



UNIVERSITAS INDONESIA

**PENERAPAN METODE INSPEKSI BERBASIS
RESIKO PADA PERALATAN FASILITAS PRODUKSI
MIGAS LEPAS PANTAI PT.X DENGAN *SERVICE
CRUDE***

TESIS

**ADHI BASKORO
06 06 00 37 45**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN METALURGI DAN MATERIAL
PROGRAM STUDI KOROSI DAN PROTEKSI
DEPOK
JULI 2010**

Universitas Indonesia



UNIVERSITAS INDONESIA

**PENERAPAN METODE INSPEKSI BERBASIS
RESIKO PADA PERALATAN FASILITAS PRODUKSI
MIGAS LEPAS PANTAI PT.X DENGAN *SERVICE
CRUDE***

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Magister Teknik (MT)**

**ADHI BASKORO
06 06 00 37 45**

**FAKULTAS TEKNIK
DEPARTEMEN METALURGI DAN MATERIAL
PROGRAM STUDI KOROSI DAN PROTEKSI
DEPOK
JULI 2010**

Universitas Indonesia

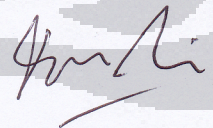
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Adhi Baskoro

NPM : 0606003745

Tanda Tangan :



Tanggal : Juli 2010

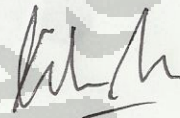
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa tesis dengan judul :

**PENERAPAN METODE INSPEKSI BERBASIS RESIKO PADA
PERALATAN FASILITAS PRODUKSI MIGAS LEPAS PANTAI PT.X
DENGAN *SERVICE CRUDE***

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Program Studi Korosi dan Proteksi Logam, Departemen Metalurgi & Material, Program Pascasarjana Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari tesis yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan Tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Depok, 12 Juli 2010



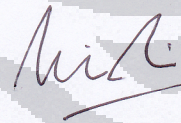
Adhi Baskoro
NPM 0606003745

SURAT PERNYATAAN BEBAS PLAGIARISME

Saya yang bertanda tangan di bawah ini dengan sebenarnya menyatakan bahwa tesis ini saya susun tanpa tindakan plagiarisme sesuai dengan peraturan yang berlaku di Universitas Indonesia.

Jika di kemudian hari ternyata saya melakukan tindakan Plagiarisme, saya akan bertanggung jawab sepenuhnya dan menerima sanksi yang dijatuhkan oleh Universitas Indonesia kepada saya.

Depok, Juli 2010



Adhi Baskoro

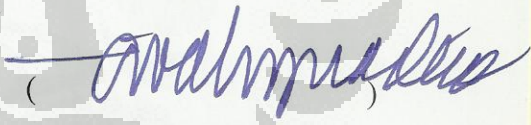
LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Adhi Baskoro
NPM : 0606003745
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul Tesis : Penerapan Metode Inspeksi Berbasis Resiko Pada Peralatan Fasilitas Produksi Migas Lepas Pantai PT.X Dengan *Service Crude*

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bahan persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Metalurgi dan Material Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 : Prof. Dr. Ir. Johny Wahyuadi, DEA ()

Pembimbing 2 : Ir. Andi Rustandi, M.T. ()

Penguji 1 : Ir. Rini Riastuti, M.Sc. ()

Penguji 2 : Deni Ferdian, ST. M.Sc. ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 12 Juli 2010

KATA PENGANTAR

Bismillahirrahmanirrahim. Segala puji bagi Allah SWT, Tuhan semesta alam yang melimpahkan berkat, rahmat, dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini.

Penulis mengucapkan terimakasih sebesar-besarnya kepada Prof. Dr. Ir. Johnny Wahyuadi Soedarsono, DEA., selaku pembimbing, yang memberikan motivasi, bimbingan, dan saran dengan penuh kesabaran kepada penulis selama masa penelitian hingga tersusunnya tesis ini. Terimakasih penulis sampaikan kepada Prof. Dr. Ir. Anne Zulfia, PhD., selaku pembimbing akademis selama masa studi di Program Studi Pascasarjana Teknik Metalurgi dan Material. Penulis juga ingin berterimakasih kepada Ir. Andi Rustandi, MT., serta seluruh staf pengajar dan karyawan Program Studi Pascasarjana Teknik Metalurgi dan Material FT UI atas ilmu, bantuan, dan kebaikan yang telah diberikan.

Ucapan terimakasih disampaikan penulis kepada Joki Ricardo, Yasin, Muhammad Adhi Utama, Anton, Ghofar, Deni Ferdian, Dudhit, Andre Diaz, serta teman-teman seperjuangan lainnya atas dukungan dan semangat yang telah diberikan selama ini.

Tesis ini dipersembahkan kepada orangtua (Peny Pantjawati dan Sauman Sri Basuki) tercinta sebagai wujud bakti dan tanda sayang yang selama ini tidak pernah terungkap melalui kata, serta kepada saudari tersayang (Laksmi, Ajeng, dan Asri) semoga ini dapat menjadi contoh yang baik. Ucapan terimakasih khusus kepada Diona Puteri Ningtyas untuk dukungan dan perhatian yang diberikan kepada penulis.

Akhir kata penulis berharap semoga tesis ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Penulis,

2010

LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH

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

Nama : Adhi Baskoro
NPM : 0606003745
Program Studi : Korosi dan Proteksi
Departemen : Teknik Metalurgi dan Material
Fakultas : Teknik Universitas Indonesia
Jenis karya : Tesis

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

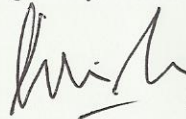
PENERAPAN METODE INSPEKSI BERBASIS RESIKO PADA PERALATAN FASILITAS PRODUKSI MIGAS LEPAS PANTAI PT.X DENGAN *SERVICE CRUDE*

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 12 Juli 2010

Yang menyatakan



Adhi Baskoro

v

Universitas Indonesia

ABSTRACT

Nama : Adhi Baskoro
NPM : 0606003745
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul Tesis : Application Of Risk Based Inspection Method On Pressure Vessel of PT. X Oil & Gas Offshore Production Facility with Service Crude

Abstract

Safety is a hallmark of each company today. Inspection, observation and testing to ensure the condition and operation of any equipment are the key in maintaining safety. However, its application can be more effective if carried out based on the risk by placing more attention on the equipment with a high level of risk and adequate attention to the equipment with medium and low risk.

This research specifically on three pressure vessels with operation fluid of crude oil, namely Gas Lift Separator Pressure Vessel, HP Separator Vessel and Test Separator Vessel. The result calculation of PoF and CoF of the equipments was found that the Gas Lift Separator Pressure Vessel has a medium-high level of risk that needs special attention. While the two other vessels which have medium-low level of risk.

Application of inspection, observations and testing based on risk can increase safety and potentially lowering the cost of inspection, observation and testing compared with time-based.

Keywords:

RBI, PoF, CoF, Risk

ABSTRAK

Nama : Adhi Baskoro
NPM : 0606003745
Program Studi : Teknik Metalurgi dan Material
Judul Tesis : Penerapan Metode Inspeksi Berbasis Resiko Pada Peralatan Fasilitas Produksi Migas Lepas Pantai PT.X Dengan *Service Crude*

Abstrak

Keselamatan merupakan hal yang dijunjung setiap perusahaan dewasa ini. Inspeksi, pengamatan dan pengujian untuk memastikan kondisi dan operasi setiap peralatan menjadi kunci utama dalam menjaga keselamatan kerja. Namun, penerapannya dapat lebih tepat guna jika dilakukan berdasarkan resiko dengan menempatkan perhatian yang lebih pada peralatan-peralatan dengan tingkat resiko yang tinggi dan perhatian yang cukup pada peralatan dengan resiko menengah dan rendah.

Penelitian ini khusus pada 3 peralatan pressure vessel dengan fluida operasi minyak mentah, yaitu *Gas Lift Separator Pressure Vessel*, *HP Separator Vessel* dan *Test Separator Vessel*. Hasil perhitungan PoF dan CoF setiap peralatan didapatkan bahwa Gas Lift Separator Pressure Vessel memiliki tingkat resiko medium-high sehingga perlu mendapatkan perhatian khusus. Sedangkan kedua vessel yang lain memiliki tingkat resiko menengah-rendah.

Penerapan inspeksi, pengamatan dan pengujian berdasarkan resiko dapat meningkatkan keselamatan dan berpotensi menurunkan biaya inspeksi, pengamatan dan pengujian dibanding dengan berdasarkan waktu.

Kata kunci:

RBI, PoF, CoF, Resiko

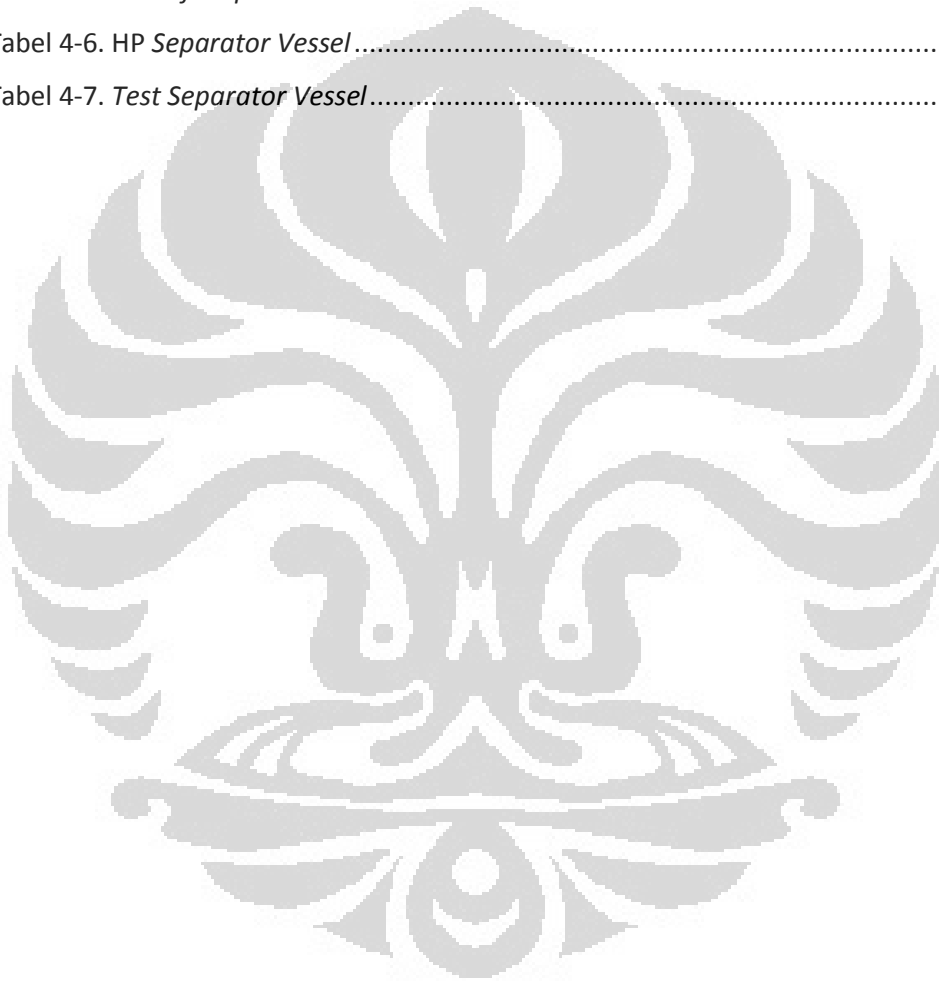
DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xii
1 BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Metode Penelitian.....	3
2 BAB II STUDI LITERATUR.....	6
2.1 Time Based Inspection (TBI).....	6
2.2 Risk Based Inspection (RBI).....	7
2.2.1 Metode Pendekatan RBI.....	7
2.2.2 Continuum of Approaches dan Quantitative Risk Assesment (QRA).....	9
2.2.3 Analisa Resiko.....	10
2.2.4 Organisasi RBI.....	16
2.3 Analisa Kegagalan Pada Fasilitas Produksi Migas.....	16
2.3.1 Korosi Sebagai Penyebab Utama.....	16
2.3.2 Cacat Material.....	20
2.3.3 Metode Monitoring dan Inspeksi Peralatan.....	21
3 BAB III METODE PENELITIAN.....	26
3.1 Diagram Alur Penelitian.....	26

3.2	Fasilitas Dan Peralatan Yang Dipelajari.....	26
3.3	Pengumpulan Data Inspeksi.....	27
3.4	Analisa Resiko.....	28
3.4.1	Analisa Probabilitas Kegagalan – PoF.....	29
3.4.2	Analisa Konsekuensi Kegagalan – CoF.....	29
3.4.3	Penyajian Resiko.....	29
3.5	Menentukan Prioritas Inspeksi.....	29
3.6	Menentukan Tata Waktu Inspeksi.....	29
3.7	Rekomendasi Tindakan Mitigasi.....	30
3.8	Perbandingan TBI Dengan RBI.....	30
4	BAB IV DATA DAN PEMBAHASAN.....	31
4.1	Jenis Fasilitas Dan Peralatan Produksi Migas.....	31
4.1.1	Data Operasional dan <i>Fluida Service</i>	32
4.1.2	Data Hasil Inspeksi.....	33
4.1.3	Analisa Data Inspeksi.....	37
4.2	Analisa Resiko.....	40
4.2.1	Analisa Probabilitas Kegagalan (PoF).....	40
4.2.2	Analisa Konsekuensi Kegagalan (CoF).....	47
4.2.3	Tingkat Resiko Peralatan.....	54
5	BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	56
5.1	Kesimpulan.....	56
5.2	Saran.....	56
	DAFTAR PUSAKA.....	57
	Lampiran 1 Tabel Referensi.....	59
	Lampiran 2 Data Inspeksi Lapangan.....	63

DAFTAR TABEL

Tabel 2-1. Nilai generik kegagalan <i>pressure vessel</i> (API 581)	13
Tabel 4-1. Kondisi <i>vessel</i> dengan pengamatan visual	31
Tabel 4-2. Data operasional sebagai bahan penelitian	32
Tabel 4-3. Sifat dari <i>fluida service</i> atau <i>material representative</i>	32
Tabel 4-4. Jadwal kegiatan observasi terhadap <i>vessel</i>	33
Tabel 4-5. <i>Gas Lift Separator Vessel</i>	34
Tabel 4-6. <i>HP Separator Vessel</i>	35
Tabel 4-7. <i>Test Separator Vessel</i>	36



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1-1 Proses Perencanaan RBI (halaman 11 API.RP 580).....	4
Gambar 2-1 Continuum of Approaches	9
Gambar 2-2 Matrik Resiko 5 x 5 yang menggunakan probabilitas dan konsekuensi sebagai penentu tingkat resiko.....	10
Gambar 2-3 Faktor – faktor yang menentukan nilai probabilitas (API 581).....	12
Gambar 2-4 Proses analisa keonsekuensi kegagalan.....	15
Gambar 2-5. Korosi merata (http://www.poeton.co.uk/w1/images/corrosion/general.gif)	17
Gambar 2-6. Korosi sumuran. (http://www.poeton.co.uk/w1/images/corrosion/pitting.gif)	18
Gambar 3-1. Diagram alur penelitian.....	26

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Keselamatan dalam dunia industri dewasa ini merupakan suatu hal yang sangat penting bagi setiap perusahaan, terutama industri minyak dan gas bumi. Hal ini dikarenakan citra perusahaan dilihat dari kinerja perusahaan dalam hal keselamatan kerja. Keselamatan kerja bukan hanya mencakup keselamatan para pekerjanya melainkan juga masyarakat dan lingkungan di sekitar tempat kerja. Kegagalan suatu fasilitas yang berakibat pada kecelakaan pekerja, masyarakat sekitar pencemaran lingkungan sekitar akan membuat citra perusahaan menurun dan akhirnya dapat berpengaruh terhadap penurunan saham perusahaan. Jumlah pekerja dan atau masyarakat sekitar yang terluka, biaya pemulihan lingkungan yang tercemar, peblisitas dan berita negatif akibat kecelakaan kerja menjadi isu utama yang diperhatikan perusahaan. Maka dari itu, berbagai upaya pencegahan pun dilakukan.

