik terhadap pegawai
2. Resiko di luar pabrik terhadap masyarakat
3. Resiko interupsi bisnis
4. Resiko kerusakan lingkungan

Inspeksi yang lebih efektif dapat mengurangi tingkat resiko dengan mengurangi frekuensi adanya kegagalan di masa yang akan datang, melalui tindakan korektif dan preventif yang dilakukan.

Suatu resiko tidak dapat dikurangi atau dihilangkan sepenuhnya. Menurut ASME PCC 3-2007, dalam tipikal pabrik petrokimia, hanya setengah dari penyebab hilangnya penahanan (*loss of containment*) yang dapat dipengaruhi kegiatan inspeksi (41% dari kegagalan mekanik serta beberapa persen dari kegagalan yang tidak diketahui). Hal ini disebabkan adanya beberapa faktor yang tidak dapat diinspeksi & dihitung seperti:

1. Kesalahan manusia
2. Bencana alam
3. Kejadian eksternal
4. Efek sekunder dari peralatan lain
5. Tindakan yang disengaja
6. Batasan dasar pada metode inspeksi
7. Kesalahan desain
8. Mekanisme kegagalan yang tidak diketahui sebelumnya

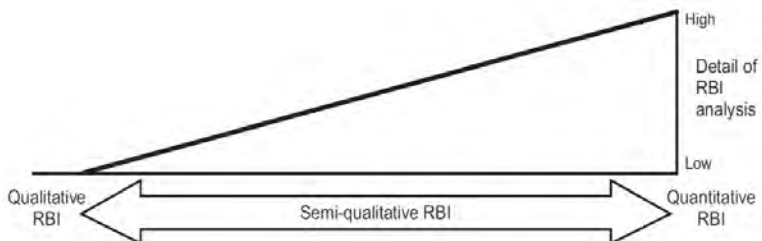
American Petroleum Institute (API) mempublikasikan 2 dokumen yang terkait dengan *risk-based inspection*, yaitu *API Recommended Practice 580 – Risk-Based Inspection (API RP*



580) dan *API Recommended Practice 581 – Risk-Based Inspection Technology* (API RP 581). Kedua dokumen tersebut memiliki perbedaan, dimana API RP 580 adalah dokumen yang berisi prinsip dan garis pedoman umum mengenai RBI sehingga bisa dijadikan acuan untuk menjadi auditor RBI, sedangkan API RP 581 adalah dokumen yang menyediakan kalkulasi kuantitatif RBI untuk menentukan suatu rencana inspeksi. Selain itu terdapat juga beberapa standar lain yang dapat digunakan untuk analisa RBI, antara lain *ASME PCC-3 Inspection Planning Using Risk-Based Methods* yang diterbitkan oleh ASME (*The American Society of Mechanical Engineers*) dan *DNV-RP G101 Risk Based Inspection Of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment* yang diterbitkan oleh DNV (*Det Norske Veritas*).

2.5. Jenis-jenis Metode RBI

Risk-Based Inspection dapat dilakukan baik dengan pendekatan kualitatif maupun kuantitatif. API 580 membagi jenis-jenis penilaian RBI menjadi 3 jenis pendekatan, yaitu pendekatan kualitatif, pendekatan semi-kuantitatif, dan pendekatan kuantitatif. Spektrum analisis resiko harus dianggap sebagai kontinum dengan pendekatan kualitatif dan kuantitatif menjadi dua ekstrem dari kontinum dan segala sesuatu di antara menjadi pendekatan semi-kuantitatif seperti ditunjukkan oleh gambar 2.1.



Gambar 2.1 Kontinum dari Pendekatan RBI



2.5.1 Metode RBI Kualitatif

Metode RBI kualitatif merupakan metode paling simpel dalam RBI, sebab metode ini tidak membutuhkan data yang mendetail sehingga metode ini sangat cepat dan mudah dalam mendapatkan hasil akhirnya, namun metode ini juga memiliki tingkat keakuratan penilaian yang paling rendah dibanding metode lainnya. Pendekatan ini memerlukan input data berdasarkan informasi deskriptif menggunakan penilaian teknik dan pengalaman sebagai dasar untuk analisis probabilitas dan COF. Input data sering diberikan dalam rentang data, bukan nilai-nilai diskrit. Hasil analisa ini biasanya diberikan dalam bentuk kualitatif seperti tinggi, sedang, dan rendah, meskipun nilai-nilai numerik juga dapat dikaitkan dengan kategori ini. Nilai dari jenis analisis ini adalah bahwa hal itu memungkinkan penyelesaian penilaian resiko dengan tidak adanya data kuantitatif yang rinci. Keakuratan hasil dari analisis kualitatif tergantung pada latar belakang dan keahlian dari para analis resiko dan anggota tim.

Meskipun pendekatan kualitatif adalah kurang presisi dari pendekatan yang lebih kuantitatif, pendekatan ini efektif dalam menyaring unit dan peralatan dengan resiko rendah. Pendekatan kualitatif dapat digunakan untuk segala aspek pembangunan rencana inspeksi; Namun, konservatisme umumnya melekat pada pendekatan yang lebih kualitatif harus dipertimbangkan ketika membuat keputusan mitigasi dan rencana pemeriksaan akhir. Metode ini secara umum dapat menyediakan dasaran dalam pemrioritasan tingkat resiko. Pendekatan kualitatif menggunakan data berupa pengalaman dan penilaian dari auditornya mengenai objek yang akan dinilai.

2.5.2 Metode RBI Semi-Kuantitatif

Semi-kuantitatif adalah istilah yang menggambarkan setiap pendekatan yang memiliki aspek yang berasal dari pendekatan kualitatif dan pendekatan kuantitatif. Hal ini ditujukan untuk memperoleh manfaat utama dari dua pendekatan sebelumnya (misalnya kecepatan kualitatif dan ketelitian dari



kuantitatif). Biasanya, sebagian besar data yang digunakan dalam pendekatan kuantitatif diperlukan untuk pendekatan ini, tetapi dalam detail yang tidak begitu rinci. Model ini juga mungkin tidak ketat seperti yang digunakan untuk pendekatan kuantitatif. Hasil biasanya diberikan dalam kategori konsekuensi dan probabilitas atau nomor resiko, tetapi nilai numerik juga dapat dihubungkan dengan masing-masing kategori untuk mendapatkan perhitungan resiko dan penerapan kriteria penerimaan resiko yang tepat. (API 580, 2009)

2.5.3 Metode RBI Kuantitatif

Pendekatan analisa resiko secara kuantitatif terintegrasi dalam metodologi yang seragam dengan informasi yang berhubungan tentang desain fasilitas, praktek operasi, sejarah operasi, kehandalan komponen, tindakan manusia, peningkatan perbaikan fisik dari kecelakaan, dan efek potensial terhadap kesehatan dan lingkungan. Analisa resiko kuantitatif menggunakan model logika yang menggambarkan kombinasi dari kejadian yang dapat menyebabkan kecelakaan yang merugikan dan model fisik yang menggambarkan perbaikan dari kecelakaan dan perpindahan material yang berbahaya terhadap lingkungan. Model akan dievaluasi untuk memperoleh pandangan secara kualitatif dan kuantitatif dari suatu tingkat resiko. Hasil dari evaluasi tersebut dapat mengidentifikasi karakter desain dan operasional yang paling berpengaruh pada resiko. Pendekatan kuantitatif dibedakan dari kualitatif dari kedalaman analisis dan integrasi dari penilaian-penilaian.

Pendekatan kuantitatif tradisional secara umum terdiri dari 5 hal, yaitu:

1. Identifikasi sistem
2. Identifikasi bahaya
3. Penilaian probabilitas
4. Analisa konsekuensi
5. Hasil resiko



Identifikasi sistem, bahaya, dan analisis konsekuensi secara integral saling terkait. Identifikasi bahaya dalam analisis RBI umumnya berfokus pada mekanisme kegagalan yang dapat diidentifikasi dalam peralatan (penyebab yang dapat diinspeksi) tetapi tidak secara eksplisit berurusan dengan skenario potensi kegagalan lain yang dihasilkan dari kejadian-kejadian seperti gangguan listrik atau kesalahan manusia. Pendekatan kuantitatif berkaitan dengan resiko total, tidak hanya resiko yang terkait dengan kerusakan peralatan. (API 581, 2009)

2.6 Keuntungan Menggunakan RBI

Keuntungan menggunakan pendekatan berbasis resiko pada perencanaan inspeksi antara lain adalah:

- Sebuah gambaran yang sistematis dari instalasi dicapai bersama-sama dengan rincian eksplisit, sistematis dan dokumentasi resiko instalasi ini dapat menunjukkan penentu resiko dan merekomendasikan tindakan yang tepat.
- Upaya inspeksi difokuskan pada item dengan resiko keselamatan, ekonomi atau lingkungan yang tinggi; sementara upaya yang diterapkan pada sistem beresiko rendah dikurangi.
- Metode probabilistik dapat digunakan dalam menghitung tingkat degradasi dan karenanya memungkinkan variasi dan ketidakpastian parameter proses, korosivitas, dan dengan demikian tingkat degradasi dan kerusakan sejauh mana dapat diukur.
- Konsekuensi dari kegagalan diperhitungkan, sehingga perhatian dapat difokuskan di mana ia akan memiliki dampak yang signifikan. Jika ada ketidakpastian yang signifikan dalam hasil, ini dapat dimodelkan dengan menyelidiki probabilitas dari berbagai hasil dengan menggunakan pendekatan pohon kejadian/*event tree*.
- RBI berkontribusi secara produktif dan terfokus untuk memastikan bahwa resiko instalasi keseluruhan tidak



melebihi batas penerimaan resiko yang ditetapkan oleh otoritas dan / atau operator.

- Identifikasi inspeksi yang optimal atau pemantauan metode sesuai dengan mekanisme degradasi teridentifikasi dan strategi inspeksi yang disepakati

2.7 Analisis Risk-Based Inspection dengan API RBI

Dalam kebanyakan situasi, sekali resiko telah diidentifikasi, terdapat peluang alternatif yang tersedia untuk mengurangi resiko tersebut. Namun, hampir semua kerugian komersial utama adalah hasil dari kegagalan untuk memahami atau mengelola resiko. API RBI mengambil langkah pertama menuju program manajemen resiko yang terintegrasi. Di masa lalu, fokus dari penilaian resiko berada pada isu yang terkait dengan keselamatan di on-site. Saat ini, ada peningkatan kesadaran dari kebutuhan untuk menilai resiko yang dihasilkan dari:

- a) resiko *on-site* untuk karyawan,
- b) resiko *off-site* kepada masyarakat,
- c) resiko gangguan bisnis, dan
- d) Resiko kerusakan lingkungan

Pendekatan API RBI memungkinkan setiap kombinasi jenis resiko yang akan diperhitungkan dalam keputusan tentang kapan, di mana, dan bagaimana untuk memeriksa peralatan. Metodologi API RBI dapat digunakan untuk mengelola resiko keseluruhan pabrik dengan memfokuskan upaya inspeksi pada peralatan proses dengan resiko tertinggi. API RBI memberikan dasar untuk mengelola resiko dengan membuat keputusan pada frekuensi pemeriksaan, tingkat detail, dan jenis NDE (*Non-Destructive Examination*). Pada kebanyakan pabrik, persen besar resiko keseluruhan unit akan terkonsentrasi dalam persen relatif kecil dari item peralatan. Potensi komponen resiko tinggi ini mungkin memerlukan perhatian yang lebih besar, mungkin melalui rencana pemeriksaan yang direvisi. Biaya usaha inspeksi yang meningkat kadang-kadang dapat diimbangi dengan



mengurangi upaya pemeriksaan yang berlebihan di daerah yang diidentifikasi memiliki resiko yang lebih rendah. Dengan program API RBI di tempat, inspeksi akan terus dilakukan seperti yang didefinisikan dalam dokumen kerja yang ada, tetapi prioritas dan frekuensi akan dipandu oleh prosedur API RBI. API RBI fleksibel dan dapat diterapkan pada beberapa tingkatan. Dalam dokumen API 581, API RBI diterapkan untuk peralatan bertekanan yang mengandung cairan proses. Namun, penggunaannya mungkin diperluas ke tingkat sistem dan termasuk peralatan tambahan, seperti instrumen, sistem kontrol, distribusi listrik, dan peralatan yang kritis. Pengembangan tingkat analisis dapat meningkatkan nilai pengembalian atas upaya pemeriksaan. Pendekatan API RBI juga bisa dibuat hemat biaya dengan mengintegrasikan dengan inisiatif industri baru-baru ini dan peraturan pemerintah, seperti *Management of Process Hazards*, *Process Safety Management*, atau *Environmental Protection Agency Risk Management Programs for Chemical Accident Release Prevention*.

Metodologi API RBI disajikan dalam tiga bagian.

- *Part 1* - Perencanaan Inspeksi Menggunakan Teknologi API RBI
- *Part 2* - Penentuan Probabilitas Kegagalan dalam Penilaian API RBI
- *Part 3* - Modeling Konsekuensi di API RBI

Metode yang digunakan untuk mendapatkan rencana inspeksi disediakan di Bagian 1 untuk peralatan tetap termasuk bejana tekan, pipa, tangki penyimpanan atmosfer, perangkat pelepas tekanan dan tabung bundle penukar panas. Batas-batas tekanan dari peralatan berputar juga dapat dievaluasi dengan menggunakan bagian ini. Probabilitas kegagalan untuk peralatan tetap tercakup dalam Bagian 2. probabilitas kegagalan didasarkan pada jenis komponen dan mekanisme kerusakan yang ada berdasarkan karakteristik fluida proses, kondisi desain, bahan konstruksi, dan kode konstruksi asli. Bagian 3 menyediakan metode untuk menghitung konsekuensi dari kegagalan. Dua



metode yang disediakan. Metode pertama, atau Level 1, didasarkan pada solusi bentuk tertutup yang dihasilkan untuk satu set terbatas fluida referensi atau kelompok fluida. Metode kedua, Level 2, adalah, metode yang lebih teliti dan dapat digunakan untuk komposisi aliran fluida apapun. (API 581, 2008))

2.8 Kemungkinan Kegagalan/*Probability of Failure (PoF)*

Probability of Failure (PoF) adalah nilai perhitungan peluang kemungkinan terjadinya kegagalan pada suatu peralatan. Pada API 581 dijelaskan bahwa nilai kemungkinan kegagalan didapatkan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad (2.1)$$

dimana $P_f(t)$ adalah kemungkinan kegagalan, gff adalah *generic failure frequency*/frekuensi umum kegagalan, $D_f(t)$ adalah *damage factor*/faktor kerusakan, dan F_{MS} adalah *management systems factor*/faktor sistem manajemen.

2.8.1 Frekuensi Kegagalan Umum (*gff*)

Jika data yang tersedia cukup untuk komponen yang diteliti, maka nilai kemungkinan kegagalan dapat dihitung menggunakan kegagalan sebenarnya yang telah diteliti. Meskipun kegagalan belum terjadi pada sebuah komponen, nilai kemungkinan kegagalan sebenarnya lebih besar dari nol karena ada kemungkinan bahwa komponen belum beroperasi cukup lama untuk mengalami kegagalan. Untuk memperkirakan kemungkinan kegagalan, diperlukan penilaian data-data dari komponen yang serupa untuk mengetahui kegagalan yang pernah terjadi sehingga dapat diperkirakan kemungkinan kegagalannya

Frekuensi kegagalan umum sebuah komponen diperkirakan menggunakan catatan dari peralatan-peralatan dalam sebuah perusahaan atau dari berbagai pabrik dalam sebuah industri, dari sumber literatur, dan data umum keandalan komersial. Frekuensi kegagalan umum dimaksudkan untuk



menjadi representatif frekuensi kegagalan dari penurunan mutu kerja yang dialami selama dioperasikan pada lingkungan yang spesifik, dan ditunjukkan untuk beberapa ukuran lubang pada tipe-tipe peralatan (misalnya berupa bejana tekan, drum, sistem perpipaan, dll)

Daftar nilai kemungkinan kegagalan umum yang direkomendasikan tersedia pada tabel 2.1

Tabel 2. 1 Rekomendasi Nilai Frekuensi Kegagalan Umum

Tipe Peralatan/ Komponen	Frekuensi Kegagalan berdasarkan ukuran lubang(kegagalan/tahun)				gff_{total} (kegagalan/tahun)
	<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>	
Compressor/ COMPC	8,E-06	2,E-05	2,E-06	0	3,E-05
Compressor/ COMPR	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Heat Exchanger/ HEXSS	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Heat Exchanger/ HEXTS	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Heat Exchanger/ HEXTUBE	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pipe/PIPE-1	2,8,E-05	0	0	2,6,E-06	3,06,E-05



Tipe Peralatan/ Komponen	Frekuensi Kegagalan berdasarkan ukuran lubang(kegagalan/tahun)				gff_{total} (kegagalan/tahun)
	<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>	
Pipe/PIPE-2	2,8,E-05	0	0	2,6,E-06	3,06,E-05
Pipe/PIPE-2	8,E-06	2,E-05	0	2,6,E-06	3,06,E-05
Pipe/PIPE-6	8,E-06	2,E-05	0	2,6,E-06	3,06,E-05
Pipe/PIPE-8	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pipe/PIPE-10	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pipe/PIPE-12	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pipe/PIPE-16	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pipe/PIPE GT16	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pump/PUM P2S	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pump/PUM PR	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Pump/PUM P1S	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05



Tipe Peralatan/ Komponen	Frekuensi Kegagalan berdasarkan ukuran lubang(kegagalan/tahun)				gff_{total} (kegagalan/tahun)
	<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>	
Tank650/C OURSE-1	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-2	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-3	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-4	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-5	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-6	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-7	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-8	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-9	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04
Tank650/C OURSE-10	7,E-05	2,E-05	5,E-06	1,E-07	1,00,E-04



Tipe Peralatan/ Komponen	Frekuensi Kegagalan berdasarkan ukuran lubang(kegagalan/tahun)				gff_{total} (kegagalan/tahun)
	<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>	
Vessel or Fin/KODRUM	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/COLB TM	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/FINFA N	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/FILTE R	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/DRUM	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/REAC TOR	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/COLT OP	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05
Vessel or Fin/COLM ID	8,E-06	2,E-05	2,E-06	6,E-07	3,06,E-05

Frekuensi kegagalan umum diasumsikan memiliki distribusi log-normal, dengan persentase kesalahan antara 3% hingga 10%.



2.8.2 Faktor Kerusakan/*Damage Factor*

Faktor kerusakan dimaksudkan untuk mendukung metodologi API RBI dengan menyediakan alat penyaringan sebagai penentu prioritas inspeksi dan pemaksimalan usaha inspeksi. Faktor kerusakan tidak menyediakan penilaian *Fitness-for-Service* dari komponen. Fungsi dasar dari faktor kerusakan adalah mengevaluasi jumlah kerusakan yang dapat terjadi sebagai fungsi waktu kerja dan keefektifan aktifitas inspeksi. Estimasi faktor kerusakan yang tersedia adalah untuk mekanisme kerusakan di bawah ini:

1. *Thinning* - D_f^{thin}
2. *Component Lining* - D_f^{elin}
3. *External Damage* - D_f^{extd}
4. *Stress Corrosion Cracking (SCC)* - D_f^{scc}
5. *High Temperature Hydrogen Attack* - D_f^{htha}
6. *Mechanical Fatigue* - D_f^{mfat}
7. *Brittle Fracture* - D_f^{brit}

Tidak semua faktor kerusakan tersebut digunakan dalam perhitungan pada saat menganalisa kemungkinan kegagalan suatu alat. Untuk API 581 menyediakan kriteria penyaringan untuk penggunaan faktor-faktor kerusakan tersebut yang disajikan dalam tabel 2.2

Tabel 2. 2 Kriteria Penyaringan untuk Faktor Kerusakan (API 581)

Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
<i>Thinning</i>	<i>all components should be checked for thinning</i>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
<i>Component Lining</i>	<i>If the component has an inorganic or organic lining, then the component should be evaluated for lining damage</i>
<i>SCC - Caustic Cracking</i>	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains caustic in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to caustic cracking</i>
<i>SCC - Amine Cracking</i>	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, MDEA, etc.) in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to Amine cracking</i>
<i>SCC - Sulfide Stress Cracking</i>	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H₂S in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to sulfide stress cracking</i>
<i>SCC - HIC/SOHIC-H₂S</i>	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H₂S in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HIC/SOHIC-H₂S cracking</i>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
SCC - Carbonate Cracking	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains sour water at $pH > 7.5$ in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to carbonate cracking</i>
SCC - PTA Cracking	<i>If the component's material of construction is an austenitic stainless steel or nickel based alloys and the component is exposed to sulfur bearing compounds, then the component should be evaluated for susceptibility to PTA cracking</i>
SCC - CLSCC	<i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to CLSCC cracking.</i> a) <i>The component's material of construction is an austenitic stainless steel,</i> b) <i>The component is exposed or potentially exposed to chlorides and water also considering upsets and hydrotest water remaining in component, and cooling tower drift (consider both under insulation and process conditions, and</i> c) <i>The operating temperature is above $38^{\circ}C$ [$100^{\circ}F$]</i>
SCC - HSC-HF	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the component is exposed to hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HSC-HF</i>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
<i>SCC - HIC/SOHIC-HF</i>	<i>If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the component is exposed to hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HIC/SOHIC-HF</i>
<i>External Corrosion - Ferritic Component</i>	<i>If the component is uninsulated and subject to any of the following, then the component should be evaluated for external damage from corrosion.</i> <i>a) Areas exposed to mist overspray from cooling towers,</i> <i>b) Areas exposed to steam vents,</i> <i>c) Areas exposed to deluge systems,</i> <i>d) Areas subject to process spills, ingress of moisture, or acid vapors.</i> <i>e) Carbon steel systems, operating between -23°C and 121°C (-10°F and 250°F). External corrosion is particularly aggressive where operating temperatures cause frequent or continuous condensation and reevaporation of atmospheric moisture,</i> <i>f) Systems that do not normally operate between -12°C and 177°C (10°F and 350°F) but cool or heat into this range intermittently or are subjected to frequent outages,</i> <i>g) Systems with deteriorated coating and/or wrappings,</i> <i>h) Cold service equipment consistently operating below the atmospheric dew point.</i> <i>i) Un-insulated nozzles or other protrusions components of insulated equipment in cold service conditions</i>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
<p><i>CUI - Ferritic Component</i></p>	<p><i>Specific locations and/or systems, such as penetrations and visually damaged insulation areas, are highly suspect and should be considered during inspection program development. Examples of highly suspect areas include, but are not limited to, the following:</i></p> <p>a) Penetrations</p> <p><i>1) All penetrations or breaches in the insulation jacketing systems, such as dead legs (vents, drains, and other similar items), hangers and other supports, valves and fittings, bolted-on pipe shoes, ladders, and platforms.</i></p> <p><i>2) Steam tracer tubing penetrations.</i></p> <p><i>3) Termination of insulation at flanges and other components.</i></p> <p><i>4) Poorly designed insulation support rings.</i></p> <p><i>5) Stiffener rings.</i></p> <p>b) Damaged Insulation Areas</p> <p><i>1) Damaged or missing insulation jacketing</i></p> <p><i>2) Termination of insulation in a vertical pipe or piece of equipment</i></p> <p><i>3) Caulking that has hardened, has separated, or is missing</i></p> <p><i>4) Bulges, staining of the jacketing system or missing bands (bulges may indicate corrosion product build-up)</i></p> <p><i>5) Low points in systems that have a known breach in the insulation system, including low points in long</i></p>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
	<p><i>unsupported piping runs</i></p> <p><i>6) Carbon or low alloy steel flanges, bolting, and other components under insulation in high alloy piping</i></p>
<p><i>External CLSCC - Austenitic Component</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to external CLSCC.</i></p> <p><i>a) The component's material of construction is an austenitic stainless steel,</i></p> <p><i>b) The component external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids.</i></p> <p><i>c) The operating temperature is between 49°C and 149°C [120°F and 300°F], or the system heats or cools into this range intermittently</i></p>
<p><i>External CUI CLSCC - Austenitic Component</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to CUI CLSCC.</i></p> <p><i>a) The component's material of construction is an austenitic stainless steel,</i></p> <p><i>b) The component is insulated,</i></p> <p><i>c) The component's external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids, and</i></p> <p><i>d) The operating temperature is between 120°F and 300°F (50°C and 150°C) or cools or heats into this range intermittently</i></p>
<p><i>HTHA</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to HTHA.</i></p> <p><i>a) The material is carbon steel, C-0.5Mo, or a Cr-Mo low alloy steel</i></p> <p><i>b) The operating temperature is greater than</i></p>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
	<p><i>204°C [400°F] and the operating hydrogen partial pressure is greater than 0.552 MPa [80 psia]</i></p>
<p><i>Brittle Fracture</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to brittle fracture.</i></p> <p>a) The material is carbon steel or a low alloy steel</p> <p>b) The Minimum Design Metal Temperature (MDMT) is unknown, or the MDMT is known but the component may operate at below the MDMT under normal or upset conditions.</p>
<p><i>Temper Embrittlement</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to temper embrittlement.</i></p> <p>a) The material is 1.25Cr -0.5Mo, 2.25Cr - 0.5Mo, or 3Cr-1 Mo low alloy steel.</p> <p>b) The operating temperature is between 343 and 577°C [650 and 1070°F]</p>
<p><i>885 Embrittlement</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to 885 embrittlement.</i></p> <p>a) The material is a high chromium (>12% Cr) ferritic steel.</p> <p>b) The operating temperature is between 371°C and 566°C [700°F and 1050 °F]</p>
<p><i>Sigma Phase Embrittlement</i></p>	<p><i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to sigma phase embrittlement.</i></p> <p>a) The material an austenitic stainless steel.</p> <p>b) The operating temperature between 593°C and 927°C [1100 and 1700 °F]</p>



Faktor Kerusakan	Kriteria Penyaringan dan Penggunaan
<i>Piping Mechanical Fatigue</i>	<i>If all of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibility to mechanical fatigue. a) The component is pipe. b) There have been past fatigue failures in this piping system or there is visible/audible shaking in this piping system or there is a source of cyclic vibration within approximately 15.24 meters [50 feet] and connected to the piping (directly or indirectly via structure). Shaking and source of shaking can be continuous or intermittent. Transient conditions often cause intermittent vibration</i>

Faktor kerusakan juga ditentukan sebagai fungsi dari efektifitas inspeksi. Kategori keefektifan inspeksi yang digunakan dalam API RBI ditampilkan pada tabel 2.3.

Tabel 2. 3 Kategori Keefektifan Inspeksi (API 581)

Kategori Keefektifan Inspeksi	Deskripsi
<i>Highly Effective</i>	<i>The inspection methods will correctly identify the true damage state in nearly every case (or 80-100% confidence)</i>
<i>Usually Effective</i>	<i>The inspection methods will correctly identify the true damage state most of the time (or 60-80% confidence)</i>
<i>Fairly Effective</i>	<i>The inspection methods will correctly identify the true damage state about half of the time (or 40-60% confidence)</i>



Kategori Keefektifan Inspeksi	Deskripsi
<i>Poorly Effective</i>	<i>The inspection methods will provide little information to correctly identify the true damage state (or 20-40% confidence)</i>
<i>Ineffective</i>	<i>The inspection methods will provide no or almost no information that will correctly identify the true damage state and are considered ineffective for detecting the specific damage mechanism (less than 20% confidence)</i>

2.8.3 Perhitungan Faktor Kerusakan *Thinning*

Dalam penilaian API RBI, semua komponen harus diperiksa dengan faktor kerusakan *thinning*. Berikut adalah prosedur dalam menghitung nilai dari faktor kerusakan *thinning*:

1. Menentukan jumlah inspeksi dan kategori keefektifan inspeksi dari semua inspeksi yang telah dijalani. Pedoman dalam penilaian keefektifan inspeksi untuk *general thinning* dijabarkan di tabel 2.4.

Tabel 2. 4 Pedoman Penilaian Keefektifan Inspeksi – *General Thinning* (API 581)

Kategori Inspeksi	Kategori Keefektifan Inspeksi	Contoh Inspeksi <i>Instusive</i>	Contoh Inspeksi <i>Non-Intrusive</i>
A	<i>Highly Effective</i>	<i>50 to 100% examination of the surface (partial internals</i>	<i>50 to 100% ultrasonic scanning coverage (automated or</i>



Kategori Inspeksi	Kategori Keefektifan Inspeksi	Contoh Inspeksi <i>Instusive</i>	Contoh Inspeksi <i>Non-Intrusive</i>
		<i>removed), and accompanied by thickness measurements</i>	<i>manual) or profile radiography</i>
B	<i>Usually Effective</i>	<i>Nominally 20% examination (no internals removed), and spot external ultrasonic thickness measurements</i>	<i>Nominally 20% ultrasonic scanning coverage (automated or manual), or profile radiography, or external spot thickness (statistically validated)</i>
C	<i>Fairly Effective</i>	<i>Visual examination with thickness measurements</i>	<i>2 to 3% examination, spot external ultrasonic thickness measurements, and little or no internal visual examination</i>
D	<i>Poorly Effective</i>	<i>Visual examination</i>	<i>Several thickness measurements, and a</i>



Kategori Inspeksi	Kategori Keefektifan Inspeksi	Contoh Inspeksi <i>Instusive</i>	Contoh Inspeksi <i>Non-Intrusive</i>
			<i>documented inspection planning system</i>
E	<i>Ineffective</i>	<i>No inspection</i>	<i>Several thickness measurements taken only externally, and a poorly documented inspection planning system</i>

2. Tentukan waktu *in-service*, *age*, sejak inspeksi pembacaan ketebalan terakhir, t_{rd}
3. Menentukan laju korosi dari *base metal*, $C_{r,bm}$, berdasarkan material dan lingkungan prosesnya. Jika komponen memiliki *cladding*, maka laju korosi untuk *cladding*, $C_{r,cm}$, harus dicari nilainya.
4. Menentukan ketebalan dinding minimum, t_{min} , menggunakan kode konstruksi originalnya atau menggunakan API 571. Jika komponennya adalah *tank bottom*, maka menurut API 653 nilai $t_{min}=0,1$ inch jika tanki tidak memiliki penahan kebocoran dan $t_{min}=0,05$ inch jika tanki memiliki penahan kebocoran.
5. Untuk komponen dengan *clad*, hitung waktu atau umur sejak inspeksi terakhir yang dibutuhkan untuk mengkorosikan semua material *clad*, age_{rc} , menggunakan persamaan 2.12 dalam API 581 berikut:



$$age_{rc} = \max \left[\left(\frac{t_{rd} - t}{C_{r.cm}} \right), 0.0 \right] \quad (2.2)$$

6. Menentukan parameter A_{rt} berdasarkan nilai age dan t_{rd} dari tahap 2, C_r dari tahap 3, t_{min} dari tahap 4, dan age_{rc} dari tahap 5 jika diperlukan

- a. Untuk komponen yang tidak memiliki *cladding*, menggunakan persamaan 2.13 API 581 berikut:

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right] \quad (2.3)$$

- b. Untuk komponen yang memiliki *cladding*, menggunakan persamaan 2.14 API 581 berikut:

$$A_{rt} = \max \left[1 - \frac{t_{rd} - C_{r.cm} \cdot age_{rc} - C_{r,bm} \cdot (age - age_{rc})}{t_{min} + CA}, 0.0 \right] \quad (2.4)$$

7. Menentukan faktor kerusakan dasar untuk *thinning*, D_{fB}^{thin} , menggunakan tabel 2.5 (untuk selain *tank bottom*), berdasarkan jumlah dan kategori inspeksi dari tahap 1 dan nilai A_{rt} dari tahap 6.

Tabel 2. 5 Faktor Kerusakan *Thinning*

A_{rt}	Keefektifan Inspeksi								
	E	1 Inspeksi				2 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A
0,02	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,04	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,06	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,08	1	1	1	1	1	1	1	1	1



0,10	2	2	1	1	1	1	1	1	1
0,12	6	5	3	2	1	4	2	1	1
0,14	20	17	10	6	1	13	6	1	1
0,16	90	70	50	20	3	50	20	4	1
0,18	250	200	130	70	7	170	70	10	1
0,20	400	300	210	110	15	290	120	20	1
0,25	520	450	290	150	20	350	170	30	2
0,30	650	550	400	200	30	400	200	40	3
0,35	750	650	550	300	80	600	300	80	10
0,40	900	800	700	400	130	700	400	120	30
0,45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40
0,50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60
0,55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100
0,60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230
0,65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530

A_{rt}	Keefektifan Inspeksi								
	E	3 Inspeksi				4 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A
0,02	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,04	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,06	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,08	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,10	2	1	1	1	1	1	1	1	1
0,12	6	3	1	1	1	2	1	1	1
0,14	20	10	3	1	1	7	2	1	1
0,16	90	40	10	1	1	30	5	1	1
0,18	250	130	35	3	1	100	15	1	1

BAB II



A_{rt}	Keefektifan Inspeksi								
	E	3 Inspeksi				4 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A
0,20	400	260	60	5	1	180	20	2	1
0,25	520	240	80	6	1	200	30	2	1
0,30	650	320	110	9	2	240	50	4	2
0,35	750	540	150	20	5	440	90	10	4
0,40	900	600	200	50	10	500	140	20	8
0,45	1050	700	270	60	20	600	200	30	15
0,50	1200	900	360	80	40	800	270	50	40
0,55	1350	1000	500	130	90	900	350	100	90
0,60	1500	1200	620	250	210	1000	450	220	210
0,65	1900	1300	880	550	500	1200	700	530	500

A_{rt}	Keefektifan Inspeksi								
	E	5 Inspeksi				6 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A
0,02	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,04	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,06	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,08	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,10	2	1	1	1	1	1	1	1	1
0,12	6	2	1	1	1	1	1	1	1
0,14	20	5	1	1	1	4	1	1	1
0,16	90	20	2	1	1	14	1	1	1
0,18	250	70	7	1	1	50	3	1	1
0,20	400	120	10	1	1	100	6	1	1
0,25	520	150	15	2	1	120	7	1	1



A_{rt}	Keefektifan Inspeksi								
	E	5 Inspeksi				6 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A
0,30	650	180	25	3	2	150	10	2	2
0,35	750	350	70	6	4	280	40	5	4
0,40	900	400	110	10	8	350	90	9	8
0,45	1050	500	160	20	15	400	130	20	15
0,50	1200	700	210	40	40	600	180	40	40
0,55	1350	800	260	90	90	700	240	90	90
0,60	1500	900	360	210	210	800	300	210	210
0,65	1900	1100	640	500	500	1000	600	500	500

8. Menentukan faktor kerusakan dari *thinning*, D_f^{thin} , dengan menggunakan persamaan berikut:

$$D_f^{thin} = \frac{D_{fB}^{thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}} \quad (2.4)$$

Adapun penjelasan mengenai faktor pengaturan pada persamaan tersebut adalah sebagai berikut:

- a) Pengaturan pada Faktor Kerusakan untuk *On-Line Monitoring*, F_{OM} – Sebagai penambahan dalam inspeksi, *on-line monitoring* pada korosi (atau variable kunci yang mempengaruhi korosi) cukup umum digunakan untuk mencegah kegagalan korosi. Dengan menggunakan pengetahuan mengenai mekanisme *thinning* dan tabel mengenai tipe dari *on-line monitoring* yang disediakan dalam API 581, maka nilai faktor ini dapat ditentukan. Jika terdapat lebih dari satu metode *monitoring*, maka



- nilai yang digunakan adalah yang tertinggi. Jika nilai $D_f^{thin} = 1$, maka faktor ini tidak digunakan.
- b) Pengaturan untuk *Injection/Mix Points*, F_{IP} – Titik pencampuran/injeksi didefinisikan sebagai titik dimana suatu unsur kimia (termasuk air) dimasukkan kedalam aliran utama. Jika sirkuit perpipaan memiliki titik injeksi, maka nilai $F_{IP} = 3$. Jika inspeksi dengan keefektifan tinggi mengenai korosi di titik injeksi ini dilakukan (menurut API 570), maka faktor ini tidak digunakan.
 - c) Pengaturan untuk *Dead Legs*, F_{DL} – *Deadleg* adalah bagian dari pipa atau sirkuit perpipaan yang digunakan hanya saat *intermittent service* (seperti start-up, shutdown,dll) dan tidak berupa *continuous service*. Jika terdapat bagian tersebut pada alat maka nilai $F_{DL} = 3$. Jika inspeksi dengan keefektifan tinggi dilakukan untuk mengukur potensi korosi pada bagian ini, maka faktor ini tidak digunakan.
 - d) Pengaturan untuk *Welded Construction*, F_{WD} – Hanya digunakan untuk *atmospheric storage tanks*. Jika komponen alat dilas (misalnya tidak dirivet), maka $F_{WD} = 1$; jika tidak, maka $F_{WD} = 1$
 - e) Pengaturan untuk pemeliharaan sesuai API 653, F_{AM} – Hanya untuk *atmospheric storage tanks*. Jika tanki mengalami pemeliharaan sesuai API 653, maka $F_{AM} = 1$; jika tidak maka $F_{AM} = 5$
 - f) Pengaturan untuk *Settlement*, F_{SM} – Hanya untuk *atmospheric storage tanks*. Nilainya ditentukan dari kriteria berikut:
 - a. *Recorded settlement exceeds API 653 criteria* - $F_{SM} = 2$
 - b. *Recorded settlement meets API 653* - $F_{SM} = 1$
 - c. *Settlement never evaluated* - $F_{SM} = 1,5$
 - d. *Concrete foundation, no settlement* - $F_{SM} = 1$



2.8.4 Faktor Sistem Manajemen

Prosedur API RBI menggunakan faktor sistem manajemen dalam menyesuaikan frekuensi kegagalan umum dalam proses sistem manajemen keamanan yang berbeda. Dalam API RBI suatu alat evaluasi untuk menilai porsi dari sistem manajemen fasilitas yang dapat berpengaruh terhadap kemungkinan kegagalan komponen. Evaluasi sistem manajemen dijabarkan dalam API 581 pada Annex 2.A. Evaluasi tersebut terdiri dari pertanyaan-pertanyaan yang sebagian besar terdiri dari banyak bagian. Maksimum skor yang dapat diperoleh adalah 1000. Skor yang didapatkan kemudian dimasukkan ke dalam persamaan berikut:

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100 \text{ [unit is \%]} \quad (2.5)$$

Selanjutnya nilai $pscore$ tersebut dimasukkan kedalam persamaan berikut untuk mendapatkan nilai F_{MS} :

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \cdot pscore + 1)} \quad (2.6)$$

2.9 Konsekuensi Kegagalan/*Consequence Of Failure (CoF)*

Konsekuensi kegagalan adalah perhitungan mengenai nilai konsekuensi dari resiko suatu peralatan. Analisa konsekuensi dalam penilaian API RBI dilakukan untuk membantu membuat peringkat dari alat-alat berdasarkan resikonya. Pengukuran konsekuensi ini digunakan untuk membantu membuat prioritas untuk program inspeksi. Terdapat 2 metode dalam analisis konsekuensi, yaitu level 1 dan level 2. Analisa konsekuensi level 1 bersifat lebih sederhana dan digunakan untuk fluida yang terdapat dalam list fluida representatif yang disediakan oleh API 581, sedangkan analisa konsekuensi level 2 bersifat lebih teliti dan dapat digunakan untuk fluida yang lebih luas dan tidak disediakan dalam list fluida representatif. Analisis level 2 digunakan juga jika hasil analisa dari level 1 tidak valid atau alat memiliki fluida dalam 2 fasa.