Agar dapat menyusun suatu rencana pencegahan kegagalan fasilitas, kita perlu memahami kemungkinan-kemungkinan penyebab kegagalan tersebut. Menurut API RP 571, secara garis besar besar kegagalan peralatan atau fasilitas dapat dibagi menjadi 4 kategori; kegagalan mekanik dan metalurgi (*mechanical and metallurgical failure*), pengurangan ketebalan secara merata atau local (*uniform or localized loss of thickness*), korosi temperatur tinggi (*high temperature corrosion*) dan retak akibat pengaruh lingkungan (*environmental assisted cracking*). Setelah memahami berbagai kemungkinan terjadinya kegagalan peralatan, maka metode pencegahan dirancang dan diterapkan, seperti menambah ketebalan, memasang instalasi penyalur petir, *corrosion inhibitor*, *material selection*, dll. Akan tetapi hal tersebut belum cukup, sehingga diperlukan adanya inspeksi terhadap peralatan dan fasilitas untuk memastikan bahwa metode-metode pencegahan tersebut berfungsi dengan baik.

Pada perusahaan migas yang sudah mencapai tahap operasi atau produksi, keselamatan fasilitas produksi adalah hal yang utama. Selama fasilitas produksi

migas beroperasi, dibutuhkan perawatan dan inspeksi untuk menjaga dan memastikan agar integritas fasilitas tersebut tetap baik. Khusus instalasi dan peralatan di perusahaan migas, Pemerintah Indonesia sudah mengaturnya dalam peraturan melalui Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi Nomor 84.K/38/DJM/1998 tentang Pedoman Dan Tatacara Pemeriksaan Keselamatan Kerja. Dalam peraturan tersebut, sistem inspeksi dilakukan berdasarkan waktu yang terkadang dirasakan kurang efektif dan efisien. Untuk itu dalam tesis ini penulis mencoba membandingkannya dengan metode API 581, yaitu inspeksi berdasarkan resiko atau RBI (*Risk Based Inspection*) yang diharapkan dapat membuat sistem inspeksi lebih efektif dan efisien.

1.2 Perumusan Masalah

Pada Peraturan Keputusan DirJen Migas No.84K tahun 1998, disebutkan bahwa setiap peralatan harus diinspeksi setiap 3 tahun sekali dan setiap instalasi diinspeksi setiap 5 tahun sekali. Secara teori, jika suatu fasilitas dirancang untuk beroperasi selama 30 tahun maka jumlah inspeksi yang dilakukan selama operasi adalah 10 kali untuk peralatan dan 6 kali untuk instalasi. Adapun yang dimaksud dengan Peralatan adalah setiap alat yang dipergunakan dalam operasi pertambangan minyak dan gas bumi, yang karena sifat dan jenisnya memerlukan pemeriksaan untuk menjamin keamanan, keselamatan kerja dan lingkungan. Instalasi adalah kumpulan peralatan yang terangkai dalam suatu konstruksi untuk melaksanakan fungsi tertentu dalam operasi pertambangan minyak dan gas bumi.

Sedangkan, jika kita menggunakan metode RBI sesuai dengan API 581 maka kemungkinan jumlah inspeksi tersebut dapat dikurangi. Inspeksi berdasarkan resiko akan lebih menitikberatkan perhatian pada peralatan-peralatan yang memiliki resiko tinggi. Sehingga untuk peralatan dengan resiko kecil dapat dibiarkan beroperasi sampai alat tersebut gagal dan untuk peralatan dengan resiko besar dijaga agar tidak terjadi kegagalan.

Setiap inspeksi, baik metode berdasarkan waktu (*time based*) atau pun berdasarkan resiko (*risk based*), memerlukan suatu pengujian dan analisa data yang mungkin sama. Namun pada RBI, metode dan analisa data juga diperhitungkan berdasarkan resiko. Pemilihan metode pengujian merupakan hal yang penting dalam RBI.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah :

- Mengetahui kemungkinan kegagalan yang terjadi pada peralatan atau probabilitas kegagalan (PoF).
- Mengetahui besarnya efek yang ditimbulkan dari kegagalan yang terjadi atau konsekuensi kegagalan (CoF).
- Menentukan resiko setiap alat produksi yang diteliti.
- Menentukan jadwal dan metode inspeksi yang tepat untuk masing-masing alat.
- Mengetahui metode yang tepat menanggulangi kegagalan yang mungkin muncul.
- Mengetahui keunggulan RBI dibandingkan dengan metode inspeksi konvensional (*time base inspection*).

1.4 Batasan Masalah

Penelitian ini akan dibatasi dan fokus terhadap ruang lingkup dibawah ini:

1. Penelitian dilakukan pada fasilitas produksi dari perusahaan PT. X.
2. Alat-alat yang diteliti adalah *Gas Lift Separator Vessel*, *HP Separator Vessel*, dan *Test Separator Vessel*.
3. Analisa yang dilakukan dalam penelitian ini ditinjau dari sisi metalurgi korosi.

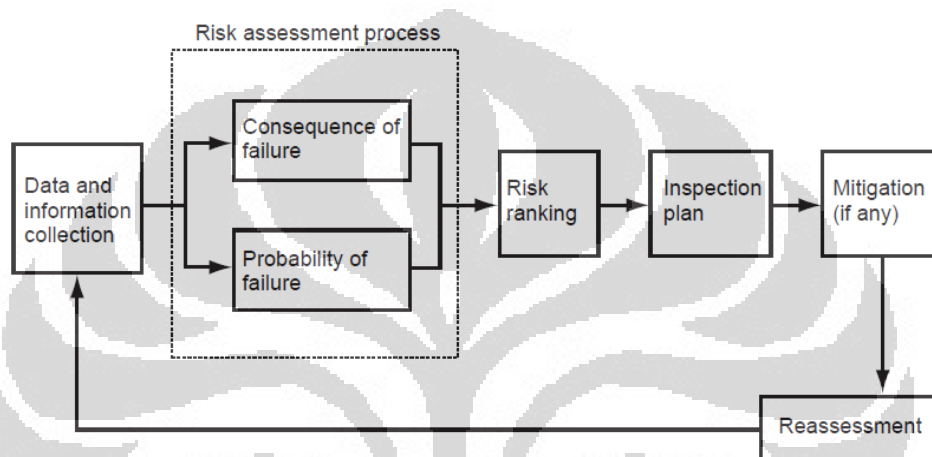
Data-data yang diperoleh peneliti sangat terbatas, karena data tersebut merupakan data rahasia perusahaan. PT. X memberikan data inspeksi beberapa peralatan produksinya, namun tidak disertai *Process Flow Diagram*, sehingga penulis kesulitan menentukan alur proses produksi. Dari data-data yang diperoleh tersebut, alat-alat yang dipilih untuk diteliti lebih dalam adalah alat-alat yang dianggap oleh peneliti memiliki resiko lebih tinggi dengan operasi minyak mentah atau *service crude*.

1.5 Metode Penelitian

Metode penelitian ini akan mengadopsi metodologi RBI yang dikembangkan oleh *American Petroleum Institute* (API), yaitu API Publ 581 yang

bertujuan menggunakan resiko sebagai dasar dalam perencanaan program inspeksi dimana inspeksi dilakukan berdasarkan tingkat resiko masing-masing peralatan.

Metodologi RBI menyediakan dasar pengelolaan resiko dan memberikan informasi mengenai frekuensi inspeksi, jenis uji tak merusak (NDE) dan tingkat inspeksi yang diperlukan dengan asumsi bahwa pada sebuah fasilitas produksi atau pengolahan, umumnya hanya sebagian kecil yang beresiko tinggi dan yang membutuhkan perhatian lebih. Tahapan proses perencanaan RBI dapat dilihat pada Gambar 1.1 berikut:



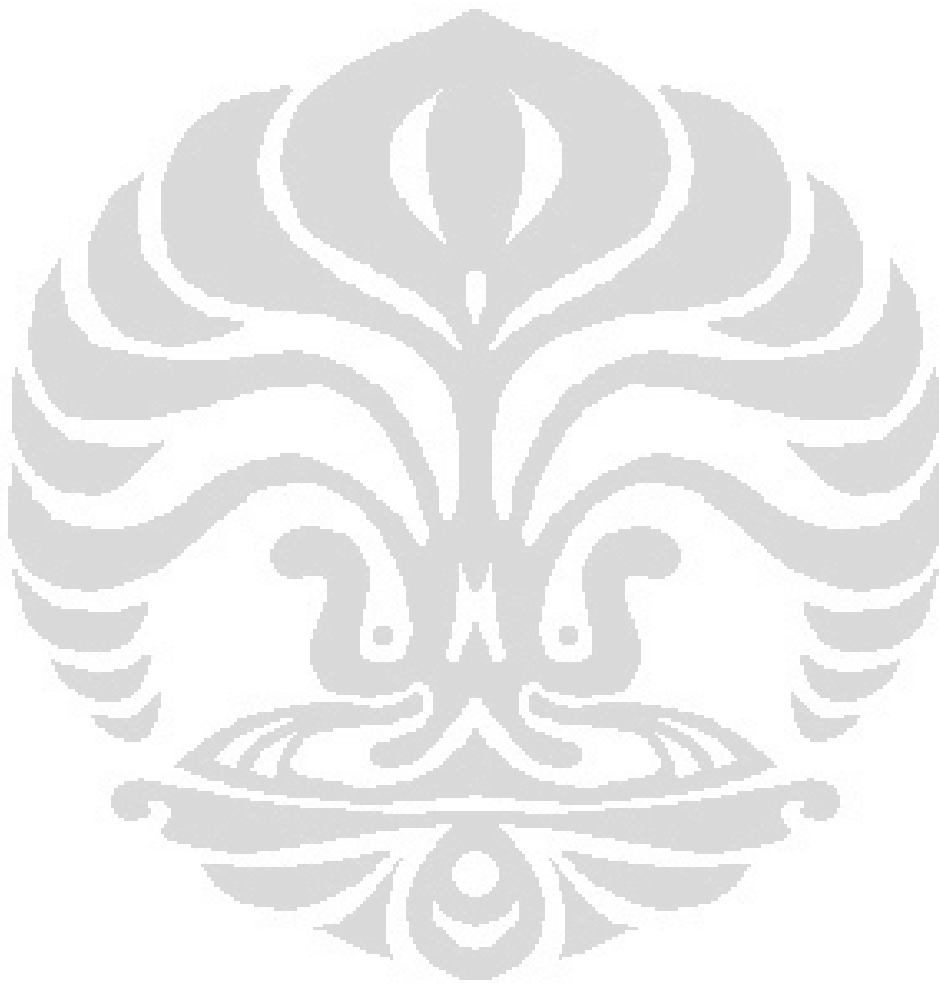
Gambar 1-1 Proses Perencanaan RBI (halaman 11 API.RP 580)

Penelitian ini diperuntukan untuk fasilitas yang sudah beroperasi. Maka, selain data disain, prosedur pembuatan awal dari fasilitas tersebut, data-data yang harus dikumpulkan adalah data-data inspeksi, rekaman kegagalan yang pernah terjadi, catatan modifikasi peralatan dan instalasi jika ada, catatan operasi mengenai fluida yang mengalir dan lain sebagainya. Setelah data-data tersebut dikumpulkan maka langkah selanjutnya adalah proses perhitungan resiko. Namun karena keterbatasan data yang tersedia, penulis melakukan beberapa asumsi dengan mengambil contoh-contoh dari industri lain pada umumnya.

Menurut API 581, Resiko (*Risk*) = PoF (*Probability of failure*) x CoF (*consequence of failure*), fungsi yang menggabungkan antara kemungkinan terjadinya kegagalan pada suatu periode tertentu dan konsekuensi dari kegagalan tersebut. Setelah nilai resiko ditentukan maka kita dapat menentukan peralatan-peralatan yang memiliki resiko tinggi pada prioritas utama. Kemudian, jadwal dan

metode inspeksi ditentukan beserta dengan metode pencegahan kegagalan jika diperlukan.

Proses diatas dilakukan terus menerus untuk memastikan integritas fasilitas tetap terjaga sehingga fasilitas tersebut dapat beroperasi dengan baik dan aman.



BAB II STUDI LITERATUR

Setiap perusahaan menginginkan suatu bentuk pengoperasian fasilitas tanpa kecelakaan dan berupaya agar tidak ada orang yang terluka (*zero accident and no body gets hurt*). Hal tersebut dapat dicapai apabila terjadi perpaduan yang baik dan terintegrasi antara kegiatan operasi, inspeksi di lapangan, dan sistem manajemen yang dimiliki oleh operator atau pemilik fasilitas migas. Pada umumnya, metode inspeksi yang selama ini dilakukan adalah inspeksi berdasarkan waktu atau *time based inspection* yang selanjutnya akan disingkat TBI. TBI umumnya dilakukan karena peraturan pemerintah yang berlaku di tempat perusahaan migas beroperasi. Metode lain yang dapat digunakan adalah metode Inspeksi Berdasarkan Resiko atau *Risk Based Inspection* yang akan disingkat RBI. Penulis akan mencoba untuk membandingkan kedua sistem ini.

2.1 Time Based Inspection (TBI)

TBI merupakan metode inspeksi yang menggunakan waktu secara berulang sebagai jadwal inspeksi. Sebagai contoh, sesuai Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi No. 84K tahun 1998, pemerintah Indonesia mempersyaratkan inspeksi keselamatan peralatan migas setiap 3 tahun sekali semenjak peralatan tersebut digunakan.

Peralatan yang diatur didalam peraturan ini adalah katup pengaman (*safety valve, relief valve, safety relief valve, thermal relief valve, pilot operated safety valve, vacuum relief valve, dll*), bejana tekan, pesawat angkat (bergerak, tetap dan diatas kepala), peralatan listrik (*generator, transformer, switchgear, motor control center*), peralatan putar (kompresor, pompa) dan pipa penyalur.

Jenis inspeksi yang diharuskan dalam peraturan ini adalah pemeriksaan fisik dan tata cara atau prosedur yang dipergunakan dalam operasi migas. Bentuk pemeriksaan fisik yang dilakukan dapat berupa pengujian *hydrostatic*, ketebalan dengan *ultrasonic test* atau *radiography*, dan lainnya sesuai dengan kode atau standar acuan yang digunakan dalam pembuatan alat tersebut. Tata cara yang diperiksa adalah spesifikasi prosedur las (WPS), rekaman kualifikasi prosedur (PQR), sertifikat juru las, prosedur uji tekan pipa penyalur, prosedur uji beban pesawat angkat, prosedur reparasi, modifikasi, dan alterasi. (Kep. Migas No. 84K 1998).

2.2 Risk Based Inspection (RBI)

Penelitian ini akan terfokus kepada metode inspeksi berdasarkan resiko atau *risk based inspection* yang selanjutnya disingkat RBI sebagai perbandingan metode TBI. Metode RBI telah dimulai dan dirintis oleh *American Petroleum Institute* (API) sejak tahun 1993 dan telah dituliskan kedalam suatu standar, yaitu *API Recommended Practice* 580 (API RP 580) dan *API Base Resource Document* 581 (API BRD 581).

RBI adalah sebuah metode yang menggunakan resiko sebagai dasar untuk menentukan prioritas dan mengatur dengan baik usaha-usaha dalam program inspeksi yang ada. Atau dengan kata lain, RBI merupakan suatu teknik atau cara untuk mengoptimalkan program inspeksi yang ada.

Metodologi RBI merupakan salah satu metodologi inspeksi yang mengutamakan melakukan inspeksi dengan mempertimbangkan resiko yang terdapat pada peralatan saat beroperasi. Pelaksanaan RBI ini pada mulanya dilakukan pada suatu *plant* (kilang) yang memiliki tingkat kerumitan yang sangat tinggi, khususnya untuk peralatan-peralatan yang bersifat statik, sehingga perlu dilakukan perencanaan yang baik untuk menjaga integritas dari *plant* (kilang) tersebut.

RBI menekankan penggunaan sumber daya perawatan dan inspeksi yang terfokus pada peralatan yang memiliki resiko tinggi dan menyediakan sumber daya yang cukup pada peralatan dengan resiko rendah. Keuntungan penggunaan RBI adalah meningkatkan dan mengoptimalkan waktu operasi fasilitas migas serta dapat membantu menjaga atau mengurangi tingkat resiko.

2.2.1 Metode Pendekatan RBI

Penelitian RBI dapat dibagi menjadi tiga, yaitu metode RBI Kualitatif, Semi-Kuantitatif dan Kuantitatif. Berikut adalah penjelasan dari masing-masing pendekatan tersebut.

2.2.1.1 Metode RBI Kualitatif

Pendekatan dengan cara kualitatif tidak membutuhkan data secara lengkap dan terperinci seperti pada pendekatan kuantitatif. Waktu yang diperlukan pun tidak terlalu lama jika dibandingkan dengan kuantitatif. Pendekatan kualitatif menggunakan *engineering judgment* dan pengalaman, sebagai dasar dari analisa kemungkinan dan

konsekuensi dari kegagalan yang terjadi. Masukan yang diberikan umumnya tidak dalam bentuk data yang pasti, tetapi dalam bentuk range data, sehingga memberikan nilai yang berbeda. Hasil yang diberikan pada umumnya dalam bentuk kualitatif, seperti tinggi, sedang, dan rendah, namun demikian nilai atau angka dapat diikutkan dalam kategori tersebut. Kelebihan dari analisis dengan tipe ini adalah kemampuan untuk memberikan *assessment* resiko untuk hal yang tidak memiliki data kuantitatif secara terperinci. Ketepatan hasil dari analisa kualitatif sangat tergantung dari latar belakang ekspertis dan analisisnya. (API RP 580).

2.2.1.2 Metode RBI Kuantitatif

Analisa resiko secara kuantitatif terintegrasi dalam metodologi yang seragam dengan informasi yang berhubungan tentang desain fasilitas, pelaksanaan operasi, sejarah operasi, reliabilitas 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 merugikan dan model fisik yang menggambarkan perbaikan dari kecelakaan dan perpindahan material yang berbahaya bagi lingkungan. Model akan dievaluasi untuk memperoleh pandangan secara kualitatif dan kuantitatif dari suatu tingkat resiko. Hasil dari evaluasi tersebut juga dapat mengidentifikasi karakter desain atau operasional yang paling berpengaruh pada resiko. Sesuatu yang membedakan analisa resiko kuantitatif dari pendekatan kualitatif yaitu kedalaman analisis dan integrasi dari *assessment* yang detail. (API RP 580)

Model logis dari analisa resiko kuantitatif secara umum terdiri dari pohon kejadian (*event trees*) dan pohon kesalahan (*fault trees*). Pohon kejadian akan memberikan inisiasi kejadian dan kombinasi dari sistem yang sukses dan yang gagal, sedangkan pohon kesalahan menggambarkan jalur kegagalan dari sistem yang dapat terjadi sesuai dengan pohon kejadian. Model tersebut dianalisa untuk memperkirakan kemungkinan dari setiap rangkaian kecelakaan. Hasil ini dapat digunakan sebagai pendekatan umum yang disajikan dalam nilai resiko, misalnya biaya pertahun. (API RP 580).

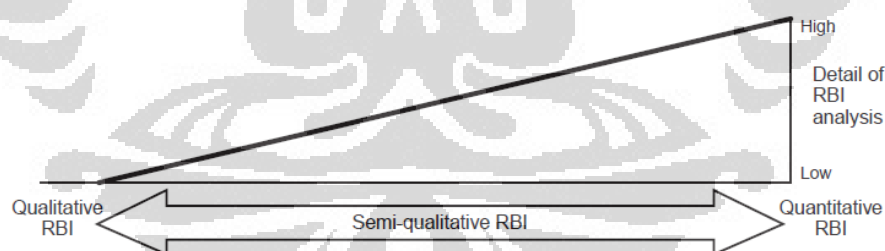
2.2.1.3 Metode RBI Semi-Kuantitatif

Semi-kuantitatif adalah istilah yang menggambarkan suatu pendekatan yang memiliki aspek yang diturunkan dari pendekatan kualitatif dan pendekatan kuantitatif.

Hal ini membantu untuk mencapai keuntungan utama dari kedua pendekatan (sebagai contoh kecepatan dalam pendekatan kualitatif dan ketepatan pendekatan kuantitatif). Secara umum sebagian besar data digunakan dalam pendekatan kuantitatif dibutuhkan dalam pendekatan ini dengan tingkat detail yang relatif lebih rendah. Model yang digunakan juga tidak setepat dengan model pendekatan kuantitatif. Hasil yang diberikan biasanya lebih berupa kategori konsekuensi dan kemungkinan dari pada nilai resiko namun penilaian dapat diikuti dalam setiap kategori untuk memungkinkan aplikasi kalkulasi resiko untuk memperoleh kriteria penerimaan resiko yang sesuai. (API RP 580)

2.2.2 Continuum of Approaches dan Quantitative Risk Assessment (QRA)

Penerapan suatu studi RBI pada umumnya menggunakan ketiga aspek pendekatan kualitatif, kuantitatif, dan semi-kuantitatif, sehingga dapat saling melengkapi satu sama lain. Sebagai contoh, pendekatan kualitatif umum dapat digunakan pada unit level untuk menentukan unit dengan tingkat resiko tertinggi pada suatu fasilitas. Kemudian sistem dan peralatan dalam unit tersebut dapat disaring dengan menggunakan pendekatan kualitatif yang lebih kuantitatif untuk item dengan resiko yang lebih tinggi atau menggunakan pendekatan semi-kuantitatif. Ketiga pendekatan tersebut digunakan secara berkesinambungan dan saling melengkapi sehingga disebut *continuum of approaches*. (API RP 580)



Gambar 2-1 Continuum of Approaches

Quantitative risk assessment (QRA) merupakan teknik analisa resiko tradisional yang dapat digunakan sebagai dasar acuan pengembangan RBI. QRA tradisional pada umumnya berisi lima bagian utama, yaitu identifikasi sistem, bahaya, probabilitas, konsekuensi, dan menentukan resiko. QRA memiliki tingkat evaluasi penelitian yang lebih lengkap dan mendalam dibanding RBI (API RP 580).

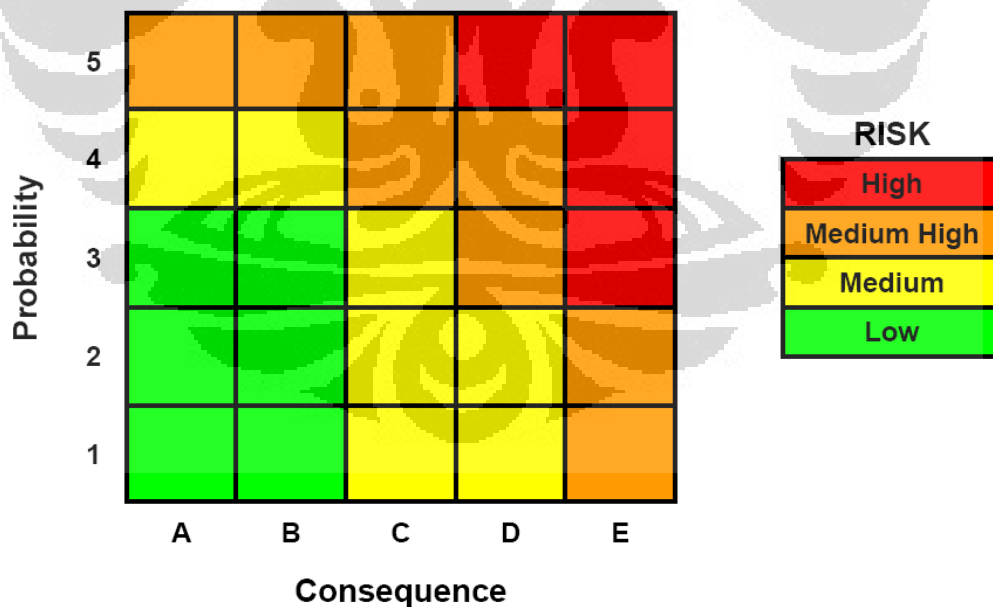
2.2.3 Analisa Resiko

Resiko (*risk*) merupakan suatu hal yang dihubungkan dengan kejadian negatif. Sebagai contoh, membeli saham memiliki resiko kerugian yang besar jika tidak paham dengan dunia pasar modal. Lawan kata dari resiko adalah peluang (*chance*). Sebagai contoh, meinvestasikan uang pada reksadana dapat memberikan peluang keuntungan yang besar. Karena resiko selalu diasosiasikan dengan kejadian negatif maka diperlukan suatu metode yang dapat mengontrol dan mengurangi tingkat negatifnya.

Resiko merupakan kombinasi dari kemungkinan terjadinya suatu kegagalan dalam rentang waktu tertentu (probabilitas) dan konsekuensi negatif dari kejadian tersebut, sehingga dapat dirumuskan dalam persamaan matematika sebagai berikut (API RP 580):

$$\text{Resiko} = \text{Probabilitas (PoF)} \times \text{Konsekuensi (CoF)} \dots\dots\dots(1)$$

Probabilitas Kegagalan dan Konsekuensi Kegagalan kemudian di-plot dalam matrik resiko 5 x 5 seperti gambar berikut.



Gambar 2-2 Matrik Resiko 5 x 5 yang menggunakan probabilitas dan konsekuensi sebagai penentu tingkat resiko

Gambar tersebut menunjukkan tingkat probabilitas terendah pada angka satu sumbu Y atau sering disebut sangat jarang, sampai tingkat tertinggi angka lima atau sering disebut sangat tinggi. Demikian pada sumbu X menunjukkan tingkat konsekuensi terendah pada huruf A sampai tingkat tertinggi pada huruf E. Menurut API 581 BRD, pada area yang berada di daerah merah (VH-VH) terhadap peralatan-peralatannya wajib dilakukan inspeksi dengan frekuensi yang sesering mungkin dan bahkan beberapa perusahaan tidak mengizinkan fasilitasnya beroperasi selama tingkat resikonya ada pada daerah merah tersebut. Dan sebaliknya, pada area yang hijau (VL-VL) kegiatan inspeksi tidak perlu dilakukan dengan frekuensi yang tinggi oleh karena resiko sangat rendah.