Analisa konsekuensi level 1 terdiri dari beberapa tahapan untuk mendapatkan nilai akhir konsekuensinya. Adapun langkah – langkah dalam perhitungannya adalah sebagai berikut:

1. Menentukan fluida representatif dan sifatnya
2. Menentukan ukuran lubang kebocoran
3. Menghitung laju kebocoran
4. Menghitung massa yang tersedia
5. Menentukan tipe kebocoran
6. Menentukan dampak dari sistem deteksi dan isolasi
7. Menghitung laju dan massa kebocoran untuk analisa konsekuensi
8. Menghitung konsekuensi keterbakaran dan ledakan
9. Menentukan konsekuensi racun
10. Menentukan konsekuensi tidak mudah terbakar tidak beracun (*non-flammable non-toxic*)
11. Menentukan konsekuensi kerusakan komponen dan cedera personil

Dalam analisa konsekuensi kegagalan API RBI terdapat faktor konversi yang digunakan dalam persamaan-persamaan di dalamnya. Nilai dari faktor konversi tersebut ditampilkan dalam tabel 2.6.

Tabel 2. 6 Nilai Faktor Konversi untuk Analisis Konsekuensi

Faktor Konversi	<i>SI Units</i>	<i>US Customary Units</i>
C_1	31623	12
C_2	1000	1
C_3	4536	10000
C_4	2,205	1
C_5	25,2	55,6
C_6	55,6	100



Faktor Konversi	<i>SI Units</i>	<i>US Customary Units</i>
C ₇	1	10,763
C ₈	0,0929	1
C ₉	0,123	0,6
C ₁₀	9,744	63,32
C ₁₁	0,145	1
C ₁₂	1,8	1
C ₁₃	6,29	0,178
C ₁₄	1	3600
C ₁₅	4,685	1
C ₁₆	30,89	70
C ₁₇	0,001481	0,00723
C ₁₈	0,005	0,0164
C ₁₉	1,085	1,015
C ₂₀	1,013	0,147
C ₂₁	5328	9590
C ₂₂	5,8	14,62
C ₂₃	0,45	0,346
C ₂₄	2,6	2,279
C ₂₅	0,0296	0,0438
C ₂₆	100	14,5
C ₂₇	1	0,3967
C ₂₈	1000	6895
C ₂₉	$4,303 \times 10^{-4}$	$1,85 \times 10^{-4}$



Faktor Konversi	SI Units	US Customary Units
C_{30}	$9,76 \times 10^{-8}$	$6,43 \times 10^{-7}$
C_{31}	864	7200
C_{32}	0,543	107
C_{33}	0,0815	16,03
C_{34}	86,4	$1,829 \times 10^5$
C_{35}	2,382	0,0259
C_{36}	30,5	100

2.9.1 Fluida Representatif dan Sifatnya

Untuk menentukan fluida representatif beserta sifatnya yang akan digunakan dalam analisa konsekuensi terdapat beberapa langkah dalam prosedur perhitungannya. Adapun prosedur perhitungannya adalah sebagai berikut:

1. Memilih fluida representatif

Fluida representatif dipilih berdasarkan material yang terdapat dalam alat. Adapun tabel list untuk fluida representatif disediakan pada tabel 2.7

Tabel 2. 7 List Fluida Representatif untuk Analisis Level 1

Fluida Representatif	Type Fluida	Contoh Aplikasi Materialnya
$C_1 - C_2$	TYPE 0	<i>methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas</i>
$C_3 - C_4$	TYPE 0	<i>propane, butane, isobutane, LPG</i>
C_5	TYPE 0	<i>pentane</i>
$C_6 - C_8$	TYPE 0	<i>gasoline, naptha, light straight run,</i>



Fluida Representatif	Tipe Fluida	Contoh Aplikasi Materialnya
		<i>heptane</i>
$C_9 - C_{12}$	<i>TYPE 0</i>	<i>diesel, kerosene</i>
$C_{13} - C_{16}$	<i>TYPE 0</i>	<i>jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil</i>
$C_{17} - C_{25}$	<i>TYPE 0</i>	<i>gas oil, typical crude</i>
C_{25+}	<i>TYPE 0</i>	<i>residuum, heavy crude, lube oil, seal oil</i>
H_2	<i>TYPE 0</i>	<i>hydrogen only</i>
H_2S	<i>TYPE 0</i>	<i>hydrogen sulfide only</i>
<i>HF</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>hydrogen fluoride</i>
<i>water</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>water</i>
<i>steam</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>steam</i>
<i>Acid (low)</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Acid, caustic</i>
<i>Aromatics</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Benzene, Toluene, Xylene, Cumene</i>
$AlCl_3$	<i>TYPE 0</i>	<i>Aluminum Chloride</i>
<i>Pyrophoric</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Pyrophoric Materials</i>
<i>Ammonia</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Ammonia</i>
<i>Chlorine</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Chlorine</i>
<i>CO</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Carbon Monoxide</i>
<i>DEE</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Diethyl Ether</i>
<i>HCL</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Hydrogen Chloride</i>
<i>Nitric Acid</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Nitric Acid</i>
NO_2	<i>TYPE 0</i>	<i>Nitrogen Dioxide</i>
<i>Phosgene</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Phosgene</i>
<i>TDI</i>	<i>TYPE 0</i>	<i>Toluene Diisocyanate</i>
<i>Methanol</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Methanol</i>
<i>PO</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Propylene Oxide</i>

BAB II



Fluida Representatif	Tipe Fluida	Contoh Aplikasi Materialnya
<i>Styrene</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Styrene</i>
<i>EEA</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate</i>
<i>EE</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Ethylene Glycol Monoethyl Ether</i>
<i>EG</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Ethylene Glycol</i>
<i>EO</i>	<i>TYPE 1</i>	<i>Ethylene Oxide</i>

2. Menentukan fasa fluida yang tersimpan; liquid atau vapor.
3. Menentukan sifat fluida yang tersimpan. Untuk yang berfasa vapor, hal yang dibutuhkan adalah:
 - *MW* – *molecular weight*
 - *k* – *ideal gas specific heat ratio*
 - *AIT* – *Auto-ignition Temperature*

Nilai dari hal yang dibutuhkan diatas didapat dari tabel 2.8 mengenai sifat dari fluida representatif.

Tabel 2. 8 Sifat-sifat dari Fluida Representatif

Fluida	<i>MW (lb/ft³)</i>	<i>Eq. for C_p</i>	<i>AIT (°F)</i>
<i>C₁ – C₂</i>	23	<i>Note 1</i>	1036
<i>C₃ – C₄</i>	51	<i>Note 1</i>	696
<i>C₅</i>	72	<i>Note 1</i>	544
<i>C₆ – C₈</i>	100	<i>Note 1</i>	433
<i>C₉ – C₁₂</i>	149	<i>Note 1</i>	406
<i>C₁₃ – C₁₆</i>	205	<i>Note 1</i>	396
<i>C₁₇ – C₂₅</i>	280	<i>Note 1</i>	396
<i>C₂₅₊</i>	422	<i>Note 1</i>	396
<i>Water</i>	18	<i>Note 3</i>	N/A



Fluida	MW (lb/ft ³)	$Eq. for C_p$	AIT (°F)
<i>Steam</i>	18	<i>Note 3</i>	N/A
<i>Acid</i>	18	<i>Note 3</i>	N/A
H_2	2	<i>Note 1</i>	752
H_2S	34	<i>Note 1</i>	500
HF	20	<i>Note 1</i>	32000
CO	28	<i>Note 2</i>	1128
DEE	74	<i>Note 2</i>	320
HCL	36	-	N/A
<i>Nitric Acid</i>	63	-	N/A
$AlCl_3$	133,5	<i>Note 1</i>	1036
NO_2	90	-	N/A
<i>Phosgene</i>	99	-	N/A
TDI	174	-	1148
<i>Methanol</i>	32	<i>Note 2</i>	867
PO	58	<i>Note 2</i>	840
<i>Styrene (Aromatic)</i>	104	<i>Note 2</i>	914
EEA	132	<i>Note 2</i>	715
EE	90	<i>Note 2</i>	455
EG	62	<i>Note 2</i>	745
EO	44	<i>Note 2</i>	804
<i>Pyrophoric</i>	149	<i>Note 1</i>	<i>Note 3</i>

Fluida	Konstanta C_p				
	A	B	C	D	E

BAB II



Fluida	Konstanta Cp				
	A	B	C	D	E
$C_1 - C_2$	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A
$C_3 - C_4$	2.632	0.3188	-1.347E4	1.466E-8	N/A
C_5	-3.626	0.4873	-2.6E-4	5.3E-8	N/A
$C_6 - C_8$	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.658E-08	N/A
$C_9 - C_{12}$	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A
$C_{13} - C_{16}$	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A
$C_{17} - C_{25}$	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A
C_{25+}	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A
<i>Water</i>	2.76E+05	- 2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06
<i>Steam</i>	3.34E+04	2.68E+04	2.61e+03	8.90E+03	1.17E+03
<i>Acid</i>	2.76E+05	- 2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06
H_2	27.1	9.270E-03	-1.38E-05	7.650E-09	N/A
H_2S	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.18E-08	N/A
HF	29.1	6.610E-04	-2.03E-06	2.500E-09	N/A
CO	2.91E+04	8.77E+03	3.09E+03	8.46E+03	1.54E+03
DEE	8.62E+04	2.55E+05	1.54E+03	1.44E+05	- 6.89E+02
HCL	-	-	-	-	-



Fluida	Konstanta C_p				
	A	B	C	D	E
<i>Nitric Acid</i>	-	-	-	-	-
<i>AlCl₃</i>	4.34E+04	3.97E+04	4.17E+02	2.40E+04	N/A
<i>NO₂</i>	-	-	-	-	-
<i>Phosgene</i>	-	-	-	-	-
<i>TDI</i>	-	-	-	-	-
<i>Methanol</i>	3.93E+04	8.79E+04	1.92E+03	5.37E+04	8.97E+02
<i>PO</i>	4.95E+04	1.74E+05	1.56E+03	1.15E+05	7.02E+02
<i>Styrene (Aromatic)</i>	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03
<i>EEA</i>	1.06E+05	2.40E+05	6.59E+02	1.50E+05	1.97E+03
<i>EE</i>	3.25E+04	3.00E+05	1.17E+03	2.08E+05	4.73E+02
<i>EG</i>	6.30E+04	1.46E+05	1.67E+03	9.73E+04	7.74E+02
<i>EO</i>	3.35E+04	1.21E+05	1.61E+03	8.24E+04	7.37E+02
<i>Pyrophoric</i>	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	<i>Note 3</i>

Untuk mencari k diperlukan nilai C_p . Untuk C_p dengan persamaannya menggunakan *note 1* maka persamaan untuk mencari nilai C_p nya adalah sebagai berikut:

$$C_p = A + BT + CT^3 + DT^3 \quad (2.7)$$

dimana T dalam K dan C_p dalam J/kmol-K. Setelah didapatkan nilai C_p maka nilai k dapat dicari dengan menggunakan persamaan berikut:



$$k = \frac{C_p}{C_p - R} \quad (2.8)$$

- Menentukan fasa stabil fluida ketika dilepaskan ke atmosfer serta fasa dalam alatnya menggunakan tabel 2.9

Tabel 2. 9 Pedoman Menentukan Fasa Fluida untuk Analisa
Konsekuensi

Fasa Fluida dalam Kondisi Pengoperasian Normal	Fasa Fluida dalam Kondisi Stabil	Fasa Final untuk Perhitungan Konsekuensi
Gas	Gas	<i>model as gas</i>
Gas	Liquid	<i>model as gas</i>
Liquid	Gas	<i>model as gas unless the fluid boiling point at ambient condition is greater than 80°F, then model as liquid</i>
Liquid	Liquid	<i>model as liquid</i>

2.9.2 Ukuran Lubang Kebocoran

Membatasi jumlah ukuran lubang kebocoran memungkinkan analisis yang dapat dikelola dan dapat merepresentasikan kemungkinan sesungguhnya. Penggunaan ukuran lubang ini didasarkan pada jenis komponennya. Ukuran lubang kebocoran dibatasi hingga diameter maksimum 16 inch. Diameter ini menunjukkan nilai praktis maksimum untuk penghitungan kebocoran karena kegagalan yang amat besar dari komponen umumnya tidak mengikut sertakan disintegrasi dari peralatan. Adapun prosedur perhitungan pemilihan ukuran lubang kebocoran adalah sebagai berikut:



1. Memilih diameter lubang kebocoran , d_n , berdasarkan tipe komponen dan tabel 2.10. Pada bagian 3. Annex API 581 dijelaskan ukuran lubang untuk tiap tipe komponen, dimana untuk *pressure vessel* menggunakan 4 ukuran lubang yang ada. 4 ukuran lubang tersebut dijelaskan pada tabel 2.10.

Tabel 2. 10 Ukuran Lubang Kebocoran dalam API RBI

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Range of Hole Diameter (in)</i>	<i>Release Hole Diameter, d_n (in)</i>
1	<i>Small</i>	0 - 1/4	$d_1 = 0,25$
2	<i>Medium</i>	>1/4 - 2	$d_2 = 1$
3	<i>Large</i>	>2 - 6	$d_3 = 4$
4	<i>Rupture</i>	> 6 inches	$d_4 = \min[D,16]$

2. Menentukan frekuensi kegagalan umumnya, gff_n , dan total frekuensi kegagalannya, gff_{total} , berdasarkan tabel 2.1

2.9.3 Laju Kebocoran

Laju kebocoran ditentukan dari sifat fisik materialnya, fasa awalnya, kondisi proses pengoperasiannya, dan ukuran lubang kebocorannya. Untuk menghitung laju kebocoran harus mengikuti prosedur perhitungannya yaitu:

1. Memilih persamaan laju kebocorannya berdasarkan fasa fluida tersimpannya. Untuk fasa vapor/gas, perhitungan laju kebocorannya memiliki 2 tahap, yaitu menghitung nilai tekanan transisi, P_{trans} , lalu memilih persamaan laju kebocoran berdasarkan nilai P_{trans} tersebut. Adapun persamaan untuk mencari tekanan transisi tersebut adalah sebagai berikut:



$$P_{trans} = P_{atm} \left(\frac{k+1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (2.9)$$

Setelah didapatkan nilai P_{trans} maka selanjutnya adalah memilih persamaan laju kebocorannya, W_n , dengan ketentuan sebagai berikut:

- Jika tekanan kerja alat, P_s , lebih besar daripada P_{trans} , maka persamaan laju kebocorannya menggunakan persamaan untuk *sonic velocity* yaitu:

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} \cdot A_n \cdot P_s \sqrt{\left(\frac{k \cdot MW \cdot g_c}{R \cdot T_s} \right) \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (2.10)$$

- Jika tekanan kerja alat, P_s , lebih kecil daripada P_{trans} , maka persamaan laju kebocorannya menggunakan persamaan untuk *subsonic velocity* yaitu:

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} \cdot A_n \cdot P_s \sqrt{\left(\frac{MW \cdot g_c}{R \cdot T_s} \right) \left(\frac{2 \cdot k}{k-1} \right) \left(\frac{P_{atm}}{P_s} \right)^{\frac{2}{k}} \left(1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right)} \quad (2.11)$$

2. Menghitung are lubang kebocoran untuk setiap ukuran lubang kebocoran menggunakan persamaan berikut:

$$A_n = \frac{\pi d_n^2}{4} \quad (2.12)$$

3. Menghitung laju kebocoran untuk setiap lubang kebocoran menggunakan persamaan dari tahap 1.

2.9.4 Persediaan Fluida yang Tersedia pada Kebocoran

API RBI menyadari bahwa persediaan fluida diluar komponen yang sedang dievaluasi juga tersedia saat ada kebocoran. Langkah-langkah untuk menghitung persediaan fluida yang tersedia pada kebocoran adalah sebagai berikut:



1. Mengelompokkan komponen dan alat kedalam grup inventori (disediakan di API 581 Annex 3.A)
2. Menghitung massa fluida, $mass_{comp}$, dari komponen yang sedang dievaluasi
3. Menghitung massa fluida tiap komponen dalam grup inventori, $mass_{comp,i}$
4. Menghitung massa fluida dalam grup inventori, $mass_{inv}$, menggunakan persamaan berikut:

$$mass_{inv} = \sum_{i=1}^N mass_{comp,i} \quad (2.13)$$

5. Menghitung laju aliran dari lubang dengan diameter 8 inch, W_{max8} , menggunakan persamaan laju kebocoran yang digunakan pada perhitungan laju kebocoran sebelumnya. Ini adalah laju aliran maksimum yang dapat masuk ke dalam alat dari alat disekitarnya dalam grup inventori
6. Menghitung massa fluida yang ditambahkan, $mass_{add,n}$, untuk setiap ukuran lubang kebocoran hasil dari aliran selama 3 menit dari grup inventori menggunakan persamaan berikut:

$$mass_{add,n} = 180.\min[W_n, W_{max8}] \quad (2.14)$$

7. Menghitung massa yang tersedia pada kebocoran untuk setiap ukuran lubang kebocoran menggunakan persamaan berikut:

$$mass_{avail,n} = \min[\{mass_{comp} + mass_{avail,n}\}, mass_{inv}] \quad (2.15)$$

2.9.5 Tipe Kebocoran

Dalam API RBI terdapat 2 tipe kebocoran, yaitu *instantaneous* dan *continuous*. Tipe *instantaneous* menandakan bahwa kebocoran terjadi dalam durasi yang sangat cepat sehingga fluida menyebar sebagai satu awan atau kolam yang besar,



sedangkan tipe *continuous* menandakan bahwa kebocoran berlangsung dalam waktu yang cukup lama. Prosedur perhitungan untuk menentukan tipe kebocoran adalah sebagai berikut:

1. Menghitung waktu yang dibutuhkan tiap lubang kebocoran untuk mengeluarkan fluida sebesar 10000 lbs dengan persamaan berikut:

$$t_n = \frac{C_3}{W_n} \quad (2.16)$$

2. Untuk setiap lubang kebocoran, tentukan apakah tipe kebocorannya *instantaneous* atau *continuous* dengan kriteria berikut:
 - Jika ukuran lubang kebocoran adalah 0,25 inch atau lebih kecil, maka tipe kebocoran adalah *continuous*
 - Jika $t_n \leq 180$ detik atau massa kebocoran melebihi 10000 lbs, maka tipe kebocorannya adalah *instantaneous*

2.9.6 Dampak dari Sistem Deteksi dan Isolasi pada terhadap Kebocoran

Pabrik-pabrik biasanya memiliki beragam sistem deteksi, isolasi, dan mitigasi yang didesain untuk mengurangi efek dari kebocoran fluida berbahaya. Metode yang sederhana untuk menilai keefektifan berbagai tipe sistem deteksi, isolasi, dan mitigasi disediakan oleh API RBI. Prosedur dalam menentukan dampak dari sistem deteksi dan isolasi dari alat adalah sebagai berikut:

1. Menentukan sistem deteksi dan isolasi yang tersedia pada alat
2. Memilih klasifikasi sistem deteksi dan isolasi yang sesuai berdasarkan tabel 2.11 berikut:



Tabel 2. 11 Penilaian Sistem Deteksi dan Isolasi

Tipe Sistem Deteksi	Klasifikasi Deteksi
<i>Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e., loss of pressure or flow) in the system.</i>	A
<i>Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope</i>	B
<i>Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.</i>	C
Tipe Sistem Isolasi	Klasifikasi Isolasi
<i>Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.</i>	A
<i>Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.</i>	B
<i>Isolation dependent on manually-operated valves</i>	C

- Menentukan faktor reduksi kebocoran, $fact_{di}$, berdasarkan klasifikasi sistem deteksi dan isolasi dari tahap sebelumnya dan menggunakan tabel 2.12.



Tabel 2. 12 Pengaturan Kebocoran berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi

Klasifikasi Sistem		Pengaturan Besar Kebocoran	Faktor Reduksi, $fact_{di}$
Deteksi	Isolasi		
A	A	<i>Reduce release rate or mass by 25%</i>	0.25
A	B	<i>Reduce release rate or mass by 20%</i>	0.20
A atau B	C	<i>Reduce release rate or mass by 10%</i>	0.10
B	B	<i>Reduce release rate or mass by 15%</i>	0.15
C	C	<i>No adjustment to release rate or mass</i>	0.00

- Menentukan total waktu kebocoran untuk tiap lubang kebocoran, $ld_{max,n}$, menggunakan tabel 2.13.

Tabel 2. 13 Durasi Kebocoran berdasarkan Sistem Deteksi dan Isolasi

Kategori Sistem Deteksi	Kategori Sistem Isolasi	Durasi Kebocoran Maksimum, ld_{max}
A	A	<i>20 minutes for 1/4 inch leaks 10 minutes for 1 inch leaks 5 minutes for 4 inch leaks</i>
A	B	<i>30 minutes for 1/4 inch leaks 20 minutes for 1 inch leaks 10 minutes for 4 inch leaks</i>
A	C	<i>40 minutes for 1/4 inch leaks</i>



Kategori Sistem Deteksi	Kategori Sistem Isolasi	Durasi Kebocoran Maksimum, ld_{max}
		30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	A atau B	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
C	A,B, atau C	1 hour for 1/4 inch leaks 40 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks

2.9.7 Laju dan Massa Kebocoran untuk Analisis Konsekuensi

Prosedur untuk menghitung laju dan massa kebocoran untuk analisis konsekuensi adalah sebagai berikut:

1. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung laju kebocoran yang telah disesuaikan, $rate_n$, menggunakan persamaan berikut:

$$rate_n = W_n(1-fact_{di}) \quad (2.17)$$

2. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung durasi kebocoran, ld_n , menggunakan persamaan berikut:

$$ld_n = \min \left[\left\{ \frac{mass_{avail,n}}{rate_n} \right\}, \left\{ 60 \cdot ld_{max,n} \right\} \right] \quad (2.18)$$

3. Untuk setiap lubang kebocoran, hitung massa kebocoran, $mass_n$, menggunakan persamaan berikut:



$$mass_n = \min \left[\{rate_n \cdot ld_n\}, mass_{avail,n} \right] \quad (2.19)$$

2.9.8 Konsekuensi Keterbakaran dan Ledakan

Prosedur perhitungan untuk mengetahui area konsekuensi keterbakaran dan ledakan adalah sebagai berikut:

1. Menentukan faktor reduksi mitigasi konsekuensi area, $fact_{mit}$, dari tabel 2.14.

Tabel 2. 14 Pengaturan Konsekuensi Keterbakaran untuk Sistem Mitigasi

Sistem Mitigasi	Pengaturan Area Konsekuensi	Faktor Reduksi Area Konsekuensi, $fact_{mit}$
<i>Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher</i>	<i>Reduce consequence area by 25%</i>	0.25
<i>Fire water deluge system and monitors</i>	<i>Reduce consequence area by 20%</i>	0.20
<i>Fire water monitors only</i>	<i>Reduce consequence area by 5%</i>	0.05
<i>Foam spray system</i>	<i>Reduce consequence area by 15%</i>	0.15

2. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung faktor koreksi efisiensi energi, $eneff_n$, menggunakan persamaan berikut:

$$eneff_n = 4 \cdot \log_{10}[C_4 \cdot mass_n] - 15 \quad (2.20)$$



3. Menentukan tipe fluida, TYPE 0 atau TYPE 1, berdasarkan tabel 2.7
4. Menentukan nilai konstanta a dan b untuk perhitungan konsekuensi area kerusakan komponen menggunakan tabel 2.15 mengenai konstanta perhitungan konsekuensi keterbakaran kerusakan komponen untuk beberapa contoh fluida.

Tabel 2. 15 Konstanta Perhitungan Konsekuensi Keterbakaran Kerusakan Komponen

Fluida	<i>Continuous Release</i>							
	CAINL				CAIL			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	43	0,98			280	0,95		
C ₃ -C ₄	49,48	1			313,6	1		
C ₅	25,17	0,99	536,0	0,89	304,7	1		
C ₆ -C ₈	29	0,98	182	0,89	312,4	1	525	0,95
C ₉ -C ₁₂	12	0,98	130	0,90	391	0,95	560	0,95
H ₂	64,5	0,992			420	1		
H ₂ S	32	1			203	0,89		

Fluida	<i>Instantaneous Release</i>							
	IAINL				IAIL			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	41	0,67			1079	0,62		
C ₃ -C ₄	27,96	0,72			522,9	0,63		
C ₅	13,83	0,73	1,49	0,85	275,0	0,61		



Fluida	Instantaneous Release							
	IAINL				IAIL			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₆ -C ₈	13,98	0,66	4,35	0,78	275,7	0,61	57	0,55
C ₉ -C ₁₂	7,1	0,66	3,3	0,76	281	0,61	6	0,53
H ₂	61,5	0,657			1430	0,618		
H ₂ S	148	0,63			357	0,61		

5. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area kerusakan komponen untuk *Auto-ignition Not Likely, Continuous Release (AINL-CONT)*, $CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$

- Jika fasa fluida adalah gas, maka persamaan untuk mencari area konsekuensi area dan laju kebocoran efektifnya adalah:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = a(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (2.21)$$

$$effrate_n^{AINL-CONT} = rate_n \quad (2.22)$$

6. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area kerusakan komponen untuk *Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT)*, $CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$

- Jika fasa fluida adalah gas, maka persamaan untuk mencari area konsekuensi area dan laju kebocoran efektifnya adalah:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = a(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (2.23)$$

$$effrate_n^{AIL-CONT} = rate_n \quad (2.24)$$

7. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area kerusakan komponen untuk *Auto-*



ignition Not Likely, Instantaneous Release (AINL-INST),
 $CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$

- Jika fasa fluida adalah gas, maka persamaan untuk mencari area konsekuensi area dan laju kebocoran efektifnya adalah:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = a (mass_n)^b \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right) \quad (2.25)$$

$$effmass_n^{AINL-INST} = mass_n \quad (2.26)$$

8. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area kerusakan komponen untuk *Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST)*,
 $CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$

- Jika fasa fluida adalah gas, maka persamaan untuk mencari area konsekuensi area dan laju kebocoran efektifnya adalah:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = a (mass_n)^b \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eff_n} \right) \quad (2.27)$$

$$effmass_n^{AIL-INST} = mass_n \quad (2.28)$$

9. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area cedera personil untuk *Auto-ignition Not Likely, Continuous Release (AINL-CONT)*,
 $CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$ menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = \left[a \cdot (effrate_n^{AINL-CONT})^b \right] \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (2.29)$$

10. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area cedera personil untuk *Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT)*,
 $CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$ menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = \left[a \cdot (effrate_n^{AIL-CONT})^b \right] \cdot (1 - fact_{mit}) \quad (2.30)$$



11. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area cedera personil untuk *Auto-ignition Not Likely, Instantaneous Release* (AINL-INST), $CA_{inj,n}^{AINL-INST}$ menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = \left[a \cdot \left(effrate_n^{AINL-INST} \right)^b \right] \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right) \quad (2.31)$$

12. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung konsekuensi area cedera personil untuk *Auto-ignition Likely, Instantaneous Release* (AIL-INST), $CA_{inj,n}^{AIL-INST}$ menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{inj,n}^{AIL-INST} = \left[a \cdot \left(effrate_n^{AIL-INST} \right)^b \right] \cdot \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right) \quad (2.32)$$

13. Untuk setiap ukuran lubang kebocoran, hitung faktor *instantaneous/continuous blending*, $fact_n^{IC}$, menggunakan persamaan-persamaan berikut:

- Untuk kebocoran *continuous*

$$fact_n^{IC} = \min \left[\left\{ \frac{rate_n}{C_5} \right\}, 1.0 \right] \quad (2.33)$$

- Untuk kebocoran *instantaneous*

$$fact_n^{IC} = 1.0 \quad (2.34)$$

14. Menghitung faktor AIT *blending*, $fact^{AIT}$, menggunakan persamaan berikut yang sesuai dengan sifat fluida:

- Untuk $T_s + C_6 \leq AIT$

$$fact^{AIT} = 0 \quad (2.35)$$

- Untuk $T_s + C_6 > AIT > T_s - C_6$

$$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 \cdot C_6} \quad (2.36)$$



- Untuk $T_s - C_6 \geq AIT$

$$fact^{AIT} = 1 \quad (2.37)$$

15. Menghitung konsekuensi area dari campuran *continuous/instantaneous* berdasarkan nilai area konsekuensi yang telah dihitung sebelumnya dan nilai $fact_n^{IC}$ menggunakan persamaan-persamaan berikut:

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (2.38)$$

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (2.39)$$

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (2.40)$$

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-CONT} \cdot fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-INST} \cdot (1 - fact_n^{IC}) \quad (2.41)$$

16. Menghitung area konsekuensi AIT *blended* berdasarkan hasil area konsekuensi dari Tahap 15 menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{cmd,n}^{AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \quad (2.42)$$

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{flam-AIL} \cdot fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL} \cdot (1 - fact^{AIT}) \quad (2.43)$$

17. Menghitung hasil akhir area konsekuensi untuk kerusakan komponen dan cedera personil berdasarkan hasil dari Tahap 16 menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \quad (2.44)$$

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \quad (2.45)$$



2.9.9 Konsekuensi Racun

Beberapa fluida dapat bersifat racun bagi lingkungan maupun personil. Dalam analisa konsekuensi level 1 ada 4 material racun yang menghasilkan konsekuensi racun, yaitu HF, H₂S, NH₃, dan Cl. Selain itu juga terdapat 10 tambahan bahan kimia beracun yang masuk dalam analisis konsekuensi level 1, yaitu

1. *Aluminum Chloride (AlCl₃) – Powder*
2. *Carbon Monoxide (CO) – Gas only*
3. *Hydrogen Chloride (HCl) – Gas only*
4. *Nitric Acid – Gas or Liquid*
5. *Nitrogen Dioxide (NO₂) – Gas or Liquid*
6. *Phosgene – Gas or Liquid*
7. *Toluene Diisocyanate (TDI) – Liquid only*
8. *Ethylene Glycol Monoethyl Ether (EE) – Gas or Liquid*
9. *Ethylene Oxide (EO) – Gas only*
10. *Propylene Oxide (PO) – Gas or Liquid*

Jika dalam suatu peralatan terdapat bahan kimia beracun tersebut, maka perlu dihitung konsekuensi racunnya mengikuti API 581 *Part 3* bagian 5.9.

2.9.10 Konsekuensi Tidak Mudah Terbakar Tidak Beracun

Konsekuensi tidak mudah terbakar tidak beracun dilakukan untuk material berupa dari uap/*steam*, asam/*acids* atau *caustics*. Jika fluida dalam alat tidak mudah terbakar tidak beracun dan termasuk antara 3 kriteria tersebut, maka perlu dilakukan perhitungan konsekuensi tidak mudah terbakar tidak beracun. Perhitungannya dijelaskan dalam API 581 *Part 3* bagian 5.10.



2.9.11 Area Konsekuensi Kerusakan Komponen dan Cedera Personel

Area konsekuensi kerusakan komponen dan cedera personel didapat dari perhitungan konsekuensi keterbakaran dan ledakan, racun, dan tidak mudah terbakar tidak beracun. Nilai akhir area konsekuensi kerusakan komponen didapat menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam} \quad (2.46)$$

Hal ini dikarenakan konsekuensi racun dan tidak mudah terbakar tidak beracun tidak memiliki nilai konsekuensi kerusakan komponen sehingga nilai kerusakan komponen hanya didapat dari konsekuensi keterbakaran dan meledak. Nilai akhir area konsekuensi cedera personil didapat menggunakan persamaan berikut:

$$CA_{mj} = \max [CA_{mj}^{flam}, CA_{mj}^{tox}, CA_{mj}^{nfmt}] \quad (2.47)$$

Setelah didapatkan nilai akhir area konsekuensi dari kerusakan komponen dan cedera personel, nilai akhir dari area konsekuensi ditentukan berdasarkan nilai tertinggi antara komponen kerusakan atau cedera personil.

2.10 Risk Level

Secara umum nilai tingkat resiko didapat dengan cara mengalikan nilai konsekuensi kegagalan/*consequence of failure* (CoF) dengan kemungkinan kegagalan/*probability of failure* (PoF) yang selanjutnya ditampilkan dalam matriks 5x5. Dalam matriks tersebut terdapat beberapa tingkatan resiko, yaitu *low risk*, *medium risk*, *medium-high risk*, dan *high risk*. Adapun tingkatan resiko tersebut didapatkan berdasarkan kategori kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalannya. Kategori

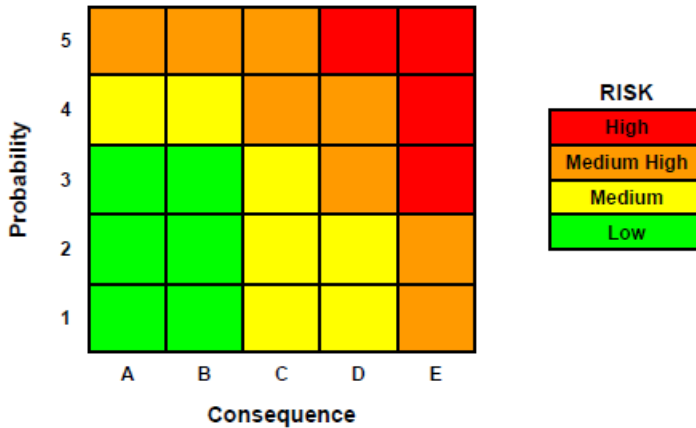


kemungkinan dan konsekuensi kegagalan ditampilkan pada tabel 2.16.

Tabel 2. 16 Kategori Kemungkinan Kegagalan dan Konsekuensi Kegagalan

Kemungkinan Kegagalan		Konsekuensi Kegagalan	
Kategori	Range	Kategori	Range (ft ²)
1	$D_{f-total} \leq 2$	A	$CA \leq 100$
2	$2 \leq D_{f-total} \leq 20$	B	$100 \leq CA \leq 1000$
3	$20 \leq D_{f-total} \leq 100$	C	$1000 \leq CA \leq 3000$
4	$100 \leq D_{f-total} \leq 1000$	D	$3000 \leq CA \leq 10000$
5	$D_{f-total} \geq 1000$	E	$CA \geq 1000$

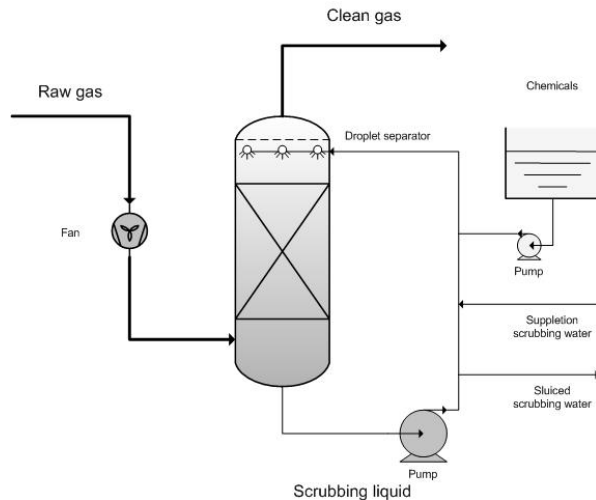
Setelah didapatkan nilai kategori dari kemungkinan kegagalan dan konsekuensi kegagalan maka selanjutnya nilai tersebut dimasukkan kedalam matriks resiko untuk mengetahui tingkatan resikonya, seperti yang ditunjukkan gambar 2.2.



Gambar 2.2 Matriks Tingkat Resiko RBI (API 581)

2.11 Gas Scrubber

Gas Scrubber adalah suatu bejana tekan 2 fasa yang secara umum berfungsi untuk membersihkan gas dari adanya cairan atau liquid sehingga didapatkan *pure gas*. *Gas scrubber* biasanya dipasang setelah bejana tekan *separator* dan selanjutnya hasil keluaran *gas scrubber* dialirkan ke bagian produksi atau bagian lainnya.



Gambar 2.3 Skema Kerja *Gas Scrubber*

Gas scrubber dapat berorientasi vertikal ataupun horizontal, tergantung tujuan pemakaiannya. Contoh aplikasi dari *gas scrubber* adalah pada *fuel gas scrubber* untuk sistem pembangkit listrik.