2.2.3.1 Penyebab Kegagalan Secara Umum

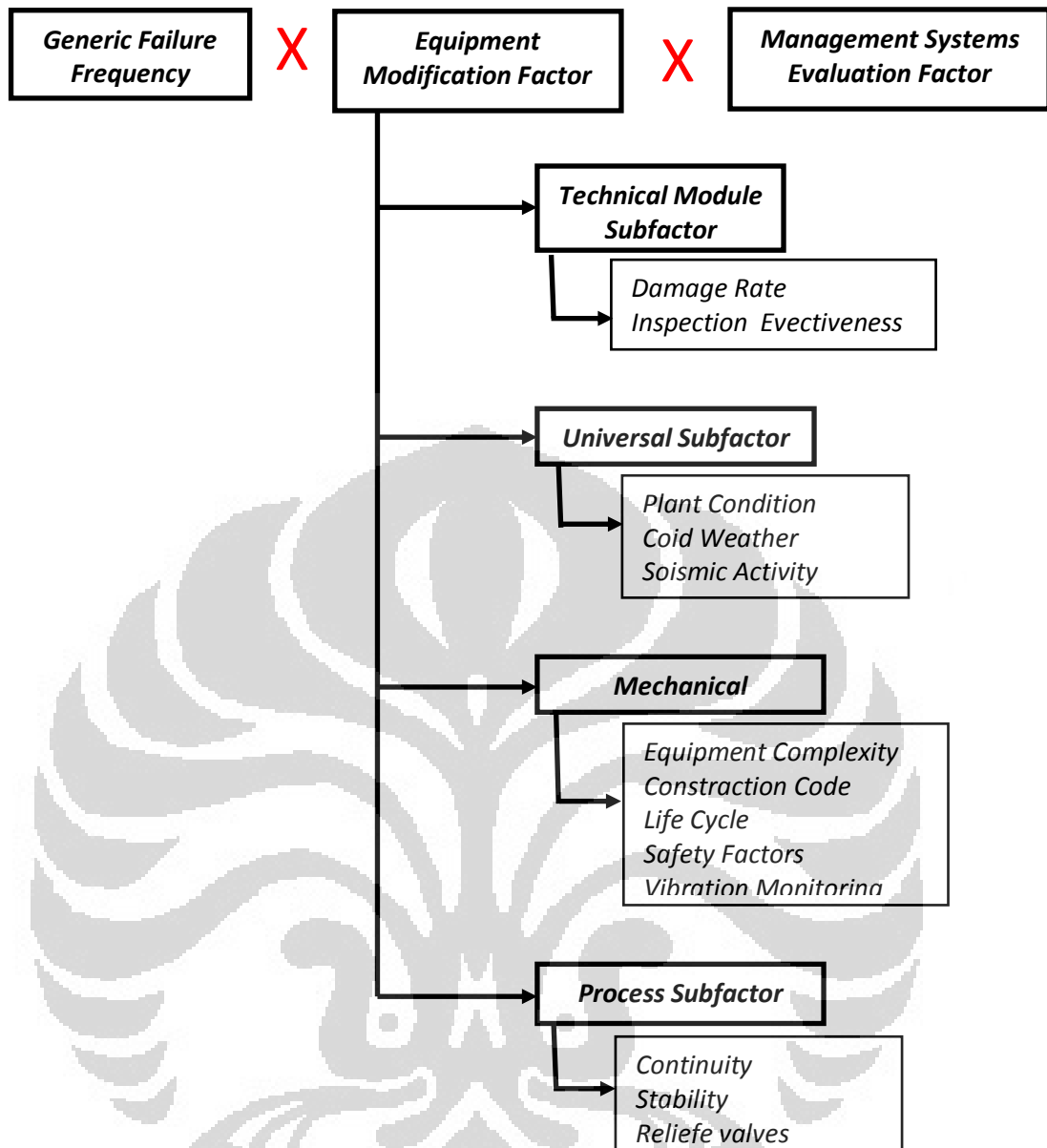
Menurut API RP 571, secara garis besar kegagalan peralatan atau fasilitas dapat dibagi menjadi 4 kategori:

- Kegagalan mekanik dan metalurgi (*mechanical and metallurgical failure*), beberapa contoh penyebab kegagalan ini adalah gempa bumi, cacat pengelasan, dan lain-lain
- Pengurangan ketebalan secara merata atau lokal (*uniform or localized loss of thickness*), hal ini adalah yang umum terjadi pada setiap peralatan dan fasilitas yang akan menjadi fokus pada tulisan ini.
- Korosi temperatur tinggi (*high temperature corrosion*)
- Retak akibat pengaruh lingkungan (*environmental assisted cracking*). Contohnya adalah retak tegang akibat H_2S .

Semua kategori kegagalan tersebut diatas dapat diatasi dengan disain dan kualitas kontrol yang baik, kecuali pada butir dua. Semua material pasti akan mengalami pengurangan ketebalan material karena reaksi natural, maka dari itu biasanya seorang engineer memberikan toleransi ketebalan pada setiap peralatan sesuai dengan disain umur pemakaian.

2.2.3.2 Analisa Probabilitas Kegagalan – PoF

Probabilitas Kegagalan suatu peralatan atau fasilitas biasanya diukur dengan satuan jumlah per waktu tertentu atau frekuensi (jumlah kejadian per satuan waktu). Sebagai contoh kebocoran pipa bawah laut mempunyai probabilitas kegagalan satu kali dalam setahun atau 0,5 kali dalam setahun.



Gambar 2-3 Faktor – faktor yang menentukan nilai probabilitas (API 581)

Analisa probabilitas kegagalan dalam program RBI dilakukan untuk memperkirakan probabilitas dari kejadian merugikan secara spesifik yang merupakan konsekuensi yang dihasilkan dari sebuah kehilangan kemampuan penahanan yang terjadi karena suatu mekanisme kerusakan (API RP 580). Analisa probabilitas kegagalan harus ditujukan kepada semua mekanisme kerusakan yang rentan terjadi pada peralatan yang dianalisa. Analisa yang dilakukan harus dapat dipercaya, dapat diulangi dan terdokumentasikan dengan baik.

Menurut API 581, Probabilitas Kegagalan ditentukan oleh tiga faktor utama yaitu *generic failure frequency*, *equipment modification factor*, dan *management systems*

evaluation factor. Ketiga faktor utama tersebut saling menentukan nilai Probabilitas Kegagalan dan digambarkan pada Gambar 2.3. diatas. Diagram penentuan nilai krobabilitas kegagalan ditentukan berdasarkan tiga faktor utama, yaitu *generic failure frequency*, *equipment modification factor*, dan *management systems evaluation factor*

Generic failure frequency adalah kumpulan data frekuensi kegagalan yang terjadi pada industri umum. Sumber data tersebut didapat dari berbagai jenis perusahaan, literatur, data komersial dan lainnya. Nilai ini diperlukan untuk memulai perkiraan awal probabilitas kegagalan suatu peralatan. Tabel 2.1. berikut adalah tabel nilai generik kegagalan *pressure vessel*.

Tabel 2-1. Nilai generik kegagalan *pressure vessel* (API 581)

Tipe Alat	Frekuensi Kebocoran (per tahun untuk 4 diameter)			
	¼ in.	1 in.	4 in.	Rupture
Pressure Vessel	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}

Equipment Modification Factor (EMF) adalah faktor yang mempengaruhi kegagalan suatu alat yang beroperasi pada suatu lingkungan tertentu. EMF terdiri dari beberapa sub-faktor dan beberapa elemen seperti terlihat pada Gambar 2.3. Nilai dari setiap elemen dapat berupa angka positif jika hal tersebut akan menambah tingkat kegagalan atau dapat berupa angka negatif jika hal tersebut akan mengurangi tingkat kegagalan.

Management System Evaluation Factor adalah suatu penilaian terhadap kinerja sistem manajemen perusahaan dalam melakukan proses keselamatan dan pengawasan fasilitas yang dapat berpengaruh terhadap integritas suatu fasilitas dan peralatannya. Penilaian terhadap sistem ini dilakukan dengan cara mewawancarai petugas keselamatan, perawatan, proses, dan inspektor yang berpedoman pada standar API seperti RP750, Std.510, Std.570, dan lainnya.

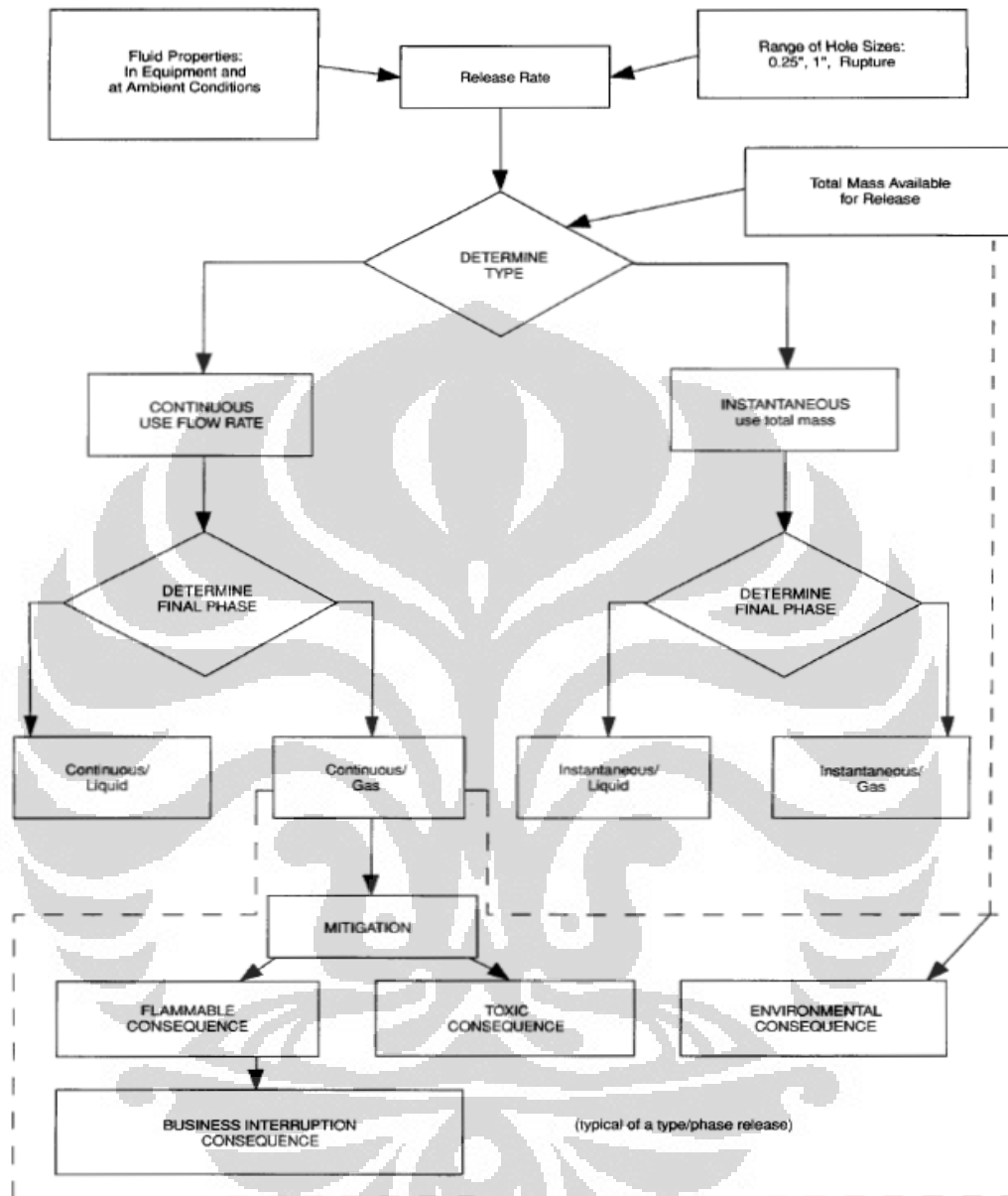
2.2.3.3 Analisa Konsekuensi Kegagalan – CoF

Menurut API 581, analisa konsekuensi kegagalan dapat ditentukan dengan tujuh langkah berikut.

1. Mengidentifikasi jenis fluida yang terkandung dalam alat untuk menentukan tingkat bahaya dan beracun fluida tersebut
2. Menentukan besar lubang yang mungkin terjadi untuk memperkirakan jangkauan persebaran kebocoran
3. Menghitung jumlah fluida yang dapat terlepas jika terjadi kebocoran
4. Menghitung laju kebocoran
5. Memperkirakan tipe kebocoran sehingga dapat ditentukan model *disperse* dan konsekuensinya
6. Menentukan fasa akhir fluida terlepas
7. Menghitung luas daerah yang terpengaruh sehingga dapat diperkirakan jumlah dana yang dibutuhkan untuk perbaikan dan atau pembersihan lingkungan.

Tingkat racun dan bahaya dari fluida yang tertampung dalam suatu peralatan dapat menentukan tingkat resiko peralatan tersebut. Tingkat resiko suatu vessel natural gas lebih berbahaya dibanding dengan minyak mentah karena natural gas lebih mudah terbakar. Agar dapat memprediksi konsekuensi kebocoran suatu peralatan maka perlu dibuat asumsi besar lubang kebocoran yang terbentuk. Jumlah total fluida yang terkandung didalam peralatan perlu diperhitungkan untuk memperkirakan jumlah fluida yang berpotensi terlepas. Dari besar lubang kebocoran dan tekanan operasi peralatan tersebut maka dapat diperkirakan laju kebocoran yang mungkin terjadi.

Proses analisa konsekuensi kegagalan ditunjukkan pada Gambar 2.4. berikut:



Gambar 2-4 Proses analisa keonsekuensi kegagalan

Hasil dari analisa berupa jenis fluida berbahaya dan atau beracun yang terlepas, luas daerah yang terpengaruh fluida terlepas, dan tipe kobocoran atau terlepasnya fluida tersebut kemudian dapat dikonversikan pada beberapa kategori umum berikut:

- Kemungkinan jumlah karyawan maupun masyarakat yang terkena dampak, baik segi keselamatan maupun kesehatan
- Waktu dan dana ekstra yang hilang untuk perbaikan

- c. Kerugian akibat produksi yang hilang
- d. Pencitraan buruk oleh media massa, dapat oleh media loka, nasional bahkan internasional
- e. Kerugian keuangan akibat penalti oleh hukum

2.2.4 Organisasi RBI

Kesuksesan penerapan RBI dalam suatu perusahaan memerlukan dukungan penuh manajemen dan seluruh karyawannya. Langkah konkrit manajemen mendukung program RBI adalah membentuk organisasi dalam mengimplementasikan RBI. Hal-hal yang perlu dilakukan untuk menyiapkan suatu organisasi untuk implementasi RBI adalah mengadopsi kebijakan RBI secara tertulis, mengembangkan dan memperbaharui data-data mengenai suatu proses, mengidentifikasi mengenai sumber data yang ada dan melakukan pelatihan kepada para personil.

Organisasi tersebut diharapkan dapat memahami, menghitung, dan menganalisa suatu resiko di setiap peralatan yang digunakan pada perusahaan tersebut dan dapat menentukan jadwal inspeksi selanjutnya. Rencana-rencana tindakan mitigasi pun disusun dan diterapkan. Kemudian respon terhadap hasil atau penerapan mitigasi tersebut perlu dimonitor sebagai bahan masukan lebih lanjut terhadap studi RBI. Hal ini diharapkan akan terjadi secara berkesinambungan sehingga program ini dapat berkembang ke arah yang lebih baik.

2.3 Analisa Kegagalan Pada Fasilitas Produksi Migas

Kegiatan produksi migas merupakan salah satu kegiatan penting bagi perekonomian Indonesia. Setiap kegagalan yang terjadi pada fasilitas migas akan berarti banyak bagi perekonomian Indonesia. Kegagalan pada fasilitas migas dapat disebabkan banyak hal, namun penulis hanya akan fokus terhadap kegagalan akibat korosi.

2.3.1 Korosi Sebagai Penyebab Utama

Dari banyak kemungkinan kegagalan terjadi pada suatu peralatan atau fasilitas, penyebab terbesar dan paling berpengaruh terhadap kegagalan adalah korosi. Bentuk-bentuk korosi yang dapat terjadi adalah sebagai berikut:

2.3.1.1 Korosi merata/*uniform corrosion*



Gambar 2-5. Korosi merata (<http://www.poeton.co.uk/w1/images/corrosion/general.gif>)

Bentuk korosi dimana terjadi secara merata pada seluruh permukaan logam atau pada sebagian besar permukaan logam. Korosi merata ditunjukkan pada bagian hitam pada Gambar 2.5 diatas. Korosi merata dapat dengan mudah ditemukan, diukur dan diprediksi. Secara visual, korosi merata dapat ditemukan karena korosi merata akan memberikan warna yang berbeda dengan logam induknya. Umumnya warna produk korosi merata adalah merah kecoklatan. Korosi merata jarang mengakibatkan kerusakan/akibat yang fatal pada suatu area kerja/operasi, tetapi bukan berarti kita bisa meremehkan korosi merata ini, karena korosi merata bisa menjadi asal mula terjadinya korosi lain yang cukup membahayakan. Penanggulangan korosi merata umumnya dilakukan dengan metode proteksi katodik, *coating/painting*, atau menambahkan ketebalan sebagai ambang batas korosi (*corrosion allowance*) pada logam yang digunakan.

2.3.1.2 Korosi sumuran/*pitting corrosion*



Gambar 2-6. Korosi sumuran. (<http://www.poeton.co.uk/w1/images/corrosion/pitting.gif>)

Bentuk korosi lokal dimana ditandai dengan adanya lubang-lubang/sumur-sumur kecil pada permukaan logam. Korosi sumuran sejauh ini diyakini lebih berbahaya dibandingkan dengan korosi merata karena lebih susah untuk dideteksi, diprediksi, bahkan ditanggulangi. Jenis korosi sumuran sulit dideteksi karena biasanya produk korosi sumuran sering menutupi permukaan lubang sumurannya. Kegagalan seluruh sistem operasi bisa terjadi hanya karena adanya korosi sumuran berukuran kecil.

Korosi sumuran bisa terjadi karena:

- a. Kerusakan yang terlokalisasi pada lapisan pelindung, atau performa lapisan pelindung yang buruk.
- b. Kehadiran material lain (pengotor non-logam) pada struktur logam dari suatu komponen.

Rusaknya lapisan pasif/pelindung yang bisa diakibatkan oleh kandungan klorida yang tinggi seperti pada air laut, kerusakan mekanis, faktor kimiawi air yang bisa bersifat seperti asam, konsentrasi oksigen terlarut yang rendah yang dapat mengakibatkan lapisan oksida pelindung menjadi tidak stabil, atau bisa juga karena senyawa kimia yang terlokalisir pada bagian permukaan.

2.3.1.3 Korosi mikroba/*Microbial Induced Corrosion (MIC)*

Salah satu bentuk korosi yang biasa disebut juga dengan *Microbial Induced Corrosion* (MIC). Sesuai dengan namanya, maka korosi jenis ini melibatkan mikroorganisme mikroba. Mikroba hidup luas di alam dan membentuk koloni-koloni. Biasanya korosi mikroba menyerang sistem pendingin, saluran penyalur air, tangki-tangki penyimpanan, sistem pengolahan air buangan, sistem filtrasi, pipa-pipa, membran *reverse osmosis*, dan jaringan penyalur air.

Ketika mikroorganisme terlibat, maka sebenarnya kondisinya menjadi cukup rumit dari korosi pada umumnya, karena di lingkungan abiotik, mikroorganisme tidak

hanya melakukan modifikasi pada kimia lingkungan dekat permukaan logam saja melalui metabolisme mikroba, tetapi juga bisa mempengaruhi dengan proses-proses elektrokimia pada lingkungan antarmuka pada logam yang terkait.

Korosi anaerob pada logam besi pertama kali diketahui pada abad ke-19 dan banyak teori diberikan untuk menjelaskan mekanisme yang ada. Beberapa dekade kemudian banyak penelitian yang dilakukan untuk menginvestigasi dan menjelaskan pengaruh yang kompleks dari mikroba-mikroba yang ada dalam menurunkan dan juga menaikkan serangan korosi baik yang ada di air maupun yang ada di daratan. Mekanisme korosi mikroba umumnya terjadi sebagai berikut:

1. Depolarisasi katodik, yaitu suatu tahapan dimana laju pelambatan reaksi katodik mengalami percepatan karena aksi dari mikroba-mikroba yang ada.
2. Tahap selanjutnya adalah pembentukan sel-sel yang menutupi permukaan logam. Dimana mikroba-mikroba yang ada membentuk koloni-koloni. Lapisan polimer yang lengket yang dihasilkan oleh koloni mikroba akan menarik perhatian makhluk biologi dan non-biologi ke permukaan logam, sehingga menghasilkan celah-celah dan sel-sel konsentrat yang merupakan cikal bakal meningkatnya serangan korosi.
3. Tahapan selanjutnya adalah tahapan memperbaiki reaksi anodik, dimana koloni permukaan mikroba yang ada mengakibatkan pembentukan sumuran-sumuran pada lokasi dimana koloni mikroba berada sebagai akibat dari aktivitas mikroba.
4. Kemudian terjadi serangan asam pada daerah di bawah deposit koloni, dimana serangan korosi semakin meningkat karena adanya produk akhir yang bersifat asam dari metabolisme koloni mikroba yang ada.

Beberapa mikroorganisme berkembang dengan baik pada kondisi aerob selain di lingkungan anaerob. Nutrisi yang terkandung dan juga kondisi pH banyak berpengaruh dalam menentukan tipe mikroorganisme yang tumbuh subur di lingkungan tanah tertentu.

Jenis-jenis mikroba yang biasanya terlibat dalam korosi mikroba antara lain:

1. Bakteri anaerob.

Bakteri yang sangat korosif sebagai bagian dari metabolisme mereka.

2. Bakteri aerob.

Bakteri yang menghasilkan asam yang sangat korosif.

3. Jamur.

Produk hasil metabolismenya sangat korosif karena bersifat asam. Selain dapat menyerang logam dan juga paduannya, jamur juga dapat menyerang kayu dan *organic coating*.

4. Slime.

Menghasilkan sel-sel konsentrat yang bersifat korosif pada permukaan-permukaan logam.

2.3.2 Cacat Material

Selain korosi, kemungkinan penyebab kegagalan yang lain adalah cacat material. *Defect* (cacat) pada material itu dapat terjadi pada saat proses manufaktur, akibat pengaruh lingkungan, kerusakan akibat faktor eksternal dan pabrikan, transportasi dan pada saat instalasi. Untuk memastikan suatu sistem layak dan aman untuk dioperasikan, maka para pemilik sistem harus dapat menjamin bahwa peralatan-peralatan pada fasilitas tersebut dimanufaktur, dipabrikan, dikonstruksi, dioperasikan sesuai dengan ketentuan standar dan perundangan yang berlaku. Menurut E.W. McAllister dalam "*Pipelines Rules Of Thumb*" *Handbook* menyatakan bahwa ada beberapa jenis cacat (*defect*) yang terdapat pada sistem pipa penyalur, yaitu dikategorikan menjadi sebagai berikut:

1. Cacat Sewaktu Proses Pembuatan

Cacat yang terdapat pada proses pembuatan pipa dan hal ini terjadi selama proses manufaktur yaitu adanya laminasi.

2. Cacat akibat kegiatan transportasi

Cacat yang dapat terjadi sewaktu pipa ditransportasi adalah *fatigue cracking*.

3. Cacat akibat pengaruh lingkungan

Biasanya cacat yang diakibatkan oleh pengaruh lingkungan adalah korosi. Sementara itu korosi terdapat beberapa jenis bila dilihat dari geometri, bentuk penyebabnya, serta jenis korosinya.

4. Cacat pada waktu pipa difabrikasi

Cacat pada saat fabrikasi umumnya adalah akibat adanya parameter yang kurang tepat pada saat proses pengelasan, sehingga sewaktu dianalisa hasil pengelasan

kurang baik. Hal yang biasanya terjadi cacat pada bagian pengelasan antara lain *undercut*, *lack of fusion* dan *lack of penetration*

5. Cacat pada saat Instalasi

Cacat pada saat pipa diinstalasi atau pada saat proses pengerjaan pipa diletakkan atau ditempatkan dapat mengakibatkan cacat pada pipa, misalnya adalah *dent*.

6. Cacat pada saat Operasional

Cacat yang terjadi akibat perubahan parameter operasional, adanya kesalahan operasional dan pengaruh pihak luar.

2.3.3 Metode Monitoring dan Inspeksi Peralatan

Dalam rangka mengetahui kinerja suatu fasilitas migas tetap pada kondisi yang baik, berbagai kegiatan pengawasan dan kontrol dilakukan oleh perusahaan. Secara umum, kegiatan pengawasan dan kontrol itu dibagi menjadi dua cara, yaitu monitoring dan inspeksi. Monitoring adalah kegiatan pengawasan kinerja suatu fasilitas yang terus menerus. Sedangkan inspeksi merupakan kegiatan pengawasan yang dilakukan pada satu waktu tertentu. Kegiatan inspeksi lebih rumit dan mahal serta menghasilkan data yang lebih lengkap dibandingkan dengan kegiatan monitoring. Berikut adalah beberapa contoh tipe monitoring khusus untuk pengawasan fenomena korosi.

2.3.3.1 Corrosion Monitoring

Karena korosi merupakan salah satu penyebab utama kegagalan suatu fasilitas migas maka perlu dilakukan pengawasan terhadap proses korosi yang terjadi. Ada beberapa macam metode pengawasan atau monitoring korosi. Metode-metode tersebut digunakan secara spesifik sesuai dengan mekanisme korsi yang terjadi. Metode monitoring tersebut dapat digunakan secara bersamaan karena sering dalam satu fasilitas lebih dari satu jenis korosi berlangsung sehingga dapat saling melengkapi. Berikut adalah penjelasan beberapa metode monitoring korosi.

Kupon korosi. Kelebihan metode ini adalah pemakaiannya mudah, murah dan berbagai jenis korosi dapat dimonitor jika ter-*exposure* dengan baik pada permukaan kupon. Kekurangan metode ini adalah erosi dan efek transfer panas tidak mudah tersimulasikan melalui kupon, selain itu membutuhkan waktu yang relatif lama untuk memperoleh data hilang berat yang terukur dan berarti. Perlu hati-hati ketika memindahkan dan membersihkan kupon, karena dapat mempengaruhi kondisi aktual

kupon. Jika terdapat retak pada kupon, maka akan sangat sulit mengetahui kapan retak awal terjadi dan penyebabnya.

Electrical Resistance (ER). Kelebihan metode ini adalah hasil bacaannya sangat mudah dianalisa. *Probe ER* lebih sensitif dibandingkan dengan *probe* kupon dan memiliki beberapa pilihan sesuai aplikasi dan data laju korosinya bisa langsung diperoleh tanpa perlu melakukan perhitungan/konversi manual. Pengukuran berkurangnya ketebalan material akibat korosi dan erosi pun juga dapat dilakukan. Kekurangan metode ini adalah *probe ER* lebih cocok untuk pengukuran korosi merata dibandingkan dengan korosi lokal. Sangat tidak cocok untuk menentukan pengukuran korosi secara *real-time* dikarenakan tidak terdeteksinya durasi singkat dari *transient*. Kerja *probe* tidak akan baik jika hadir produk korosi yang bersifat konduktif.

Inductive Resistance. Kelebihan metode ini adalah memiliki probe yang lebih sensitif dibandingkan metode ER, selain itu prinsip kerja sensor jika ada perubahan ketebalan tidaklah rumit. Tanda sensornya lebih mudah terpengaruh oleh penurunan temperatur dari pada perubahan ketahanan listriknya. Selain itu, bagian sensornya. Kekurangan metode ini adalah metode ini tergolong baru ditemukan dan hanya digunakan cukup luas untuk mengukur korosi merata saja.

Linear Polarization Resistance (LPR). Kelebihan metode ini adalah data laju korosi bisa langsung diperoleh. Selain itu *monitoring* secara *on-line* di lingkungan yang tepat sangat dimungkinkan karena memiliki kesensitifitasan yang sangat tinggi dan pengukuran yang dilakukan hanya membutuhkan waktu beberapa menit saja. Kekurangan metode ini adalah hanya dapat digunakan pada korosi merata saja. Untuk mendapatkan hasil yang sangat akurat maka dibutuhkan lingkungan yang memiliki kandungan konduktifitas ion yang sangat tinggi. Ketidakstabilan potensial korosi dapat mempengaruhi data yang dihasilkan. Kerusakan sampel uji dan perubahan warna dapat terjadi pada daerah sampel yang terkena sensor jika pengujian dilakukan berulang-ulang dan dalam waktu yang lama.

Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS). Kelebihan metode ini adalah sangat baik diterapkan di lingkungan yang memiliki konduktifitas yang rendah dan tetap dapat memberikan data yang baik walau menganalisa kondisi *coating* organik. Memperoleh data karakteristik yang mendetil dari permukaan yang terkorosi secara teori sangat memungkinkan. Kekurangan metode ini adalah baik digunakan untuk korosi merata saja, jika digunakan untuk korosi sumuran, maka baru dapat pada sistem-sistem

tertentu saja. Untuk mendapatkan hasil yang menyeluruh, maka alat ini tergolong rumit baik secara instrumentasi maupun data yang dihasilkan, sehingga analisa dengan menggunakan spektrum frekuensi yang menyeluruh sangat jarang digunakan pada praktiknya di lapangan. Pada penggunaan yang berulang-ulang dan dalam waktu yang lama dapat mempengaruhi kinerja sensornya.

Harmonic Analysis. Kelebihan metode ini adalah secara teori sangat memungkinkan untuk memiliki determinasi yang tinggi pada semua parameter kinetik yang penting. Kekurangan metode ini adalah secara aplikasi kelayakannya belum terbukti. Alat yang digunakan dan teori yang mendasarinya sangatlah rumit dan membutuhkan pengetahuan elektrokimia yang khusus.