2.12 *Fuel Gas Scrubber*

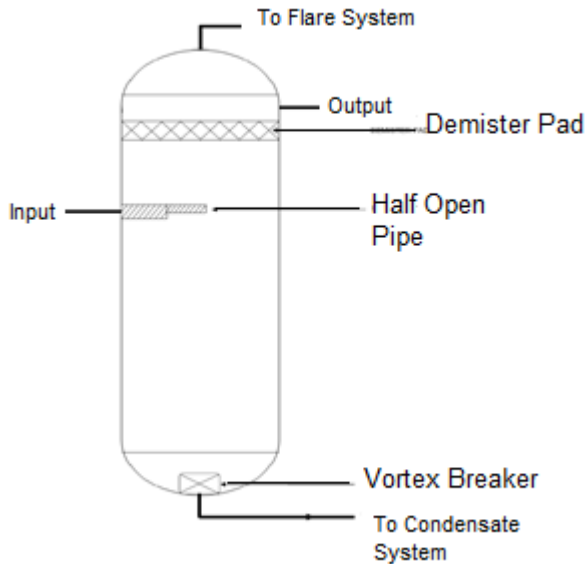
Fuel Gas Scrubber adalah suatu bejana tekan yang berfungsi untuk membersihkan *fuel gas* dari adanya liquid. Pada umumnya *fuel gas scrubber* dapat menghilangkan 99,5% liquid dari gas dan menangkap tetesan liquid diatas 10 mikrons. Fluida yang dialirkan pada *fuel gas scrubber* biasanya adalah natural gas. *Fuel gas scrubber* diperlukan untuk menyaring gas sebelum masuk ke turbin pembangkit listrik, sebab untuk dapat beroperasi turbin membutuhkan *feed* berupa gas yang bebas liquid. Hal ini dikarenakan adanya liquid dalam gas untuk turbin sangatlah berbahaya bagi turbin tersebut.



Gambar 2.4 Fuel Gas Scrubber

2.12.1 Komponen Internal Fuel Gas Scrubber

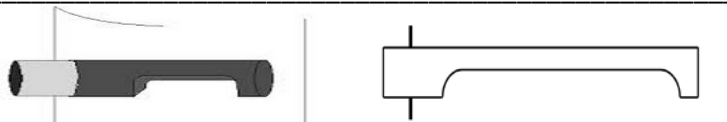
Komponen internal fuel gas scrubber biasanya terdiri antara lain oleh *half open pipe*, *demiseter pad*, dan *vortex breaker*.



Gambar 2.5 Komponen Internal *Fuel Gas Scrubber*

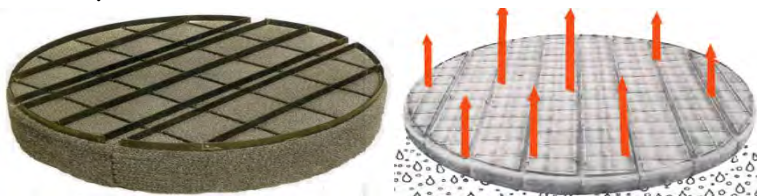
2.12.1.1 *Half Open Pipe*

Half open pipe adalah pipa saluran masuk gas yang memiliki ujung tertutup dan bagian bawah yang terbuka. Alat ini berguna untuk memisahkan liquid dari gas, dan berfungsi sebagai separasi awal pada *fuel gas scrubber*. Alat ini bekerja dengan membuat gas mengalir ke bagian bawah bejana tekan sebelum akhirnya naik ke atas. Ketika gas mengalir dari bawah ke atas, liquid yang ada pada gas akan tertinggal di bawah sebab massa jenisnya lebih besar sehingga tertarik oleh gravitasi dan tidak ikut menuju bagian atas bejana tekan. Bentuk dari half open pipe dapat dilihat pada gambar 2.6.

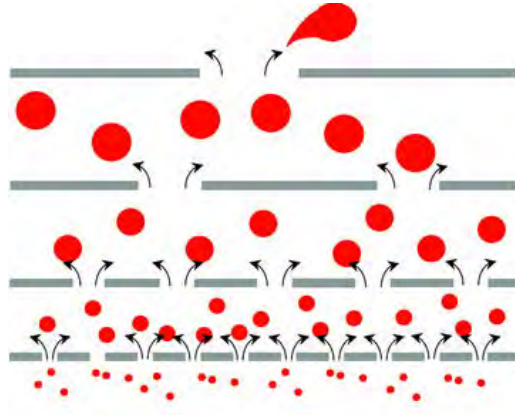
Gambar 2.6 *Half Open Pipe*

2.12.1.2 *Demister Pad*

Demister Pad adalah saringan yang terbuat dari logam yang berupa kawat dan terdiri dari beberapa lapisan (lihat gambar 2.7). Alat ini berfungsi untuk menangkap tetesan liquid kecil yang tidak tertangkap oleh gravitasi

Gambar 2.7 *Demister Pad*

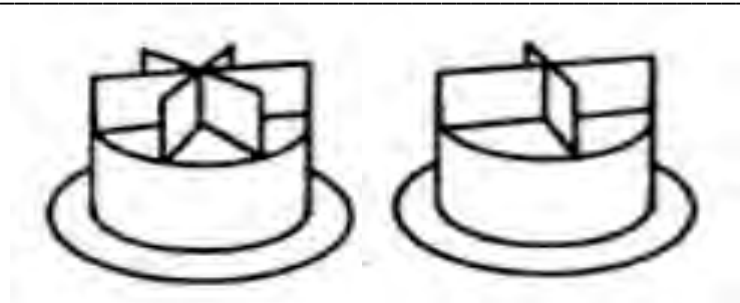
Dalam proses pemisahannya, gas yang mengandung tetesan liquid mengalir melalui kawat dan bertabrakan dengan permukaan kawat karena inersia mereka. Tetesan tersebut kemudian berkumpul pada titik-titik lintas di saringan kawat menjadi tetesan yang lebih besar. Karena terdapat beberapa lapisan saringan, maka liquid yang melewatinya terus mengalami proses tersebut dan ukuran tetesnya terus membesar setiap melewati saringan kawat tersebut hingga akhirnya tetesan tersebut cukup besar untuk kemudian jatuh ke bawah bejana tekan karena gravitasi. Proses penyaringan tetesan liquid pada *demister pad* dapat dilihat pada gambar 2.8.



Gambar 2.8 Proses Penyaringan Liquid oleh *Demister Pad*

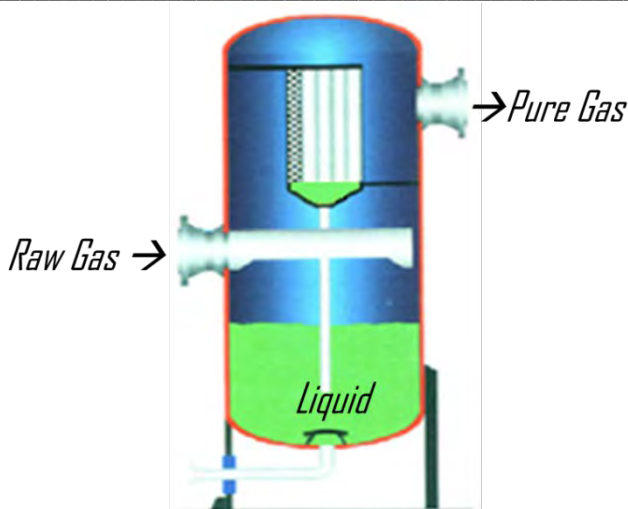
2.12.1.3 *Vortex Breaker*

Vortex breaker adalah suatu alat yang terdiri dari beberapa plat vertikal disusun diatas atau didalam pipa saluran keluar liquid. Sesuai namanya, *vortex breaker* berfungsi untuk memecah aliran pusaran liquid. Aliran pusaran liquid dihindari sebab dapat menyebabkan ikut masuknya gas kedalam saluran buang liquid. Adanya gas yang terbuang kedalam aliran liquid tentu saja merugikan dari segi produktifitas. Alat ini bekerja dengan membagi/membatasi lubang keluar liquid menjadi beberapa bagian, sehingga aliran pusaran dapat tidak terjadi dan tidak ada gas yang ikut terbuang. Contoh bentuk dari vortex breaker ditunjukkan pada gambar 2.9

Gambar 2.9 *Vortex Breaker*

2.12.1.4 Cara Kerja *Fuel Gas Scrubber*

Proses pertama dalam *fuel gas scrubber* adalah *fuel gas* dimasukkan melalui saluran masuk. Selanjutnya gas akan melewati *half open pipe*, dimana gas diarahkan menuju bagian bawah dan kemudian gas akan naik dengan sendirinya karena tekanan dari bejana tekan. Ketika gas naik ke atas, liquid yang sebelumnya ada akan tetap mengalir ke bawah sebab massa jenisnya cukup besar sehingga akan tertarik oleh gaya gravitasi. Gas yang naik keatas tersebut masih memiliki tetesan liquid kecil yang tidak dapat ditarik gaya gravitasi dan ikut keatas bersama gas. Gas dengan tetesan liquid tersebut selanjutnya akan melewati *demister pad*, dimana tetes liquid yang masih ada akan terjebak dan saling bergabung menjadi tetesan besar dan selanjutnya jatuh ke dasar *scrubber*. Gas yang sudah melewati demister pad tersebut selanjutnya akan melewati saluran keluar dan dialirkan menuju turbin pembangkit listrik. Liquid yang tertampung di bawah selanjutnya dialirkan menuju saluran penampungan kondensat. Contoh skema kerja *fuel gas scrubber* ditunjukkan oleh gambar 2.10.



Gambar 2.10 Skema Kerja *Fuel Gas Scrubber*

2.13 Penjadwalan Inspeksi

Dalam API 581 untuk *pressure vessel* tidak diberikan suatu persamaan ataupun formula pasti untuk menghitung jadwal inspeksi. Hal ini dikarenakan setiap perusahaan/pemilik alat memiliki standar sendiri mengenai resiko yang bisa diterima dan hal ini mempengaruhi penjadwalan inspeksi tersebut, sehingga intinya penjadwalan inspeksi diserahkan kepada perusahaan/pemilik alat dengan mempertimbangkan hasil yang didapat dari analisa RBI.

Jika melihat API 510 *Pressure Vessel Inspection Code*, disebutkan interval inspeksi dilakukan sesuai dengan jenis inspeksi. Jenis inspeksi menurut API 510 ada 3, yaitu inspeksi internal, *on-stream* dan eksternal. Bedanya antara inspeksi internal dengan *on-stream* adalah inspeksi internal harus dilakukan pada saat alat tidak beroperasi, sedangkan inspeksi *on-stream* dilakukan pada saat peralatan sedang beroperasi. Inspeksi eksternal dilakukan hanya menggunakan *visual* untuk mengecek



apakah kondisi struktural atau eksternal dari alat dalam kondisi yang baik. Untuk jadwal inspeksi, API 510 menyebutkan bahwa untuk inspeksi *internal* dan *on-dtream* pada *pressure vessel* dilakukan maksimal 10 tahun atau setengah dari sisa umur pakai (*Remaining Life*) dari peralatan. Apabila nilai *Remaining Life* pada peralatan kurang dari 4 tahun, maka interval inspeksinya adalah *full Remaining Life* atau maksimal 2 tahun. Nilai sisa umur pakai didapatkan menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Remaining life} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{required}}}{\text{corrosion rate}} \quad (2.48)$$

Sedangkan untuk inspeksi eksternal pada *pressure vessel* harus dilakukan maksimal setiap 5 tahun sekali.

2.14 Metode Inspeksi

Metode inspeksi adalah suatu cara/metode dalam mendapatkan suatu nilai/informasi mengenai kondisi alat yang diinspeksi. Metode inspeksi biasanya berupa NDE (*Non Destructive Examination*), misalnya *ultrasonic thickness measurement*, *radiography*, *magnetic particle test*, *liquid penetrant test*, dll. Dalam API RBI disebutkan bahwa metode inspeksi didasarkan pada faktor kerusakan yang dapat terjadi pada alat tersebut, sehingga setiap metode inspeksi yang dilaksanakan harus dapat memberikan informasi yang dibutuhkan terkait faktor kerusakan tersebut. Metode inspeksi yang baik adalah metode inspeksi yang memiliki keefektifan tinggi. Nilai keefektifan ini didapatkan dari seberapa baik kemampuan metode tersebut untuk mengidentifikasi keadaan asli alat yang berkaitan dengan faktor kerusakan yang dimilikinya. Kategori keefektifan inspeksi untuk tiap faktor kerusakan dijelaskan pada API RBI disertai contohnya.

2.15 Penelitian Sebelumnya

1. Sovian Simatupang, 2011, *Studi Analisis Resiko pada Pipeline Oil dan Gas dengan Metode Risk Assesment*



Kent Muhlbauer dan Risk Based Inspection API Rekomendasi 581.

Dalam tugas akhir ini peralatan yang diteliti adalah *pipeline* penyalur gas. Pada *pipeline* terdapat resiko yang berbeda-beda setiap jalurnya sehingga diperlukan segmentasi. Dalam tugas akhir ini terdapat dua metode *Risk Assesment* yaitu: Metode *Kent Muhlbauer* dan *Risk Based Inspection API RP 581* Semi-kuantitatif.

2. Wipri Alma, 2011, *Assesment Risk Based Inspection (RBI) pada Storage Tank (31 T 2) di Pertamina RU IV Cilacap.*

Dalam tugas akhir ini peralatan yang diteliti adalah *storage tank* yang memiliki keterlambatan perbaikan. Dalam tugas akhir ini digunakan metode *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif.

3. James Tinambunan, 2013, *Analisis Resiko Pressure Vessel dengan Risk Based Inspection API 581 dan Studi Eksperimental Karakteristik Korosi Bahan Shell Pressure Vessel pada Media Gas H₂S di HESS (Indonesia, Pangkah) Ltd.*

Dalam tugas akhir ini peralatan yang diteliti adalah *pressure vessel*. Metode yang digunakan adalah *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif. Selain itu dalam tugas akhir ini juga dilakukan penelitian tentang laju korosi pada bahan *shell pressure vessel*.

4. Moamar Al Qathafi, 2015, *Studi Aplikasi Risk Based Inspection (RBI) Semi-Kuantitatif API 581 pada Production Separator.*

Dalam tugas akhir ini alat yang diteliti adalah *production separator*. Metode yang digunakan adalah *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif.

5. Eric Prasetyo, 2015, *Studi Aplikasi Risk Based Inspection (RBI) Pada Process Piping PL-117-A 0,75", 2", 3", dan 4" Dengan Metode API 581 Base Source Document Di Industri Minyak dan Gas.*



Dalam tugas akhir ini alat yang diteliti adalah *process piping* PL-117-A 0,75", 2", 3", dan 4". Metode yang digunakan adalah *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif.

6. Muhammad Nouris Septianto, 2015, *Aplikasi Risk Based Inspection (RBI) Pada Hydrocyclone Separator Industri Migas Dengan Menggunakan API 581*.

Dalam tugas akhir ini alat yang diteliti adalah *hydrocyclone separator*. Metode yang digunakan adalah *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif.

7. Hendriya Binawa Gana, 2015, *Risk Assessment Pada Unit Pemisah Ekses NH₃ Dan Pengurai Ammonium Carbamate Dengan Menggunakan Metode Risk Based Inspection API 581*.

Dalam tugas akhir ini alat yang diteliti adalah *Sripper DA-101*, diawali dengan menggunakan metode FMEA pada komponen utama alat lalu dilanjut dengan *Risk Based Inspection* Semi-kuantitatif

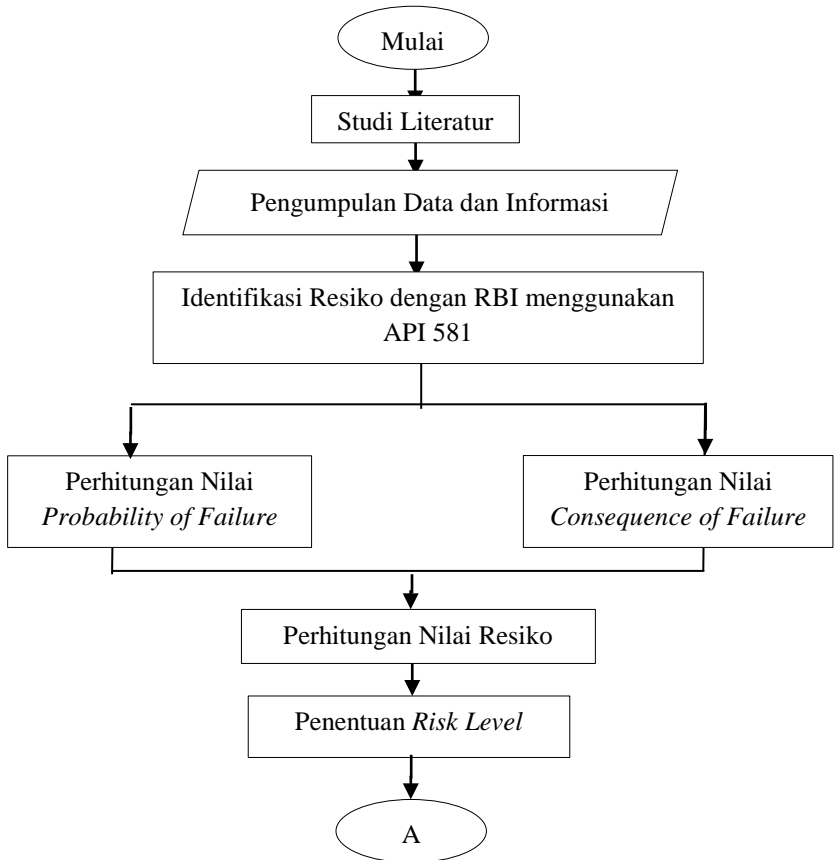


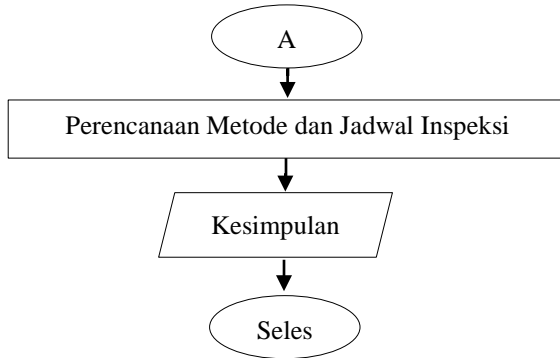
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir dari penelitian ini adalah:





Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Prosedur Penelitian

3.2.1 Studi Literatur

Studi literature bertujuan untuk memahami dan mendalami metode *Risk Based Inspection* (RBI) menggunakan API 581 serta bagaimana perhitungan *Probability of failure* (PoF) dan *Consequence of failure* (CoF), sehingga didapatkan sebuah *risk level* dan nilai resiko. Selain itu juga mempelajari tentang objek inspeksi yaitu *fuel gas scrubber*.

3.2.2 Pengumpulan Data dan Informasi

Tujuan dari tahapan ini adalah untuk mengumpulkan data-data dan informasi yang dibutuhkan dalam analisis inspeksi berbasis resiko (RBI) agar hasil yang didapatkan optimal dan relevan. Data dan informasi yang dikumpulkan antara lain:

1. Data *Process Flow Diagram* (PFD)
2. Data *Piping & Instrument Diagram* (P&ID)
3. Data operasional dan *as built*
4. Data *inspection history*



3.1.3 Penghitungan *Probability of Failure* dan *Consequence of Failure*

Perhitungan *Probability of Failure* bertujuan untuk mendapatkan nilai dari kemungkinan kegagalan yang terjadi berdasarkan satu atau beberapa faktor kerusakan di bawah ini:

1. *Thinning*
2. *Component Lining*
3. *External Damage*
4. *Stress Corrosion Cracking (SCC)*
5. *High Temperature Hydrogen Attack*
6. *Mechanical Fatigue*
7. *Brittle Fracture*

Pemilihan faktor kerusakan yang terjadi pada alat didasari dari kondisi alat tersebut dan disesuaikan dengan faktor kerusakan yang ada.

Adapun perhitungan *Consequence of Failure* didapatkan dengan menganalisis hal-hal di bawah ini:

1. Menentukan fluida representatif dan sifatnya
2. Menentukan ukuran lubang kebocoran
3. Menghitung laju kebocoran
4. Menghitung massa yang tersedia
5. Menentukan tipe kebocoran
6. Menentukan dampak dari sistem deteksi dan isolasi
7. Menghitung laju dan massa kebocoran untuk analisa konsekuensi
8. Menghitung konsekuensi keterbakaran dan ledakan
9. Menentukan konsekuensi racun
10. Menentukan konsekuensi tidak mudah terbakar tidak beracun
11. Menentukan konsekuensi kerusakan komponen dan cedera personil

3.1.4 Penghitungan Total Nilai Resiko

Tujuan dilakukan tahap ini adalah mendapatkan nilai resiko dari alat yang dianalisis. Nilai resiko ini didapatkan dengan



mengalikan nilai konsekuensi kegagalan dan nilai kemungkinan kegagalan.

3.1.5 Penentuan *Risk Level*

Tujuannya adalah menentukan *risk level* dari alat yang dianalisis apakah termasuk *low risk*, *medium risk*, atau *high risk equipment*. Penentuan ini berdasarkan nilai resiko yang telah dihitung sebelumnya.

3.1.6 Perencanaan Metode Inspeksi

Pada tahap ini ditentukan metode inspeksi yang sesuai dengan mekanisme kerusakan yang terjadi.

3.1.7 Perencanaan Jadwal Inspeksi

Tujuannya adalah untuk merancang jadwal inspeksi dengan memperhatikan *risk level* dari alat dan hasil evaluasi.

BAB IV ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Umum

Berikut adalah data dari PT.X mengenai peralatan yang akan dianalisa:

1. *Description* : *Fuel Gas Scrubber*
2. *Design Press/Temp* : 300 PSIG / 110°F
3. *Dimension* : 30" ID x 7' – 6" S/S
4. *Total Volume* : 13019.85 ft³
5. *Corrosion Allowance* : 0,125 inch for vessel & 0,000 inch for nozzle
6. *Material* : SA 516 GRADE 70 & SA 106 - Grade B
7. *Year Built* : 1986
8. *Inside Radius (Ri)* : 15 inch
9. *Allowable Stress (S)* : 20000 PSI (*Head & Shell*)
10. *Joint Eff (E)* : 1,00 (*Head & Shell*)
11. *Factor K* : 1
12. *Prev. Thick Shell* : 0,4953 inch
13. *Nominal Thick. Shell* : 0,5000 inch
14. *Prev. Thick Head* : 0,4772 inch
15. *Nominal Thick. Head* : 0,5000 inch
16. *Year of Last Inspection* : 2012
17. *Year of Inspection* : 2015

Material dari alat ini adalah SA 516 Grade 70 yang termasuk dalam jenis *carbon steel plate* untuk bagian *head* dan *shell* serta SA 106 Grade B yang termasuk dalam jenis *carbon steel pipe* untuk bagian *nozzlenya*. Standar komposisi untuk SA 516 Grade 70 adalah :

- %C = 0,27 Max
- %Si = 0,13-0,45
- %Mn = 0,79-1,30
- %S = 0,035 Max
- %P = 0,035 Max

Dan standar komposisi untuk 106 Grade B adalah:

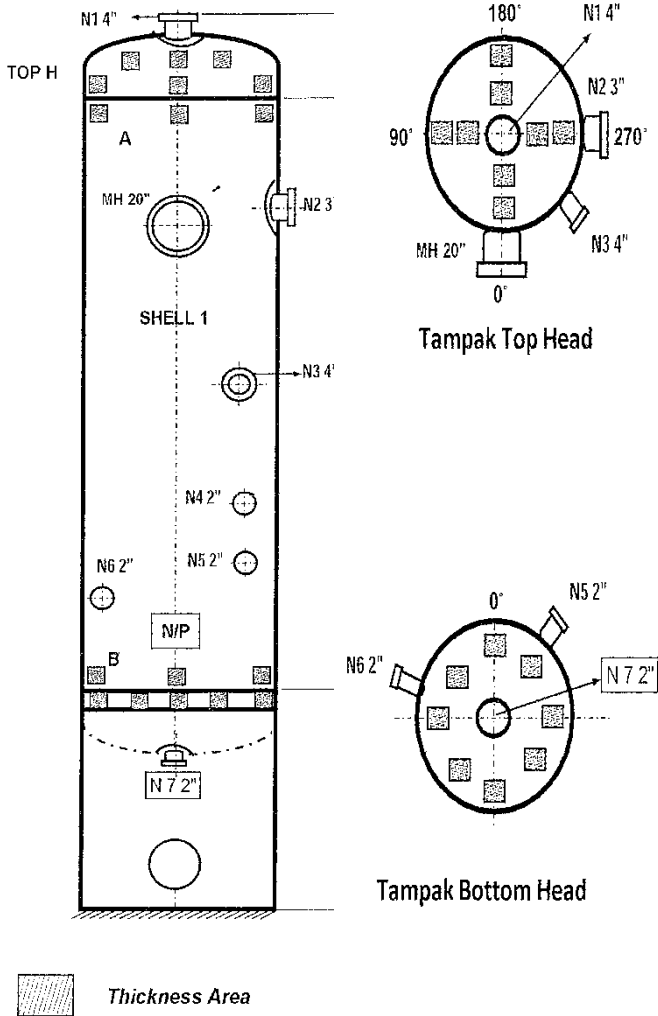
- %C = 0,30 Max
- %Si = 0,10 Min



-
- | | |
|-------------------|------------------|
| - %Mn = 0,29-1,06 | - %Cu = 0,40 Max |
| - %Cr = 0,40 Max | - %V = 0,08 Max |
| - %Ni = 0,40 Max | - %S = 0,035 Max |
| - %Mo = 0,15 Max | - %P = 0,035 Max |

Dari hasil pengukuran spektrometri pada inspeksi terakhir didapatkan bahwa komposisi material dari alat masih memenuhi standar tersebut.

Fuel gas scrubber ini juga telah mengalami pengujian ketebalan menggunakan *ultrasonic thickness measurement*. Pengukuran dilakukan di tiap bagian pada 4 sudut dari alat yaitu 0° , 90° , 180° , dan 270° , dan pada satu titik daerah pengujian dilakukan pengujian sebanyak 12 kali. Bagian alat serta posisi dan sudut pengukurannya ditunjukkan oleh gambar 3.1



Gambar 4.1 Bagian dan Posisi Pengukuran *Ultrasonic Thickness Measurement* pada Alat



Hasil ketebalan minimum yang didapat dari tiap sudut pengujian ditunjukkan pada tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Hasil Pengujian *Ultrasonic Thickness* Pada Alat

Bagian	Sudut Pengujian			
	0°	90°	180°	270°
<i>Top Head</i>	12,29 mm	12,40 mm	12,34 mm	12,30 mm
	12,41 mm	12,18 mm	12,40 mm	12,40 mm
<i>Bottom Head</i>	12,75 mm	12,80 mm	12,75 mm	12,7 mm
	12,10 mm	12,51 mm	12,40 mm	12,40 mm
<i>Shell</i>	12,60 mm	12,50 mm	12,67 mm	12,67 mm
	12,80 mm	12,55 mm	12,81 mm	12,81 mm
<i>Nozzle 1</i>	8,50 mm	8,50 mm	8,41 mm	8,47 mm
<i>Nozzle 2</i>	7,21 mm	7,20 mm	7,30 mm	7,19 mm
<i>Nozzle 3</i>	8,30 mm	8,31 mm	8,37 mm	8,31 mm
<i>Nozzle 4</i>	8,94 mm	8,93 mm	8,63 mm	8,81 mm
<i>Nozzle 5</i>	8,63 mm	8,65 mm	8,80 mm	8,70 mm
<i>Nozzle 6</i>	9,06 mm	8,72 mm	8,89 mm	8,65 mm
<i>Nozzle 7</i>	8,86 mm	8,73 mm	8,74 mm	8,64 mm
MH	9,71 mm	9,60 mm	9,61 mm	9,61 mm

Data *ultrasonic thickness measurement* pada setiap sudut pengujian tersebut kemudian diambil data ketebalan terkecil untuk dijadikan acuan data ketebalan terkini. Nilai ketebalan tiap bagian berdasarkan nilai terkecilnya dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Nilai Ketebalan Terkecil Tiap Bagian

Bagian	Smallest Thickness	
	mm	inch



Bagian	Smallest Thickness	
	mm	inch
Head	12,10	0,4764
Shell	12,50	0,4921
Nozzle 1	8,41	0,3311
Nozzle 2	7,19	0,2831
Nozzle 3	8,30	0,3268
Nozzle 4	8,63	0,3398
Nozzle 5	8,63	0,3398
Nozzle 6	8,65	0,3406
Nozzle 7	8,64	0,3402
MH	9,60	0,3780

4.2 Analisis Risk-Based Inspection

Analisa RBssI menggunakan API 581 2nd Edition terdiri dari mencari nilai *probability of failure* dan *consequence of failure*. Untuk kategori *Pressure Vessel and Piping*, prosedur dalam perhitungan *probability of failure* terdapat pada bagian PART 2 - DETERMINATION OF PROBABILITY OF FAILURE IN AN API RBI ASSESSMENT, sedangkan perhitungan *consequence of failure* terdapat pada bagian PART 3 - CONSEQUENCE ANALYSIS IN AN API RBI ASSESSMENT. Kedua data tersebut kemudian digunakan untuk mendapatkan nilai resiko dari *fuel gas scrubber* tersebut.

4.2.1 Kemungkinan Kegagalan (*Probability of Failure*)

4.2.1.1 Pehitungan Frekuensi Kegagalan Umum

Nilai frekuensi kegagalan umum tersedia pada tabel 2.1. Berdasarkan tabel 2.1 maka didapatkan nilai gff_{total} untuk *pressure vessel* sebesar 0,0000306 kegagalan/tahun.



4.2.1.2 Perhitungan Faktor Kerusakan

Pada alat *fuel gas scrubber* ini faktor kerusakan yang ada hanyalah *Thinning*, sehingga perhitungannya hanya menggunakan *thinning damage factor*.

Tahap pertama dalam menghitung *thinning damage factor* adalah mencari nilai efektifitas inspeksi dan jumlah inspeksi yang telah dijalani oleh alat. Dengan mengacu pada tabel 2.4 maka didapat bahwa inspeksi yang telah dilakukan termasuk kategori *highly effective*, sebab pengukuran ketebalan dilakukan dengan *ultrasonic thickness measurement* yang dilakukan pada seluruh bagian alat dan dilakukan juga *radiography examination*.

Tahapan selanjutnya adalah menentukan *time in-service, age*, yaitu waktu semenjak pembacaan ketebalan terakhir. Karena pengukuran ketebalan terakhir dilakukan pada Mei 2015, maka didapatkan nilai *age* yaitu setengah tahun atau 0,5.

Proses setelah itu adalah mencari nilai *corrosion rate, CR*. *Corrosion rate* dapat dicari menggunakan persamaan dari API 510 Section 7.1 yang membagi *corrosion rate* menjadi *short term* dan *long term*. Pengukuran *corrosion rate* dilakukan pada bagian *Head* dan *Shell*.

- *Short Term Corrosion Rate for Shell*

$$\begin{aligned} CR &= (t_{\text{prev}} - t_{\text{act}}) / \text{tahun antara } t_{\text{prev}} \text{ dan } t_{\text{act}} \\ &= (0,4953 - 0,4921) / 3 \\ &= 0,001 \text{ inch/tahun} \end{aligned}$$

- *Short Term Corrosion Rate for Head*

$$\begin{aligned} CR &= (t_{\text{prev}} - t_{\text{act}}) / \text{tahun antara } t_{\text{prev}} \text{ dan } t_{\text{act}} \\ &= (0,4772 - 0,4764) / 3 \\ &= 0,0003 \text{ inch/tahun} \end{aligned}$$

- *Long Term Corrosion Rate for Shell*

$$\begin{aligned} CR &= (t_{\text{nom}} - t_{\text{act}}) / \text{tahun antara } t_{\text{nom}} \text{ dan } t_{\text{act}} \\ &= (0,5000 - 0,4764) / 29 \\ &= 0,0003 \text{ inch/tahun} \end{aligned}$$

- *Long Term Corrosion Rate for Head*

$$\begin{aligned} CR &= (t_{\text{nom}} - t_{\text{act}}) / \text{tahun antara } t_{\text{nom}} \text{ dan } t_{\text{act}} \\ &= (0,5000 - 0,4764) / 29 \end{aligned}$$



$$= 0,0008 \text{ inch/tahun}$$

dimana

t_{prev} = ketebalan inspeksi sebelumnya

t_{act} = ketebalan aktual

t_{nom} = ketebalan awal

Berdasarkan nilai CR diatas kemudian digunakan CR tertinggi untuk dijadikan acuan sebagai *corrosion rate*, sehingga didapatkan kesimpulan yaitu nilai CR adalah 0,001 inch/tahun.

Tahap selanjutnya adalah mencari nilai ketebalan minimum, t_{min} . Pada alat ini nilai t_{min} didapat menggunakan persamaan dari ASME VIII Div. 1. Dikarenakan alat terdiri dari *head*, *shell*, dan beberapa *nozzle* maka perhitungan dilakukan untuk setiap *partnya*.

- t_{min} for *Shell* (ASME VIII Div. 1 UG 27 (c) (1))
$$t_{\text{min}} = (P \cdot Ri) / (S \cdot E - 0,6 P)$$
$$= (300 \cdot 15) / (20000 \cdot 1,00 - 0,6 \cdot 300)$$
$$= 0,2270 \text{ inch}$$
- t_{min} for *Head* (ASME VIII Div. 1 App. 1-4 (c) (1))
$$t_{\text{min}} = (P \cdot ID \cdot K) / (2 \cdot S \cdot E - 0,2 P)$$
$$= (300 \cdot 30 \cdot 1) / (2 \cdot 20000 \cdot 1,00 - 0,2 \cdot 300)$$
$$= 0,2253 \text{ inch}$$
- t_{min} for *Nozzle 1* (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
$$t_{\text{min}} = (P \cdot Rn) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$
$$= (300 \cdot 2,25) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$
$$= 0,0392 \text{ inch}$$
- t_{min} for *Nozzle 2* (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
$$t_{\text{min}} = (P \cdot Rn) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$
$$= (300 \cdot 1,75) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$
$$= 0,0305 \text{ inch}$$
- t_{min} for *Nozzle 3* (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
$$t_{\text{min}} = (P \cdot Rn) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$
$$= (300 \cdot 2,25) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$
$$= 0,0392 \text{ inch}$$
- t_{min} for *Nozzle 4* (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))



-
- $$t_{\min} = (P \cdot R_n) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$

$$= (300 \cdot 1,1875) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$

$$= 0,0207 \text{ inch}$$
 - $t_{\min, \text{for Nozzle 5}}$ (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
 - $$t_{\min} = (P \cdot R_n) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$

$$= (300 \cdot 1,1875) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$

$$= 0,0207 \text{ inch}$$
 - $t_{\min, \text{for Nozzle 6}}$ (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
 - $$t_{\min} = (P \cdot R_n) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$

$$= (300 \cdot 1,1875) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$

$$= 0,0207 \text{ inch}$$
 - $t_{\min, \text{for Nozzle 7}}$ (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
 - $$t_{\min} = (P \cdot R_n) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$

$$= (300 \cdot 1,1875) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$

$$= 0,0207 \text{ inch}$$
 - $t_{\min, \text{for Nozzle MH}}$ (ASME VIII Div. 1 UG 37 (a))
 - $$t_{\min} = (P \cdot R_n) / (S \cdot E1 + 0,4 P)$$

$$= (300 \cdot 6,375) / (20000 \cdot 1,00 + 0,4 \cdot 300)$$

$$= 0,1111 \text{ inch}$$

Setela didapatkan nilai t_{\min} dari masing-masing bagian, proses selanjutnya adalah menghitung parameter faktor kerusakan, A_{rt} . Persamaan menghitungnya adalah sebagai berikut:

$$A_{rt} = \max[1 - (t_{rd} - CR \cdot age) / (t_{\min} + CA), 0.0] \quad (3.2)$$

Setiap bagian dari alat dihitung nilai parameter faktor kerusakannya. Hasil perhitungannya ditampilkan pada tabel 4.3.

Tabel 4. 3 Hasil perhitungan A_{rt}

Bagian	A_{rt}
<i>Head</i>	0
<i>Shell</i>	0
<i>Nozzle 1</i>	0



Bagian	A_{rt}
Nozzle 2	0
Nozzle 3	0
Nozzle 4	0
Nozzle 5	0
Nozzle 6	0
Nozzle 7	0
MH	0

Hasil A_{rt} bernilai nol disebabkan perhitungan berdasarkan persamaan menghasilkan nilai kurang dari nol, sehingga digunakanlah nilai nol sebagai hasilnya.

Setelah itu hasil A_{rt} tersebut dimasukkan ke dalam tabel 2.5 untuk mendapatkan *base damage factor for thinning*, D_{FB}^{thin} , berdasarkan kategori efektifitas inspeksi dan jumlah inspeksi yang telah dilakukan. Dari pembahasan sebelumnya telah didapatkan bahwa kategori efektifitas inspeksinya adalah *highly effective* dan inspeksi yang telah dilakukan lebih dari 6 kali. Hasilnya didapatkan nilai D_{FB}^{thin} pada setiap bagian yang ditunjukkan pada tabel 4.4.