Electrochemical Noise (EN). Kelebihan metode ini adalah memiliki kesensitifitasan yang sangat tinggi dan tetap memiliki performa yang baik di kondisi sampel yang memiliki konduktifitas yang rendah/terbatas, contohnya menganalisa korosi yang terjadi pada *thin-film*. Termasuk dalam sedikit alat yang dapat menganalisa korosi sumuran dan beberapa jenis korosi retak tegang. Kekurangan metode ini adalah membutuhkan data analisa yang rumit dan membutuhkan operator yang sangat ahli dalam menginterpretasi data suara yang ada.

Zero Resistance Ammetry (ZRA). Kelebihan metode ini adalah hasil pengukurannya menampilkan sebuah metode sederhana dari *monitoring* korosi galvanik dan perlakuan-perlakuan apa saja yang dibutuhkan untuk mencegahnya. Kekurangan metode ini adalah hasil pengukurannya arusnya tidak bisa dijadikan representasi aktual dari laju korosi galvanik. Hal itu disebabkan karena korosi galvanik sangat bergantung pada rasio area anoda-katoda. Setiap kenaikan arus yang terbaca tidak dapat diartikan sebagai kenaikan aktual dari laju korosi.

Polarisasi potensiodinamik. Kelebihan metode ini adalah dibandingkan dengan metode kupon, maka informasi kinetika dan gambaran dari semua sifat korosi material yang terjadi relatif sangat cepat diperoleh. Kekurangan metode ini adalah biasanya terbatas digunakan untuk skala laboratorium saja dikarenakan membutuhkan keahlian yang khusus dalam menerjemahkan data yang dihasilkan. Pengukuran jenis ini secara umum hanya dapat diterapkan pada *probe* yang seluruhnya terendam dalam larutan yang bersifat konduktif. Tingkatan polarisasi yang diberikan dapat mengubah permukaan sensor secara terbalik dalam putaran anodik, terutama jika digunakan untuk menganalisa korosi sumuran.

Thin Layer Activation (TLA). Keunggulan metode ini adalah dapat digunakan untuk mengukur area yang kecil seperti daerah pengelasan. Metode ini juga dapat digunakan untuk mempelajari efek dari erosi. Prinsip pengukuran dari metode ini relatif sederhana dan pengukuran langsung pada komponen aktual dapat dilakukan. Kekurangan metode ini adalah hanya dapat digunakan untuk komponen-komponen kecil saja. Metode ini menggunakan sumber radioaktif, sehingga belum digunakan secara luas. Kesensitifitasan metode ini pun tergolong rendah.

Electrical Field Signature Method (EFSM). Keunggulan metode ini adalah memerlukan perawatan yang minim, dan sekali terpasang, maka dapat digunakan selama beberapa tahun. Korosi yang dapat teramati pun dalam skala yang besar dari aktual bangunan/struktur yang ada. Kelemahan metode ini adalah tidak dapat membedakan kerusakan yang terjadi di dalam atau di luar. Kesensitifitasan metode ini pun tergolong rendah. Selain itu tergolong terbatas untuk melakukan analisis korosi pada area yang tergolong kecil. Penerjemahan tanda dari korosi lokal yang dianalisa pun tidak bisa langsung diperoleh.

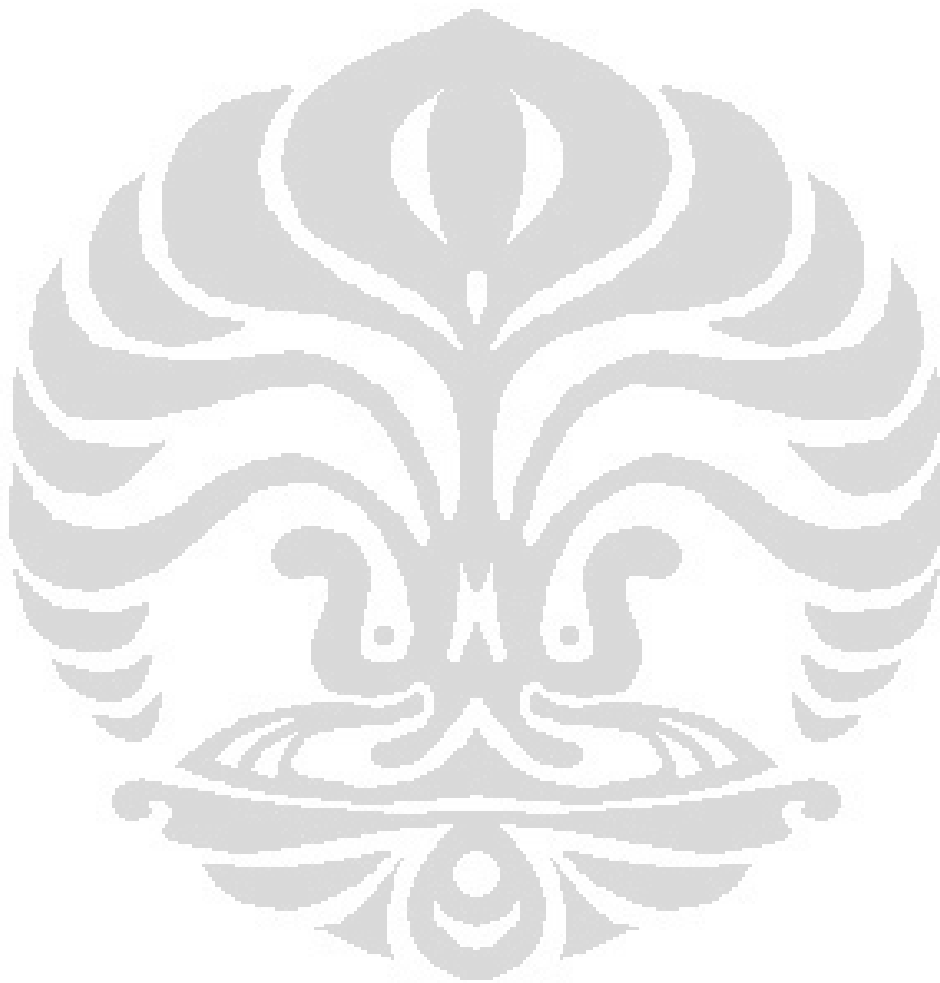
Acoustic Emission (AE). Keunggulan metode ini adalah dapat digunakan untuk menganalisa berbagai jenis material termasuk yang tidak memiliki sifat konduktifitas. Bahkan dapat digunakan untuk menganalisa sebuah *vessel* tanpa harus mengeringkannya terlebih dahulu. Analisa juga dapat dilakukan pada area/struktur yang relatif besar. Kelemahan metode ini adalah hanya dapat menganalisa cacat yang ada dan juga masih terus terjadi. Untuk cacat yang sudah terjadi dan tidak mengalami pertumbuhan, maka tidak dapat dianalisa. Metode ini memerlukan *operator* yang terlatih untuk menggunakannya dan juga untuk menerjemahkan data yang dihasilkan. Metode ini juga tidak memberikan data ukuran cacat secara kuantitatif.

2.3.3.2 Inspeksi Peralatan

Inspeksi peralatan yang paling umum dilakukan adalah dengan menggunakan peralatan NDT (*Non Destructive Testing*). Tujuan utama pengujian ini adalah menghitung ketebalan peralatan sehingga dapat dihitung laju korosi yang terjadi dengan membandingkan dengan ketebalan peralatan pada hasil pengujian sebelumnya.

Suatu inspeksi juga dapat dilakukan dengan lebih menyeluruh dengan mematikan atau menghentikan operasi peralatan dan memeriksa peralatan tersebut

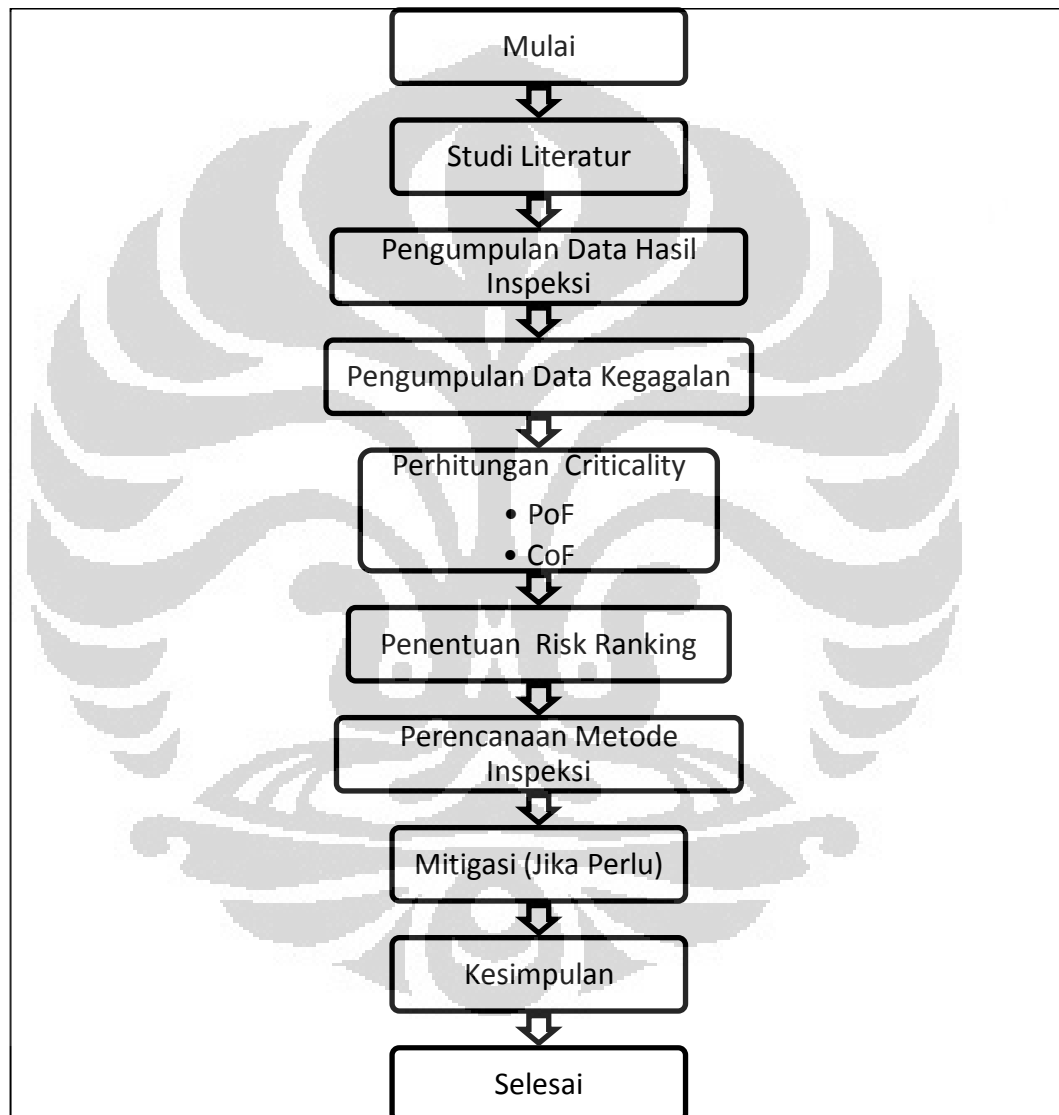
secara menyeluruh. Dengan cara ini, selain ketebalan alat tersebut dapat juga mengidentifikasi retak yang terbentuk dan jenis korosi yang terjadi sehingga rekomendasi untuk tindakan pencegahan juga dapat diberikan dengan lebih tepat.



BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Diagram Alur Penelitian

Kegiatan penelitian yang akan dilakukan dibagi menjadi 4 tahapan. Berikut adalah diagram alur penelitian yang akan dilakukan oleh penulis.



Gambar 3-1. Diagram alur penelitian

3.2 Fasilitas Dan Peralatan Yang Dipelajari

Fasilitas dan peralatan yang dipelajari adalah fasilitas milik PT. X di lokasi migas lepas pantai. Pada dasarnya fasilitas migas memiliki pembagian fase produksi menjadi

sumur-*manifold-flowline*, *separator*, *gas treatment*, *oil treatment*, *water treatment* dan *export pipeline*.

Sumur berikut dengan perlengkapan *christmas tree*, *tubing*, *blow out protection* dan lainnya merupakan fasilitas pertama yang menerima fluida dari *reservoir*. Fluida dari dalam *reservoir* tersebut mengandung berbagai macam fluida kompleks tergantung dari sifat *reservoir*. Pada umumnya fluida terkandung dalam *reservoir* mengandung tiga fasa, yaitu minyak, gas, dan air. Material atau bahan lain yang patut diwaspadai adalah kandungan pasir, gas CO₂, H₂S, air mengandung Cl⁻, dan mikroorganisme. Selanjutnya fluida *reservoir* tersebut akan masuk ke dalam fasilitas pemisahan atau separator yang akan membagi menjadi 3, minyak, gas, dan air. Sebelum dan sesudahnya mungkin fluida *reservoir* disaring atau *di-treatment* untuk menghilangkan gas CO₂, H₂S, pasir, dan lainnya. Setelah melewati fasilitas pemisahan utama, setiap fluida hasil pemisahan utama *di-treatment* lebih lanjut sehingga didapat produk migas yang murni yang kemudian dapat dikirim melalui pipa penyalur.

Penulis hanya akan fokus pada fasilitas *separator* dan *oil treatment* berupa *gas lift separator vessel*, *HP Separator Vessel*, dan *test separator vessel*. Peralatan-peralatan ini adalah peralatan setelah proses *separator* utama sehingga fluida operasi utamanya adalah minyak mentah atau *crude oil*.

3.3 Pengumpulan Data Inspeksi

Idealnya, hal yang perlu dilakukan sebelum melakukan pengumpulan data adalah melakukan *initial screening*. Hal ini bertujuan agar data yang akan dikumpulkan sesuai dengan kebutuhan *assessment* RBI. *Initial screening* bertujuan untuk menentukan ruang lingkup *assessment* RBI yang akan dilakukan. Namun karena keterbatasan data yang dapat diperoleh, proses ini dilewati dan ruang lingkup penelitian RBI adalah pada data-data yang tersedia.

Berikut ini beberapa data yang harus diperoleh untuk melakukan *assessment* RBI dengan baik:

- a. Material konstruksi peralatan
- b. Laporan inspeksi, perbaikan dan penggantian
- c. Komposisi fluida operasi
- d. Kapasitas *inventory fluida* peralatan

- e. Kondisi operasi (Temp., pressure)
- f. *Safety systems*
- g. *Detection systems*
- h. Mekanisme kerusakan, kecepatan dan tingkat keparahan
- i. *Personnel densities*
- j. *Coating, cladding*, dan data isolasi
- k. *Business interruption cost*
- l. *Equipment replacement costs*
- m. *Environmental remediation costs*

3.4 Analisa Resiko

Analisa resiko biasanya terdiri dari tiga tahap. Tahap pertama adalah analisa tingkat satu dengan menghitung resiko secara kualitatif untuk menentukan peralatan-peralatan yang menjadi prioritas inspeksi pada suatu fasilitas produksi. Tahap kedua adalah analisa tingkat dua dengan menghitung resiko secara semi-kuantitatif. Tahap ketiga adalah analisa tingkat tiga dengan menghitung resiko secara kuantitatif untuk mendapatkan nilai sebenarnya atau nilai resiko yang paling mendekati keadaan.

Analisa resiko tingkat satu adalah metode yang tercepat dan paling sederhana sedangkan analisa resiko tingkat tiga adalah yang paling lama dan rumit. Penulis akan mencoba menggunakan analisa resiko tingkat dua.

Analisa resiko pertama yang akan dilakukan adalah analisa resiko secara kuantitatif pada PFD suatu fasilitas produksi. PFD dapat menunjukkan kemampuan suatu alat dalam sebuah sistem. Sebagai contoh, ada beberapa fasilitas migas yang memiliki fasilitas pemisahan (separator) lebih dari satu, sehingga jika satu diantaranya mengalami kegagalan maka produksi masih dapat terus berjalan meskipun jumlahnya berkurang. *Piping* yang menghubungkan alat yang satu dengan yang lain pun memiliki beberapa alternatif, sehingga jika terjadi kegagalan maka aliran pun dapat di-*by pass*. Namun ada beberapa peralatan yang jika itu gagal maka seluruh produksi akan terhenti. Peralatan yang seperti itu akan masuk ke dalam kategori resiko tinggi secara kualitatif.

3.4.1 Analisa Probabilitas Kegagalan – PoF

Penelitian ini akan menggunakan pendekatan yang dijelaskan pada API 581 *Section 8*. Menurut API 581 *Section 8*, frekuensi kegagalan suatu peralatan dapat didefinisikan sebagai perkalian antara frekuensi generik, faktor modifikasi peralatan dan faktor sistem manajemen. Nilai frekuensi generik akan diambil dari tabel 4.1 API 581 *Second Edition*, September 2008 yang dilampirkan pada lampiran tulisan ini.

3.4.2 Analisa Konsekuensi Kegagalan – CoF

Selain menggunakan PFD sebagai data penilaian konsekuensi kegagalan secara kualitatif, penulis juga akan mencoba menghitung konsekuensi kegagalan yang akan dibagi menjadi beberapa kategori sebagai berikut:

- Pengaruh terhadap laju produksi
- Pengaruh terhadap biaya perbaikan
- Pengaruh terhadap keselamatan pekerja
- Pengaruh terhadap pencemaran lingkungan
- Pengaruh terhadap pemberitaan media massa

3.4.3 Penyajian Resiko

Penyajian resiko disajikan ke dalam tabel yang berisikan angka hasil perhitungan resiko yang terdiri dari dua kolom, yaitu hasil analisa probabilitas kegagalan, dan hasil analisa konsekuensi kegagalan. Kemudian tabel tersebut akan dipindahkan ke dalam matrik 5 x 5 agar tingkat resiko dapat dilihat dengan lebih mudah.

3.5 Menentukan Prioritas Inspeksi

Setelah mengetahui tingkat resiko dari masing-masing peralatan maka prioritas inspeksi terhadap peralatan pun dapat dilakukan. Peralatan dengan tingkat resiko tinggi akan mendapat perhatian khusus sehingga inspeksi dilakukan semaksimal mungkin untuk memastikan peralatan tersebut bekerja dengan baik dan terhindar dari kegagalan. Sedangkan peralatan dengan tingkat resiko rendah dapat dibiarkan beroperasi dan hanya mendapat perhatian jika dia gagal.

3.6 Menentukan Tata Waktu Inspeksi

Penentuan tata waktu inspeksi selanjutnya hanya difokuskan pada peralatan-peralatan dengan tingkat resiko tinggi. Perencanaan inspeksi selanjutnya ditentukan oleh nilai probabilitas kegagalan. Semakin tinggi nilai PoF maka rentang waktu

inspeksinya akan semakin pendek. Setiap peralatan akan memiliki tata waktu inspeksi yang berbeda-beda sesuai dengan tingkat PoF dan resikonya.

3.7 Rekomendasi Tindakan Mitigasi

Setelah diketahui kemungkinan-kemungkinan penyebab kegagalan suatu peralatan maka dapat ditentukan tindakan pencegahan yang tepat. Beberapa pilihan tindakan pencegahan yang dapat dilakukan adalah sebagai berikut:

- Penggunaan *corrosion* atau *scaling inhibitor*
- Sulfur, CO₂, H₂S, *carbonate treatment*
- *Chloride treatment*
- Training mengenai pengoperasian, keamanan, kesehatan, dan lingkungan

3.8 Perbandingan TBI Dengan RBI

Pada akhirnya, tujuan akhir penelitian ini adalah membandingkan efektifitas RBI dengan TBI. Aspek perbandingan akan mencakup:

- Efisiensi inspeksi yang dilakukan
- Biaya yang dikeluarkan
- *Safety* atau keselamatan

BAB IV DATA DAN PEMBAHASAN

Sebelum membahas lebih lanjut, penulis ingin menyatakan bahwa data-data yang ditampilkan pada penelitian ini adalah data spesifik dan rahasia perusahaan. Karena sifatnya yang rahasia tersebut, tidak semua data dapat diperoleh peneliti sehingga akan ada beberapa asumsi dalam melakukan analisis RBI ini. Pembahasan akan dimulai dari penjelasan fasilitas dan peralatan yang diteliti berupa data operasi dan hasil inspeksi, kemudian dilanjutkan dengan analisa resiko untuk setiap alat lalu akan ditentukan rencana inspeksi selanjutnya.

4.1 Jenis Fasilitas Dan Peralatan Produksi Migas

Jenis fasilitas yang akan dilakukan analisa inspeksi berdasarkan resiko adalah fasilitas produksi migas khusus pada peralatan dengan servis utama *crude oil*. Berikut adalah jenis-jenis peralatan yang didiskusikan dalam penelitian ini:

- *Gas Lift Separator Vessel*. *Vessel* ini digunakan untuk memisahkan gas yang masih terkandung didalam minyak mentah.
- *HP Separator Vessel*.
- *Test Separator Vessel*. *Vessel* ini digunakan untuk menguji kualitas dari minyak mentah yang telah melalui beberapa proses pemisahan.

Vessel-vessel ini selalu mendapat pengecekan visual minimal setiap bulan sekali. Dari hasil pengecekan pada bulan terakhir yang didapat oleh penulis adalah seperti tercantum pada Tabel 4.1. berikut.

Tabel 4-1. Kondisi *vessel* dengan pengamatan visual

NO	EQP. ID	<i>Coating</i> <i>Condition</i>	<i>Support</i> <i>Condition</i>	<i>Piping</i> <i>Condition</i>	<i>Potential of</i> <i>Damage</i>
1	<i>Gas Lift Separator Vessel</i>	<i>Average</i>	<i>good</i>	<i>good</i>	<i>External & Internal</i>
2	<i>HP Separator Vessel</i>	<i>Average</i>	<i>good</i>	<i>good</i>	<i>External & Internal</i>
3	<i>Test Separator Vessel</i>	<i>Average</i>	<i>good</i>	<i>good</i>	<i>External & Internal</i>

4.1.1 Data Operasional dan *Fluida Service*

Data operasional yang dibutuhkan dalam analisa RBI adalah tekanan (*pressure*) operasi, temperatur operasi, jenis *fluida service*, jenis material peralatan, tekanan maksimum, dan temperatur disain. Namun tidak semua data dapat diperoleh karena menyangkut rahasia perusahaan. Sebagai informasi awal, peralatan *vessel* ini sudah beroperasi semenjak bulan April tahun 1993 sehingga umur peralatan sudah mencapai 17 tahun.

Tabel berikut menunjukkan data-data operasional dari ketiga peralatan yang menjadi bahan penelitian.

Tabel 4-2. Data operasional sebagai bahan penelitian

No.	<i>Equipment</i>	Temperatur (°C)	Tekanan (kPa)	<i>Material Representative</i>
1	<i>Gas Lift Separator Vessel</i>	65 (149°F)	9653	C ₁₇ -C ₂₅
2	<i>HP Separator Vessel</i>	65 (149°F)	1000	C ₁₇ -C ₂₅
3	<i>Test Separator Vessel</i>	65 (149°F)	1000	C ₁₇ -C ₂₅

Salah satu faktor yang menjadi penyebab korosi internal adalah fluida yang terkandung dalam *vessel* tersebut. Tabel berikut menunjukkan sifat dari *fluida service* atau *material representative* yang diolah oleh peralatan diatas - API PUBL 581 Section 7.

Tabel 4-3. Sifat dari *fluida service* atau *material representative*

<i>Fluid</i>	<i>Molecule Weight</i>	<i>Density</i>	<i>Normal Boiling Point</i>	<i>Ambient State</i>	<i>Auto Ignition Temperature</i>
C ₁₇ -C ₂₅	280	48.383 lb/ft ³	651 °F	Liquid	396 °F
		775,019 kg/m ³	344 °C		202 °C

Selain fluida minyak mentah yang terkandung di dalam *vessel*, masih ada sisa gas dan air yang dapat menyebabkan korosi internal meskipun jumlahnya yang sangat sedikit.

4.1.2 Data Hasil Inspeksi

PT. X menggunakan teknik *ultrasonic thickness testing* dalam melakukan inspeksi pada *vesse/nya*. Metode inspeksi ini dapat mengukur ketebalan material peralatan pada titik tertentu dalam satu waktu. Pengujian dilakukan pada banyak titik yang merepresentatifkan ketebalan peralatan secara keseluruhan. Pengujian dilakukan dalam tiga waktu tertentu, yaitu pengujian pertama, pengujian bulan ke sepuluh, dan pengujian bulan ke tujuh belas. Perbedaan yang didapat dari hasil pengujian pada waktu yang berbeda tersebut kemudian ditransformasikan kedalam laju korosi. Berikut adalah tabel yang menunjukkan jadwal kegiatan inspeksi terhadap *vessel*.

Tabel 4-4. Jadwal kegiatan observasi terhadap *vessel*

NO	EQP. ID	Years of Service	1 st Inspection	2 nd Inspection	3 rd Inspection	History of Failure
1	Gas Lift Separator Vessel	Apr '93	Apr '93	Feb '94	Sept '94	None
2	HP Separator Vessel	Apr '93	Apr '93	Feb '94	Sept '94	None
3	Test Separator Vessel	Apr '93	Apr '93	Feb '94	Sept '94	None

Hasil inspeksi dengan pengujian ketebalan pada ketiga waktu tersebut kemudian ditransformasikan kedalam laju korosi yang tercatat dalam $\mu\text{m}/\text{yr}$ atau mikro meter per tahun. Penerjemahan laju korosi tersebut dibagi menjadi dua, yaitu laju korosi term singkat atau *short term corrosion rate* dan laju korosi term panjang atau *long term corrosion rate*. *Short term corrosion rate* adalah laju korosi yang didapat dari perbandingan ketebalan pada hasil pengujian kedua (2nd inspection) dengan hasil pengujian ketiga (3rd inspection). Sedangkan *long term corrosion rate* adalah hasil perbandingan antara hasil pengujian pertama (1st inspection) dengan hasil pengujian ketiga (3rd inspection).

Hasil pengujian dari setiap peralatan secara keseluruhan untuk ketiga *pressure vessel* akan disampaikan pada tabel-tabel dibawah ini.

Tabel 4-5. *Gas Lift Separator Vessel*

<i>Inspection Location</i>	<i>1st Inspection</i>	<i>2nd Inspection</i>	<i>3rd Inspection</i>	<i>Short Term Rate</i>	<i>Long Term Rate</i>
1.10	58.1	58.1	56.8	2229	918
2.20	57.8	58.6	56.6	3429	847
3.30	57.9	57.5	56.6	1543	918
4.40	58.7	58.6	57.4	2057	918
5.50	59.6	58.4	58.2	343	988
6.60	59.1	56.5	55.5	1714	2541
7.70	59.2	57.2	55.9	2229	2329
8.80	57.2	58.9	57.0	3257	141
9.90	57.5	58.4	57.3	1886	141
10.10	57.1	58.8	57.5	2229	0
11.10	60.8	61.7	59.4	3943	988
12.20	61.3	60.2	59.7	857	1129
13.30	60.0	59.7	58.8	1543	847
14.40	60.8	60.7	60.1	1029	494
15.50	60.2	60.0	60.0	0	141
16.60	60.3	59.9	59.0	1543	918
17.70	60.3	60.9	59.0	3257	918
18.80	61.9	61.9	60.2	2914	1200
19.90	61.1	59.9	59.5	686	1129
20.10	61.3	60.0	59.2	1371	1482
21.11	61.2	60.5	59.9	1029	918
22.12	60.9	60.2	59.7	857	847

Berdasarkan hasil inspeksi yang dicantumkan di atas, maka laju korosi rata-rata pada *gas lift separator vessel* adalah 2125,1 $\mu\text{m}/\text{yr}$. Sesuai dengan disain dari alat tersebut, ketebalan minimum agar *gas lift separator vessel* dapat beroperasi dengan aman adalah 28,5 mm. Dengan membandingkan sisa ketebalan pada akhir inspeksi dengan laju korosi maksimum maka secara teori perkiraan umur dari alat ini adalah 7,2 tahun.

Tabel 4-6. HP Separator Vessel

<i>Inspection Location</i>	<i>First Testing (Thickness)</i>	<i>10th mont Testing</i>	<i>17th month Testing</i>	<i>Short Term Rate</i>	<i>Long Term Rate</i>
1.10	39.6	38.6	38.5	171	777
2.20	39.0	37.9	37.9	0	777
3.30	38.4	38.2	38.1	171	212
4.40	39.0	39.6	38.6	1714	282
5.50	39.7	39.0	38.8	343	635
6.60	39.8	38.6	38.6	0	847
7.10	33.0	33.5	32.5	1714	353
8.20	32.8	32.2	32.2	0	424
9.30	32.8	32.2	32.2	0	424
10.40	32.7	32.1	32.1	0	424
11.50	33.0	32.0	32.0	0	706
12.60	32.6	31.9	31.9	0	494
13.70	32.7	32.2	32.1	171	424
14.80	33.2	32.4	32.4	0	565
15.10	32.7	32.4	32.4	0	212
16.20	32.4	32.6	32.4	343	0
17.30	32.8	32.3	32.3	0	353
18.40	32.1	32.3	32.3	0	0
19.50	32.3	32.0	32.0	0	212
20.60	32.6	32.3	32.3	0	212
21.70	32.5	32.4	32.3	171	141
22.80	32.5	32.4	32.3	171	141

Berdasarkan hasil inspeksi yang dicantumkan diatas, maka laju korosi rata-rata pada *HP separator vessel* adalah 607 $\mu\text{m}/\text{yr}$. Sesuai dengan disain dari alat tersebut, ketebalan minimum agar *HP separator vessel* dapat beroperasi dengan aman adalah 28.5 mm. Dengan membandingkan sisa ketebalan pada akhir inspeksi dengan laju korosi maksimum maka secara teori perkiraan umur dari alat ini adalah 2,2 tahun.