Tabel 4. 4 Nilai D_{FB}^{thin} Tiap Bagian Alat

Bagian	D_{FB}^{thin}
Head	1,00
Shell	1,00
Nozzle 1	1,00
Nozzle 2	1,00
Nozzle 3	1,00
Nozzle 4	1,00
Nozzle 5	1,00



Bagian	D_{fB}^{thin}
Nozzle 6	1,00
Nozzle 7	1,00
MH	1,00

Selanjutnya nilai tersebut dikalikan dengan beberapa faktor pengali untuk mendapatkan nilai *damage factor for thinning*, Nilai D_f^{thin} . D_f^{thin} didapat menggunakan persamaan 2.4. Berdasarkan penjelasan pada API 581 halaman 2-22, Nilai F_{OM} tidak digunakan pada perhitungan kali ini disebabkan nilai $D_{fB}^{thin} = 1$. Untuk nilai F_{IP} dan F_{DL} juga bernilai 1 disebabkan alat tidak memiliki titik injeksi. Nilai F_{WD} , F_{AM} , dan F_{SM} tidak digunakan pada perhitungan sebab nilai tersebut hanya diperuntukkan pada *atmospheric storage tank*. Karena nilai semua faktornya adalah 1, maka nilai D_f^{thin} adalah sama dengan D_{fB}^{thin} sehingga nilai *damage factor for thinning* pada *fuel gas scrubber* ini adalah 1,00.

4.2.1.3 Perhitungan *Management Systems Factor*

Pada penelitian ini data mengenai *management systems factor* tidak bisa didapatkan secara akurat sebab nilai ini tergantung dari sistem manajemen dari perusahaan yang memiliki alatnya. Untuk perhitungan kali ini diasumsikan bahwa *pscorenya* bernilai 50%. Selanjutnya nilai ini dimasukkan ke persamaan 2.6 sehingga didapatkan nilai F_{MS} nya adalah 1.

Setelah didapatkan nilai $gff, D_f(t)$, dan F_{MS} maka selanjutnya nilai tersebut dimasukkan ke persamaan untuk mencari *probability of failure*. Nilai *probability of failure*nya adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 P_f(t) &= gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \\
 &= 0,0000306 \cdot 1 \cdot 1 \\
 &= 0,0000306 \text{ kegagalan/tahun}
 \end{aligned}$$



4.2.2 Konsekuensi Kegagalan (*Consequence of Failure*)

Analisa konsekuensi kegagalan dalam API 581 terbagi menjadi 2 level, yaitu Level 1 dan Level 2. Konsekuensi kegagalan level 1 digunakan untuk fluida representatif yang terdapat dalam API 581. Untuk fluida yang tidak ada dalam fluida representatif API 581, atau ketika penggunaan asumsi pada analisa level 1 menghasilkan hasil yang tidak valid, maka digunakanlah analisa level 2. Karena fluida dalam *fuel gas scrubber* terdapat dalam tabel fluida representatif, maka analisa untuk konsekuensi kegagalan ini menggunakan level 1.

4.2.2.1 Penentuan Fluida Representatif

Fluida yang terdapat di dalam *fuel gas scrubber* adalah fluida *fuel gas*. Menurut tabel 2.7 fluida tersebut termasuk ke dalam fluida representatif $C_1 - C_2$ dan berada dalam fasa gas. Adapun sifat dari fluida tersebut berdasarkan tabel fluida representatif yang adalah sebagai berikut:

- Molecular Weight : 23 lb/lb-mol
- C_p : 68,531 J/kmol-K
- k : 1,138
- AIT : 1036°F (558°C)

dimana C_p adalah *constant pressure specific heat capacity*, k adalah *ideal gas specific heat capacity ratio*, dan AIT adalah *Auto-Ignition Temperature*.

4.2.2.2 Pemilihan *Release Hole Size*

Pemilihan *release hole size* didasarkan pada jenis peralatan. Pada bagian 3. Annex API 581 dijelaskan bahwa untuk *pressure vessel* menggunakan 4 ukuran lubang kebocoran. 4 ukuran lubang kebocoran yang digunakan dalam perhitungan dijelaskan pada tabel 4.5.



Tabel 4. 5 Diamater Ukuran Lubang Kebocoran

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Range of Hole Diameter (in)</i>	<i>Release Hole Diameter, d_n (in)</i>
1	<i>Small</i>	0 - 1/4	$d_1 = 0,25$
2	<i>Medium</i>	>1/4 - 2	$d_2 = 1$
3	<i>Large</i>	>2 - 6	$d_3 = 4$
4	<i>Rupture</i>	> 6 inches	$d_4 = 16$

Ukuran lubang kebocoran tipe *rupture* memiliki diameter 16 inch sebab diameter alat adalah 30 inch sehingga digunakan nilai terendah yaitu 16 inch.

4.2.2.3 Perhitungan Laju Kebocoran

Untuk perhitungan laju kebocoran, hal pertama yang harus dihitung adalah luas dari tiap lubang kebocoran, A_n , menggunakan persamaan 2.12. Hasil perhitungan luas tiap lubang kebocoran dijabarkan pada tabel 4.6.

Tabel 4. 6 Luas Lubang Kebocoran

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Release Hole Diameter, d_n (in)</i>	<i>Release Hole Area, A_n (in²)</i>
1	<i>Small</i>	$d_1 = 0,25$	$A_1 = 0,049$
2	<i>Medium</i>	$d_2 = 1$	$A_2 = 0,79$
3	<i>Large</i>	$d_3 = 4$	$A_3 = 12,56$
4	<i>Rupture</i>	$d_4 = 16$	$A_4 = 200,96$



Karena fasa fluida dalam *fuel gas scrubber* ini adalah gas, maka persamaan yang digunakan adalah untuk laju kebocoran vapor. Langkah pertama dalam perhitungan laju kebocoran vapor adalah menentukan nilai tekanan transisinya, P_{trans} . Hal ini bertujuan untuk menentukan apakah persamaan yang akan dipakai adalah persamaan *sonic* atau *subsonic*. Nilai P_{trans} dicari menggunakan persamaan 2.9.

Dari hasil perhitungan didapatkan nilai P_{trans} yaitu 175,62 kPa. Tekanan dalam *fuel gas scrubber* adalah 300 PSIG, atau setara dengan 2169,78 kPa. Karena tekanannya lebih besar daripada tekanan transisi, maka persamaan yang digunakan adalah persamaan yang tipe *sonic*. Nilai laju kebocoran untuk tipe *sonic* didapat menggunakan persamaan 2.10. Hasil dari perhitungan laju kebocoran, W_n , pada masing – masing lubang kebocoran terdapat pada tabel 4.7.

Tabel 4. 7 Laju Kebocoran tiap Ukuran Lubang

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Release Hole Area, A_n (in²)</i>	<i>Release Rate, W_n (lb/s)</i>
1	<i>Small</i>	$A_1 = 0,049$	0,97
2	<i>Medium</i>	$A_2 = 0,79$	15,57
3	<i>Large</i>	$A_3 = 12,56$	247,56
4	<i>Rupture</i>	$A_4 = 200,96$	3960,92

4.2.2.4 Perhitungan *Available Mass for Release*

Setelah didapatkan nilai *release ratenya*, langkah selanjutnya adalah menghitung jumlah massa yang tersedia pada *inventory* alat tersebut. Pada bagian API 581 bagian 3.A.3.3.4 dijelaskan bahwa untuk alat yang fluidanya berupa gas perhitungan *mass inventorynya* didasarkan pada *flow rate* fluida



yang menuju pada sistem dalam peralatan selama selang waktu tertentu, biasanya durasi 1 jam. Berdasarkan data dari operasional alat didapatkan bahwa nilai rata-rata *flow rate* gas yang masuk ke dalam *fuel gas scrubber* adalah sebesar 361744,8 MSCFH (*Million Standard Cubic Feet Per Hour*). Nilai tersebut jika dikalikan 1 jam dan dikonversikan menjadi massa adalah sebesar 19074336936 lbs. Dengan demikian didapatkan nilai m_{inv} yaitu $190,7 \cdot 10^8$ lbs.

Proses selanjutnya adalah menghitung *maximum flow rate* yang dapat masuk dari peralatan dalam *inventory group*, yaitu diameternya adalah 8 inch dan luasnya adalah $50,3 \text{ in}^2$. Dengan menggunakan persamaan 2.10 maka didapatkan nilai $W_{max\ 8}$ yaitu 991,41 lb/s. Setelah itu langkah selanjutnya adalah menghitung massa fluida hasil dari laju kebocoran tiap ukuran lubang, $m_{add,n}$, dengan asumsi kebocoran selama 3 menit dengan ukuran lubang maksimum yang diizinkan adalah 8 inch menggunakan persamaan 2.14. Hasil dari massa fluidanya disajikan dalam tabel 4.8

Tabel 4. 8 Massa Fluida tiap Ukuran Lubang

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Release Rate, W_n (lb/s)</i>	<i>Fluid Mass (lbs)</i>
1	<i>Small</i>	$W_{0,25}=0,97$	173,84
2	<i>Medium</i>	$W_1=15,57$	2802,76
3	<i>Large</i>	$W_4=247,56$	44560,37
4	<i>Rupture</i>	$W_8=3960,92$	178454,34

Setelah didapatkan nilai fluid mass dari tiap ukuran kebocoran maka selanjutnya dihitung massa fluida maksimum yang tersedia dari tiap lubang kebocoran, $mass_{avail,n}$, menggunakan persamaan 2.15. Karena perhitungan massa



inventory pada gas menggunakan perhitungan *flow rate*, maka nilai massa fluida dalam alat sama dengan massa fluida *inventory* sehingga nilai massa fluida yang tersedia pada tiap lubang adalah sama dengan $mass_{inv}$ yaitu $190,7 \cdot 10^8$ lbs.

4.2.2.5 Penentuan Tipe Kebocoran

Tipe kebocoran yang dapat terjadi adalah *continuous* dan *instantaneous*. Untuk menentukan tipe kebocoran tiap lubang kebocoran maka langkah pertama adalah menghitung waktu yang dibutuhkan untuk mengeluarkan fluida seberat 10000 lbs. Setelah itu ditentukan tipe kebocoran tiap lubang, yaitu kebocoran bertipe *continuous* apabila ukuran kebocoran sama dengan atau dibawah 0,25 in atau waktu yang dibutuhkan untuk mengeluarkan 10000 lbs fluida lebih dari 3 menit. Jika kriteria tersebut tidak terpenuhi maka tipe kebocoran adalah *instantaneous*. Hasil perhitungan untuk penentuan tipe kebocoran dipaparkan pada tabel 4.9

Tabel 4. 9 Tipe Kebocoran tiap Lubang Kebocoran

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Release Hole Diameter, d_n (in)</i>	<i>Time required to release 10000lbs (s)</i>	<i>Release Type</i>
1	<i>Small</i>	$d_1 = 0,25$	10354,22	<i>Continuous</i>
2	<i>Medium</i>	$d_2 = 1$	642,22	<i>Continuous</i>
3	<i>Large</i>	$d_3 = 4$	40,39	<i>Instantaneous</i>
4	<i>Rupture</i>	$d_4 = 16$	2,52	<i>Instantaneous</i>

4.2.2.6 Perkiraan Dampak dari Sistem Deteksi dan Isolasi terhadap Kebocoran.

Dalam kondisi lapangannya, sistem deteksi pada peralatan hanya mengandalkan secara visual tanpa adanya detektor pada alat tersebut selain *pressure safety valve*, sedangkan



sistem isolasinya berupa operator yang dapat mengisolasi dan mematikan peralatan dari dalam *control room*. Dengan mengacu pada tabel 2.11 maka didapat bahwa sistem deteksi pada alat termasuk dalam kategori C dan sistem isolasinya termasuk dalam kategori B. Adapun pengaruhnya terhadap *release magnitude adjustment*, *reduction factor* ($fact_{di}$), dan *maximum leak duration* (ldm_{ax}) dijelaskan pada tabel 4.10.

Tabel 4. 10 Pengaruh Sistem Deteksi dan Isolasi terhadap Kebocoran

<i>System Classifications</i>		<i>Release Magnitude Adjustment</i>	<i>Reduction Factor, $fact_{di}$</i>	<i>Maximum Leak Duration, ld_{max}</i>
<i>Detection</i>	<i>Isolation</i>			
C	B	No adjustment to release rate or mass	0	1 hour for 1/4 inch leaks
				40 minutes for 1 inch leaks
				20 minutes for 4 inch

Perlu diperhatikan bahwa untuk lubang kebocoran tipe *rupture* tidak memiliki nilai durasi kebocoran, sebab pada kebocoran *rupture* diasumsikan bahwa kebocoran terjadi hampir seketika.

4.2.2.7 Penentuan Laju dan Massa Kebocoran untuk Analisa Konsekuensi

Untuk melakukan analisa konsekuensi, diperlukan nilai laju kebocoran, durasi kebocoran, dan massa kebocoran yang telah disesuaikan dengan nilai faktor dari sistem deteksi dan isolasi

Setiap ukuran lubang kebocoran dihitung nilai laju, durasi, dan massa kebocorannya menggunakan persamaan 2.17,



2.18, dan 2.19. Hasil perhitungannya dapat dilihat pada tabel 4.11.

Tabel 4. 11 Nilai Laju, Durasi, dan Massa Kebocoran tiap Lubang Kebocoran

<i>Release Hole Number</i>	<i>Release Hole Size</i>	<i>Adjusted Release Rate, rate_n (lb/s)</i>	<i>Leak Duration, ld_n (s)</i>	<i>Release Mass, mass_n (lbs)</i>
1	<i>Small</i>	0,97	3600	3492
2	<i>Medium</i>	15,57	2400	37368
3	<i>Large</i>	247,56	1200	297072
4	<i>Rupture</i>	3960,92	~	1,91.10 ¹⁰

Nilai durasi kebocoran dari kebocoran tipe rupture tidak diketahui sebab kebocoran tipe rupture dianggap terjadi hampir seketika sehingga nilai durasi pastinya tidak ada. Karena itulah menurut persamaan didapatkan nilai massa kebocorannya sama dengan nilai massa yang tersedia dari alat, $mass_{avail}$.

4.2.2.8 Penentuan Konsekuensi Keterbakaran dan Ledakan

Tahapan pertama dalam menghitung konsekuensi keterbakaran dan ledakan adalah menentukan faktor reduksi mitigasi area konsekuensi. Nilai dari faktor reduksi mitigasi area konsekuensi terdapat pada tabel 2.14. Berdasarkan tabel tersebut didapatkan bahwa sistem mitigasi pada alat tersebut untuk konsekuensi terbakar adalah termasuk “*inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher*”, sebab *fuel gas scrubber* ini memiliki *pressure safety valve* yang menjaga tekanan dalam alat agar tidak melebihi tekanan kerjanya, dimana gas tersebut akan dialirkan ke *flare* untuk langsung dibakar secara aman. Selain itu menurut sistem isolasi yang telah diuraikan sebelumnya didapatkan bahwa sistem isolasi alat ini



termasuk kategori B. Dengan demikian didapatkan bahwa nilai faktor reduksi mitigasi area konsekuensi, $fact_{mit}$ berdasarkan tabel adalah sebesar 0,25.

Setelah itu langkah selanjutnya adalah menghitung faktor koreksi efisiensi energi, $eneff_n$, dari masing-masing ukuran lubang kebocoran. Nilai dari $eneff_n$ didapat menggunakan persamaan 2.20. Hasil perhitungannya disajikan pada tabel 4.12.

Tabel 4. 12 Nilai Faktor Koreksi Efisiensi Energi

<i>Release Hole Size</i>	<i>Energy Efficiency Correction Factor, $eneff_n$</i>
<i>Small</i>	1
<i>Medium</i>	3,28
<i>Large</i>	6,88
<i>Rupture</i>	26,12

Tahapan selanjutnya adalah menentukan tipe fluida. Tipe fluida ini didapatkan dari tabel 2.7. Berdasarkan tabel tersebut, tipe fluida untuk fluida representatif C_1 - C_2 adalah TYPE 0.

Kemudian untuk setiap ukuran lubang kebocoran dihitung area konsekuensi kerusakan komponen serta cedera personil untuk kondisi *Auto-Ignition Not Likely, Continuous Release (AINL-CONT)*, *Auto-Ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT)*, *Auto-Ignition Not Likely, Instantaneous Release (AINL-INST)*, dan *Auto-Ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST)*. Pada perhitungannya terdapat konstanta a dan b yang diambil dari tabel 2.15. Perhitungan area konsekuensi kerusakan komponen serta cedera personil dijabarkan sebagai berikut:

- a) Area Konsekuensi Kerusakan Komponen pada *AINL-CONT*, $CA^{AINL-CONT}_{cmd,n}$

Karena fluida dalam alat berupa gas dan termasuk TYPE 0, maka persamaan yang digunakan untuk mencari area



konsekuensi dan laju kebocoran efektif adalah persamaan 2.21 dan 2.22. Hasil perhitungannya disajikan pada tabel 4.14.

Tabel 4. 13 Nilai Area Kerusakan Komponen *AINL-CONT*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL-CONT, CA^{AINL-CONT}_{cmd,n} (ft²)</i>	<i>Effective Release Rate, effrate^{AINL-CONT}_n (lb/s)</i>
<i>Small</i>	31,30	0,97
<i>Medium</i>	475,31	15,57
<i>Large</i>	7150,50	247,56
<i>Rupture</i>	108235,54	3960,92

- b) Area Konsekuensi Kerusakan Komponen pada *AIL-CONT*, CA^{AIL-CONT}_{cmd,n}

Karena fluida dalam alat berupa gas dan termasuk TYPE 0, maka persamaan yang digunakan untuk mencari area konsekuensi dan laju kebocoran efektif adalah persamaan 2.23 dan 2.24. Hasil perhitungannya disajikan pada tabel 4.14.

Tabel 4. 14 Nilai Area Kerusakan Komponen *AIL-CONT*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AIL-CONT, CA^{AIL-CONT}_{cmd,n} (ft²)</i>	<i>Effective Release Rate, effrate^{AIL-CONT}_n (lb/s)</i>
<i>Small</i>	204,01	0,97
<i>Medium</i>	2850,32	15,57
<i>Large</i>	39465,33	247,56
<i>Rupture</i>	549699,78	3960,92



- c) Area Konsekuensi Kerusakan Komponen pada *AINL-INST*, $CA^{AINL-INST}_{cmd,n}$
 Karena fluida dalam alat berupa gas dan termasuk TYPE 0, maka persamaan yang digunakan untuk mencari area konsekuensi dan laju kebocoran efektif adalah persamaan 2.25 dan 2.26. Hasil perhitungannya disajikan pada tabel 4.15.

Tabel 4. 15 Nilai Area Kerusakan Komponen *AINL-INST*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL-INST, $CA^{AINL-INST}_{cmd,n}$ (ft²)</i>	<i>Effective Release Rate, effmass^{AINL-INST}_n (lb/s)</i>
<i>Small</i>	7272,8538	3492
<i>Medium</i>	10852,909	37368
<i>Large</i>	20752,673	297072
<i>Rupture</i>	9092994,1	1906999855

- d) Area Konsekuensi Kerusakan Komponen pada *AIL-INST*, $CA^{AIL-INST}_{cmd,n}$
 Karena fluida dalam alat berupa gas dan termasuk TYPE 0, maka persamaan yang digunakan untuk mencari area konsekuensi dan laju kebocoran efektif adalah persamaan 2.27 dan 2.28. Hasil perhitungannya disajikan pada tabel 4.16.

Tabel 4. 16 Nilai Area Kerusakan Komponen *AIL-INST*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL-INST, $CA^{AIL-INST}_{cmd,n}$ (ft²)</i>	<i>Effective Release Rate, effmass^{AIL-INST}_n (lb/s)</i>
--------------------------	--	--



<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL-INST, $CA^{AIL-INST}_{cmd,n}$ (ft²)</i>	<i>Effective Release Rate, $effmass^{AIL-INST}_n$ (lb/s)</i>
<i>Small</i>	127288,4	3492
<i>Medium</i>	168717	37368
<i>Large</i>	290849,6	297072
<i>Rupture</i>	73270130	19069999855

- e) Area Konsekuensi Cedera Personil pada *AINL-CONT*, $CA^{AINL-CONT}_{inj,n}$

Nilai area konsekuensinya didapat menggunakan persamaan 2.29 dan nilai *effrat*nya menggunakan hasil dari perhitungan sebelumnya pada bagian (a). Hasil dari perhitungannya disajikan pada tabel 4.17.

Tabel 4. 17 Nilai Area Cedera Personil *AINL-CONT*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AINL-CONT, $CA^{AINL-CONT}_{inj,n}$ (ft²)</i>
<i>Small</i>	80,12
<i>Medium</i>	1150,94
<i>Large</i>	16382,77
<i>Rupture</i>	234605,49

- f) Area Konsekuensi Cedera Personil pada *AIL-CONT*, $CA^{AIL-CONT}_{inj,n}$

Nilai area konsekuensinya didapat menggunakan persamaan 2.30 dan nilai *effrat*nya menggunakan hasil dari



perhitungan sebelumnya pada bagian (b). Hasil dari perhitungannya disajikan pada tabel 4.18.

Tabel 4. 18 Nilai Area Cedera Personil *AIL-CONT*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AIL-CONT, CA^{AIL-CONT}_{inj,n} (ft²)</i>
<i>Small</i>	543,31
<i>Medium</i>	6984,30
<i>Large</i>	89002,78
<i>Rupture</i>	1140748,54

- g) Area Konsekuensi Cedera Personil pada *AINL-INST*, $CA^{AINL-INST}_{inj,n}$

Nilai area konsekuensinya didapat menggunakan persamaan 2.31 dan nilai *effratenya* menggunakan hasil dari perhitungan sebelumnya pada bagian (c). Hasil dari perhitungannya disajikan pada tabel 4.19.

Tabel 4. 19 Nilai Area Cedera Personil *AINL-INST*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AINL-INST, CA^{AINL-INST}_{inj,n} (ft²)</i>
<i>Small</i>	14013,55
<i>Medium</i>	20911,70
<i>Large</i>	39986,86
<i>Rupture</i>	17520647,18



- h) Area Konsekuensi Cedera Personil pada $AIL-INST$, $CA_{INST}^{AIL-inj,n}$
Nilai area konsekuensinya didapat menggunakan persamaan 2.32 dan nilai $effratenya$ menggunakan hasil dari perhitungan sebelumnya pada bagian (d). Hasil dari perhitungannya disajikan pada tabel 4.20.

Tabel 4. 20 Nilai Area Cedera Personil $AIL-INST$

<i>Release Hole Size</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for $AIL-INST$, $CA_{INST}^{AIL-inj,n}$ (ft^2)</i>
<i>Small</i>	396789,09
<i>Medium</i>	538547,51
<i>Large</i>	947845,17
<i>Rupture</i>	266729296,3

Setelah didapatkan area konsekuensi untuk kerusakan komponen dan cedera personil, langkah selanjutnya adalah menghitung *instantaneous/continuous blending factor*, $fact_n^{IC}$, untuk setiap ukuran lubang kebocoran. Untuk tipe *instantaneous*, nilai $fact_n^{IC}$ nya berdasarkan persamaan 2.34 adalah 1. Sedangkan untuk tipe *continuous*, nilai $fact_n^{IC}$ didapat menggunakan persamaan 2.33. Hasil perhitungan nilai $fact_n^{IC}$ untuk tiap lubang kebocoran dipaparkan pada tabel 4.21.

Tabel 4. 21 Nilai *Blending Factor*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Blending Factor, $fact_n^{IC}$</i>
<i>Small</i>	0,02



<i>Release Hole Size</i>	<i>Blending Factor, fact^{IC}_n</i>
<i>Medium</i>	0,28
<i>Large</i>	1
<i>Rupture</i>	1

Langkah selanjutnya adalah menghitung nilai AIT *blending factor, fact_{AIT}*, berdasarkan persamaan 2.35, 2.36, atau 2.37 berdasarkan nilai dari AIT dan T_s nya. Dengan memasukkan nilai T_s sebesar 34,6°R dan AIT sebesar 446,2°R, maka didapatkan bahwa nilai $T_s + C_6$ lebih kecil dibanding nilai AIT, sehingga nilai *fact_{AIT}*nya adalah 0.

Langkah selanjutnya adalah menghitung area konsekuensi *continuous/instantaneous blended* menggunakan persamaan-persamaan 2.38, 2.39, 2.40, dan 2.41. Dengan memasukkan hasil perhitungan area konsekuensi yang telah dihitung sebelumnya kedalam persamaan diatas, didapatkanlah hasil yang dipaparkan pada tabel 4.22.

Tabel 4. 22 Nilai *Continuous/Instantaneous Blended Consequence Areas*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AIL, CA^{AIL}_{cmd,n} (ft²)</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AIL, CA^{AIL}_{inj,n} (ft²)</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL, CA^{AINL}_{cmd,n} (ft²)</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AINL, CA^{AINL}_{inj,n} (ft²)</i>
<i>Small</i>	124746,68	388864,18	7128,02	13734,88
<i>Medium</i>	122274,31	389709,81	7947,18	15378,68



<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AIL, $CA^{AIL}_{cmd,n}$ (ft^2)</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AIL, $CA^{AIL}_{inj,n}$ (ft^2)</i>	<i>Component Damage Consequence Areas for AINL, $CA^{AINL}_{cmd,n}$ (ft^2)</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas for AINL, $CA^{AINL}_{inj,n}$ (ft^2)</i>
<i>Large</i>	39465,33	89002,78	7150,50	16382,76
<i>Rupture</i>	549699,79	1140748,54	108235,53	234605,49

Kemudian dari hasil tabel tersebut digunakan untuk perhitungan nilai konsekuensi keterbakaran tiap ukuran lubang kebocoran dengan menggunakan persamaan 2.42 dan 2.43. Hasil perhitungan nilai konsekuensi keterbakaran tiap ukuran lubang dipaparkan pada tabel 4.23.

Tabel 4. 23 Nilai *Flammable Consequence Areas*

<i>Release Hole Size</i>	<i>Component Damage Consequence Areas, $CA^{flam}_{cmd,n}$ (ft^2)</i>	<i>Personnel Injury Consequence Areas, $CA^{flam}_{inj,n}$ (ft^2)</i>
<i>Small</i>	7128,02	13734,88
<i>Medium</i>	7947,18	15378,68
<i>Large</i>	7150,50	16382,76
<i>Rupture</i>	108235,53	234605,49

Kemudian dari nilai konsekuensi keterbakaran tiap ukuran lubang tersebut dicari nilai akhir area konsekuensinya dengan cara menjumlahkan semua nilai area konsekuensi tiap lubang kemudian dibagi dengan nilai total *generic failure frequencies*, gff_{total} (lihat tabel 2.1) seperti yang disebutkan pada persamaan 2.44 dan 2.45.

Hasil akhir area konsekuensi keterbakarannya dapat dilihat pada tabel 4.24.



Tabel 4. 24 Nilai *Final Consequence Areas for Component Damage and Personnel Injury*

<i>Final Component Damage Consequence Areas, CA^{flam}_{cmd} (ft^2)</i>	<i>Final Personnel Injury Consequence Areas, CA^{flam}_{inj} (ft^2)</i>
9647,39	19313,12

4.2.2.9 Penentuan Konsekuensi Keracunan

Fuel gas scrubber ini tidak mengandung HF, H₂S, NH₃, ataupun Cl. Oleh karena itu maka konsekuensi keracunan tidak digunakan dalam perhitungan nilai konsekuensi kegagalan.

4.2.2.10 Penentuan Konsekuensi Tidak Mudah Terbakar Tidak Beracun

Karena alat ini hanya mengandung fuel gas, maka konsekuensi tidak mudah terbakar tidak beracun tidak digunakan dalam perhitungan nilai konsekuensi kegagalan.

4.2.2.11 Penentuan Nilai Akhir Konsekuensi

Karena konsekuensi kegagalan dalam analisa konsekuensi kegagalan ini hanya menggunakan konsekuensi keterbakaran dan ledakan, maka nilai akhir konsekuensi ditentukan dari nilai tertinggi dalam konsekuensi keterbakaran dan ledakan, yaitu 19313,12 ft² yang didapat dari konsekuensi akhir cedera personel.

Tabel 4. 25 Nilai Akhir Area Konsekuensi

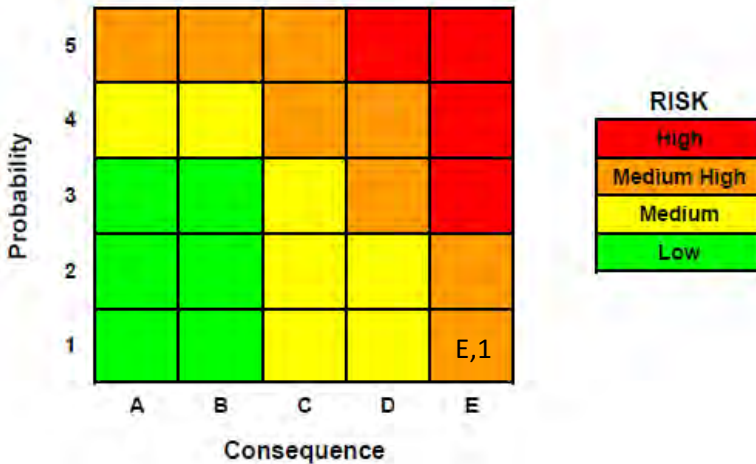
<i>Final Consequence Areas, CA (ft^2)</i>
19313,12

4.3 Tingkat Resiko

Nilai resiko dari alat didapat dengan mengalikan PoF dan CoF, sehingga didapat nilai resikonya sebesar 0,59. Dari



perhitungan kemungkinan kegagalan didapatkan bahwa nilai D_{f_total} adalah 1 sehingga kategori kemungkinan kegagalannya menurut tabel 2.16 bernilai 1 sebab $D_{f_total} \leq 2$. Dari perhitungan yang telah dilakukan diketahui bahwa nilai kemungkinan kegagalannya rendah disebabkan laju korosinya yang rendah dan tebal alat terkini masih jauh dari tebal minimumnya. Untuk konsekuensi kegagalan didapatkan bahwa nilai CA adalah 19313,12 ft², sehingga kategori konsekuensi kegagalannya menurut tabel 2.16 bernilai E sebab $CA > 10000\text{ft}^2$. Dari perhitungan mengenai konsekuensi gagal didapatkan bahwa nilai konsekuensi kegagalannya sangat tinggi disebabkan fluidanya yang berupa *fuel gas* dimana fluida tersebut sangat berbahaya karena mudah terbakar. Selain itu tingginya aliran fluida di dalam alat juga membuat konsekuensi kegagalannya menjadi tinggi. Berdasarkan nilai tersebut maka didapatkan matriks resikonya yang ditunjukkan oleh gambar 4.1.



Gambar 4.2 Risk Matrix Hasil Perhitungan



Berdasarkan matriks resiko diatas diketahui bahwa alat *fuel gas scrubber* ini berada pada tingkat resiko *medium high*.

4.4 Penjadwalan Inspeksi

Penjadwalan inspeksi adalah suatu kegiatan menentukan interval waktu antar-inspeksi yang akan diterapkan pada alat. Menurut API 581 penjadwalan inspeksi untuk *pressure vessel* dilakukan berdasarkan hasil dari resiko yang didapatkan, namun intervalnya sendiri tidak diberikan suatu perhitungan yang pasti, sebab API 581 menyerahkan penjadwalan inspeksi kepada pemilik alat/perusahaan sesuai dengan batasan resiko yang dapat diterima oleh pemiliknya. Karena batasan resiko yang dapat diterima pada alat tidak diketahui, untuk membantu kita melakukan penjadwalan maka kita dapat melihat API 510 yang membahas mengenai *pressure vessel inspection code*.

API 510 menyatakan bahwa *pressure vessel* harus diinspeksi internal atau *on-stream* maksimal setiap 10 tahun atau pada saat umur *pressure vessel* telah mencapai setengah dari *remaining life*-nya, tergantung nilai mana yang lebih rendah. Untuk mengetahui *remaining life*nya maka digunakanlah persamaan 2.46. Dengan memasukkan persamaan tersebut kedalam data dengan nilai tebal terendah sebagai acuan maka didapatkan bahwa *remaining life* dari alat *fuel gas scrubber* ini adalah 239 tahun. Karena umur pakainya masih lama, maka kita menjadikan batasan 10 tahun sebagai maksimal interval inspeksinya.

Dengan melihat hasil *risk matrix* yang menempatkan alat pada keadaan *medium-high risk* serta melihat bahwa maksimum interval 10 tahun tersebut adalah untuk alat beresiko rendah, maka penulis mengasumsikan bahwa terdapat rentang 2,5 tahun untuk setiap tingkatan resiko dimana resiko terendah memiliki interval 10 tahun dan resiko tertinggi memiliki interval 2,5 tahun. Dengan demikian didapatkan bahwa untuk resiko *medium-high* memiliki jadwal inspeksi internal 5 tahun. Perlu diingat bahwa asumsi tersebut adalah berdasarkan penulis sendiri dan nilai tersebut



bukanlah nilai pasti untuk setiap alat dengan resiko *medium-high*, sebab seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa penentuan penjadwalan interval adalah berdasarkan kebijakan pemilik alat dalam melihat risikonya dan membandingkannya dengan resiko yang dapat diterimanya.

Selain itu API 510 juga menyarankan dilakukannya inspeksi eksternal berupa inspeksi eksternal dengan jangka waktu maksimal setiap 5 tahun. Dengan demikian didapatkan bahwa penjadwalan inspeksi untuk alat ini adalah setiap 5 tahun berupa inspeksi internal dan eksternal.

4.4 Metode Inspeksi

Untuk menentukan metode inspeksinya dapat dilihat dari *damage factor* pada alat dan cara untuk mengetahui kondisinya. *Damage factor* pada alat ini sesuai dengan perhitungan pada bagian *probability of failure* adalah *thinning*. Berdasarkan API 581 didapatkan bahwa data yang dibutuhkan untuk mencari nilai *thinning* adalah ketebalan dari setiap komponen pada alat. Selain itu dijelaskan juga bahwa inspeksi dikatakan sangat efektif untuk *thinning* jika dilakukan pemeriksaan visual pada tiap bagian serta dilakukan *ultrasonic scanning* yang memindai 50 hingga 100% bagian pada alat. Dengan demikian didapatkan bahwa metode inspeksi internal yang cocok pada alat ini adalah dengan *ultrasonic thickness measurement* disertai dengan visual *examination* pada tiap bagian, sebab pengujian *ultrasonic thickness measurement* dapat mendeteksi dengan ketebalan pada tiap bagian alat dengan baik sehingga didapatkan nilai ketebalan yang akurat ditambah dengan *visual examination* pada tiap bagian untuk memastikan tidak ada kerusakan atau penumpukan kerak/kotoran pada tiap bagian yang dapat menyebabkan kesalahan pengukuran ketebalan. Selain itu untuk metode inspeksi eksternalnya dijelaskan pada API 572, yaitu pengecekan kondisi pondasi, penunjang/*supports*, cat, tangga, *platform*, serta elemen struktural lainnya untuk memastikan bahwa semuanya berfungsi



sesuai fungsinya agar tidak ada kegagalan yang disebabkan faktor eksternal.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Tingkat resiko dari *fuel gas scrubber* yang dianalisa berada pada tingkat *medium-high risk* dengan *probability of failure* berada pada kategori 1 dan *consequence of failure* berada pada kategori E.
2. Metode inspeksi yang tepat untuk dilakukan pada *fuel gas scrubber* ini adalah inspeksi internal berupa *visual examination* dan *ultrasonic thickness measurement* dan inspeksi eksternal dengan interval inspeksi setiap 5 tahun.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan sebagai berikut:

1. Menerapkan sistem deteksi yang dapat mendeteksi jika terdapat kebocoran agar resiko alat berkurang.
2. Memastikan keakuratan setiap data agar hasil analisa memiliki keakuratan yang tinggi.



(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute (API). 2008. *Risk Based Inspection Technology API RP 581*. Washington, D.C: API Publishing Services
- American Petroleum Institute (API). 2009. *Risk Based Inspection API RP 580*. Washington, D.C: API Publishing Services
- American Petroleum Institute (API). 2009. *Inspection Practice for Pressure Vessel Based Resource Document API 572*. Washington, D.C: API Publishing Services
- American Petroleum Institute (API). 2006. *Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration API 510*. Washington, D.C: API Publishing Services
- American Society of Mechanical Engineers. 2011. *Rules For Construction Of Pressure Vessels ASME Boiler & Pressure Vessel Code VIII Division 1*. New York, NY: The American Society of Mechanical Engineers
- Baskoro, Adhi. 2010. *Penerapan Metode Inspeksi Berbasis Resiko Pada Peralatan Fasilitas Produksi Migas Lepas Pantai PT.X dengan Service Crude*. Depok : UI
- Det Norske Veritas (DNV). 2010. *Risk Based Inspection of Offshore Topside Static Mechanical Equipment*. Hóvik: Det Norske Veritas

BIODATA PENULIS



Penulis bernama Adi Nugraha dan lahir pada tanggal 19 April 1994 di Duri, Riau. Penulis merupakan anak ketiga dari pasangan Eri Rumaizal dan Martati. Penulis menempuh studi formal pada SD Cendana Duri, SMP Cendana Duri, SMA Cendana Duri dan sampai sekarang pada Jurusan Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS Surabaya pada tahun 2012 melalui jalur SNMPTN. Pada tahun 2013-2015 penulis aktif dalam organisasi kemahasiswaan di Himpunan Mahasiswa Teknik Material dan Metalurgi atau HMMT. Pada tahun 2013-2014 penulis menjadi Staff Departemen Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa (PSDM) HMMT FTI-ITS. Pada tahun 2014-2015 penulis menjadi Wakil I Kepala Departemen Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa (PSDM) HMMT FTI-ITS. Selama masa kuliah penulis pernah mengikuti Program Kreatifitas Mahasiswa bidang Kewirausahaan hingga didanai oleh DIKTI. Penulis melakukan kerja praktek di PT Geteka Founindo yang berada di Jakarta Timur. Penulis mengambil tugas akhir dalam bidang korosi dan kegagalan material mengenai *risk-based inspection* pada Jurusan Teknik Material Dan Metalurgi FTI-ITS. Penulis memiliki email dan nomor handphone yang dapat dihubungi yaitu adinugraha194@gmail.com / +6285658243950