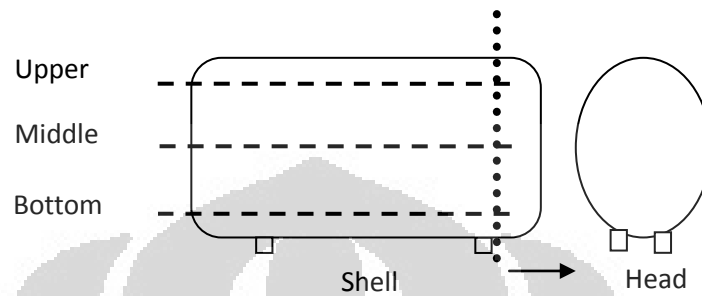
Tabel 4-7. *Test Separator Vessel*

<i>Inspection Location</i>	<i>First Testing (Thickness)</i>	<i>10th mont Testing</i>	<i>17th month Testing</i>	<i>Short Term Rate</i>	<i>Long Term Rate</i>
1.10	32.7	32.4	32.3	171	282
2.20	32.6	32.6	32.6	0	0
3.30	32.5	32.3	32.3	0	141
4.40	32.5	32.4	32.3	171	141
5.50	32.5	32.5	32.3	343	141
6.60	32.6	32.3	32.3	0	212
7.70	32.3	32.2	32.0	343	212
8.80	33.0	32.3	32.3	0	494
9.10	32.5	32.0	32.0	0	353
10.20	32.6	32.6	32.6	0	0
11.30	32.4	32.4	32.4	0	0
12.40	32.4	32.6	32.3	514	71
13.50	32.4	32.0	31.9	171	353
14.60	32.3	31.6	31.9	.	282
15.70	32.5	32.1	31.7	686	565
16.80	32.0	31.8	31.5	514	353
17.10	38.5	38.3	38.0	514	353
18.20	38.5	39.6	38.9	1200	0
19.30	38.7	38.8	38.7	171	0
20.40	38.6	38.9	38.5	686	71
21.50	39.6	38.2	38.2	0	988
22.60	38.4	39.0	38.3	1200	71

Berdasarkan hasil inspeksi yang dicantumkan diatas, maka laju korosi rata-rata pada *Test separator vessel* adalah 477,3 $\mu\text{m}/\text{yr}$. Sesuai dengan disain dari alat tersebut, ketebalan minimum agar *HP separator vessel* dapat beroperasi dengan aman adalah 28.5 mm. Dengan membandingkan sisa ketebalan pada akhir inspeksi dengan laju korosi maksimum maka secara teori perkiraan umur dari alat ini adalah 2,9 tahun.

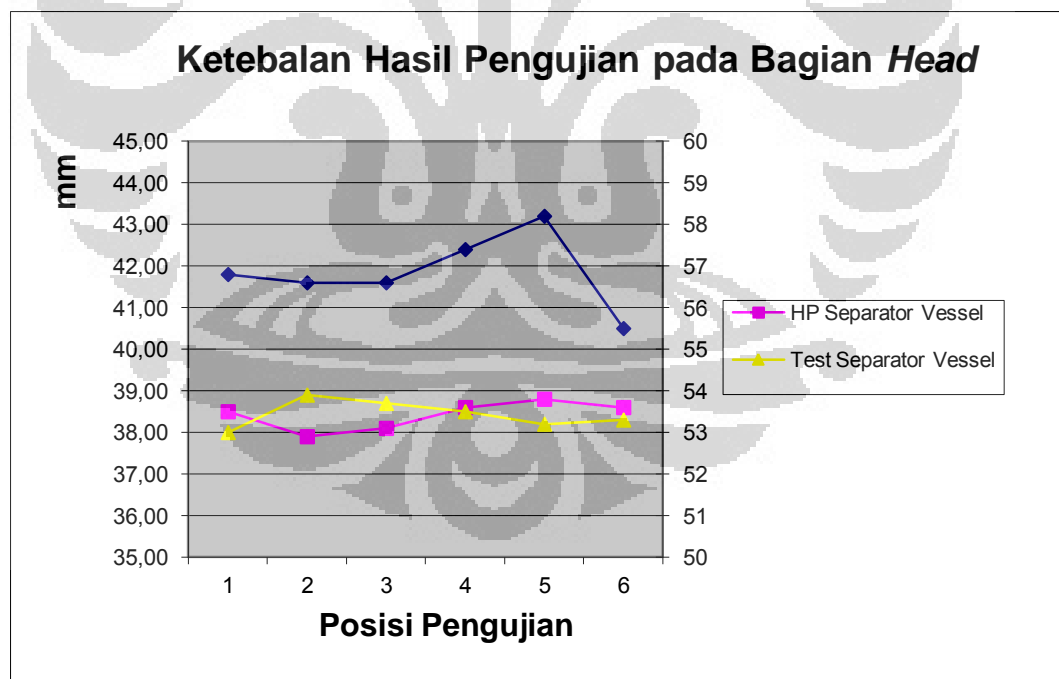
4.1.3 Analisa Data Inspeksi

Data-data yang dihasilkan dari inspeksi yang dilakukan adalah data ketebalan masing-masing *vessel* pada beberapa posisi pengujian yang dibagi menjadi empat bagian, yaitu bagian *head vessel*, bagian atas *shell vessel*, bagian tengah *shell vessel* dan bagian bawah *shell vessel*, seperti diilustrasikan pada Gambar 4.1 berikut.



Gambar 4-1 Lokasi pengujian ketebalan *pressure vessel*

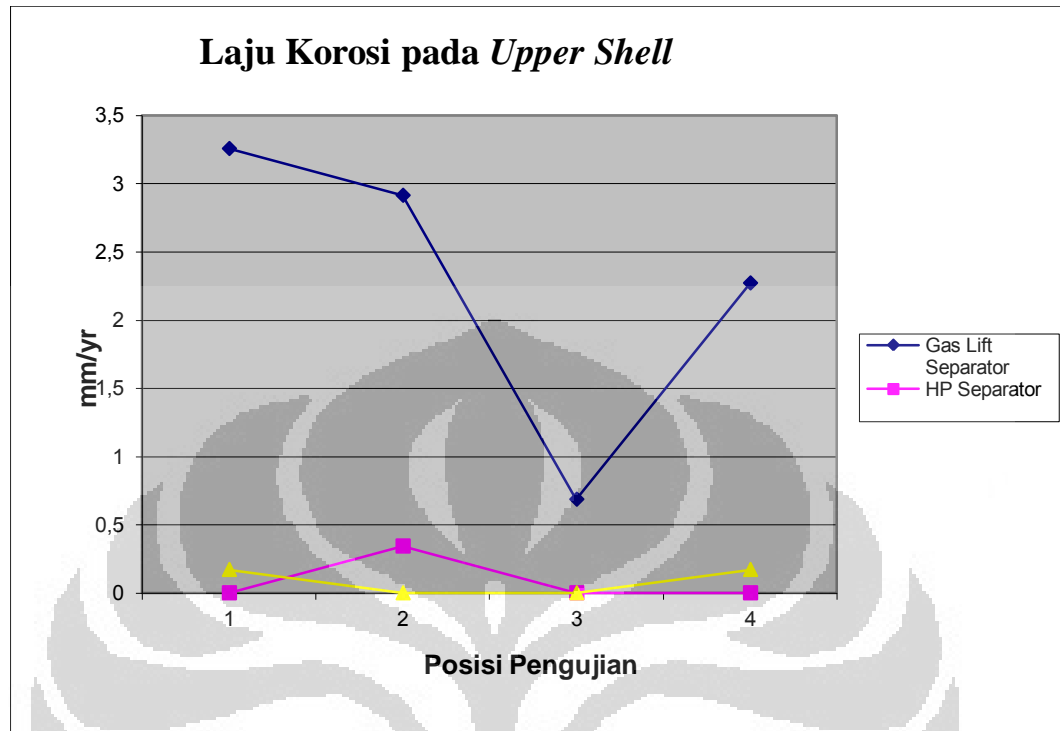
Pembagian hasil inspeksi ini dimaksudkan untuk menganalisa bagian mana yang menjadi tempat konsentrasi korosi terjadi. Analisa dilakukan dengan memanfaatkan grafik laju korosi pada gambar berikut ini.



Gambar 4-2. Laju korosi pada *Head Vessel*

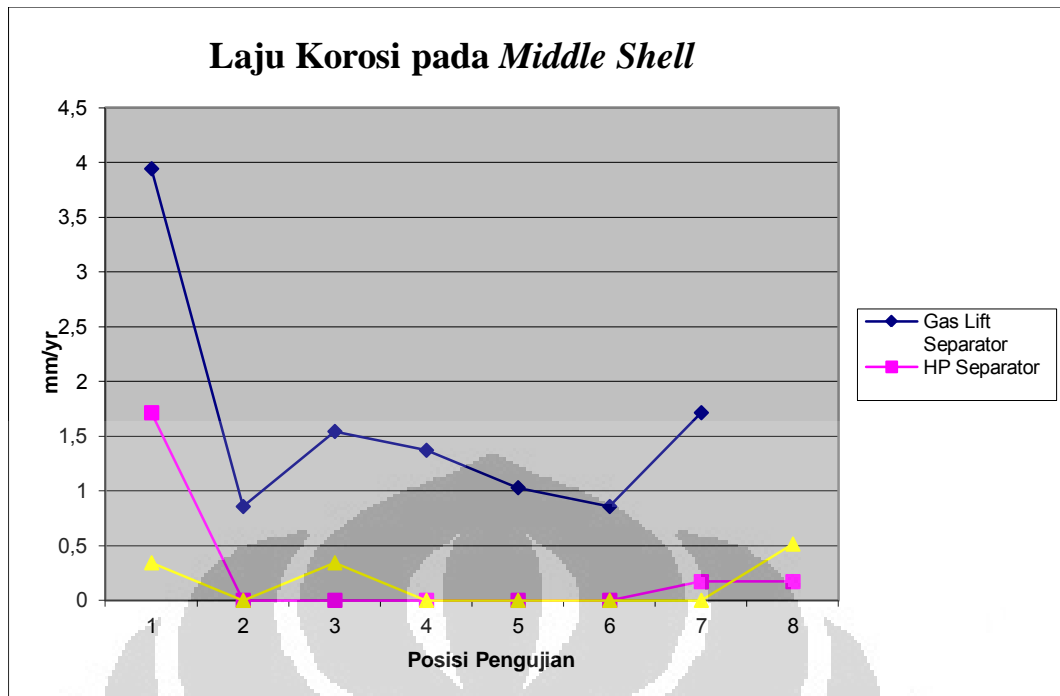
Gambar 4.2 memperlihatkan bahwa laju korosi tertinggi terjadi pada *Gas Lift Separator Vessel*. Distribusi dari laju korosi pun terlihat tidak merata dari satu titik ke titik yang lain. Ketidak merataan itu sangat terlihat pada *Gas Lift Separator Vessel*.

Meskipun kedua *vessel* yang lain, HP dan *Test Separator Vessel*, juga menunjukkan gejala yang sama namun tidak terlalu menyimpang seperti pada *Gas Lift*.



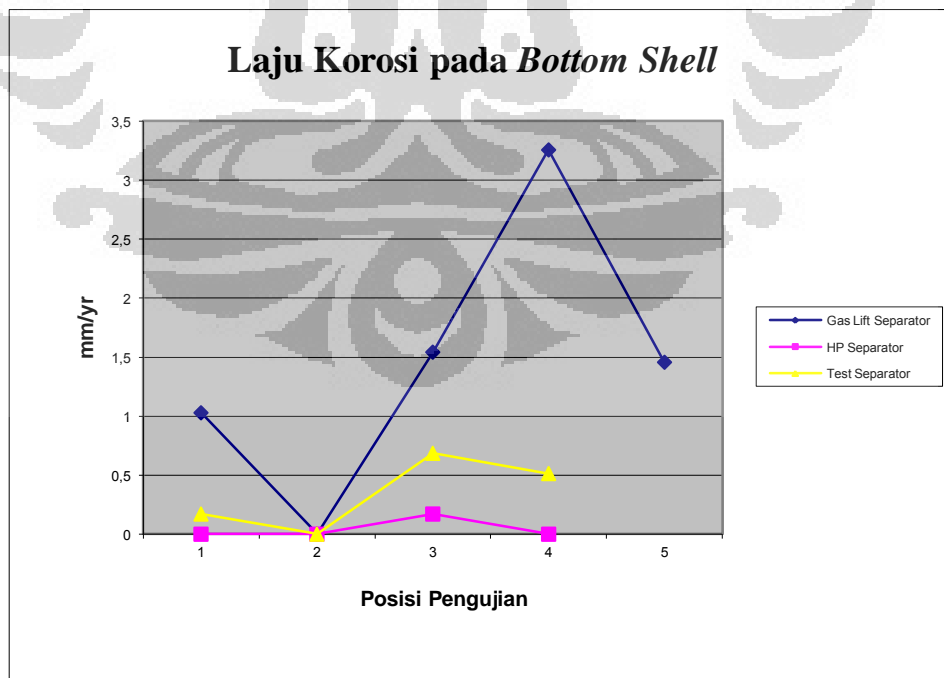
Gambar 4-3. Laju korosi pada *Upper Shell*

Gambar 4.3 diatas menunjukkan bahwa *Gas Lift Separator Vessel* masih memiliki laju korosi yang lebih tinggi dari kedua *vessel* yang lain. Grafik tersebut juga menunjukkan perbedaan laju korosi yang drastis dengan *Gas Lift Separator Vessel* yang mengidentifikasi adanya korosi yang tidak merata. Lain halnya dengan *Gas Lift Separator Vessel*, kedua *vessel* yang lain cenderung memiliki laju korosi yang seragam dengan nilai yang cukup rendah.



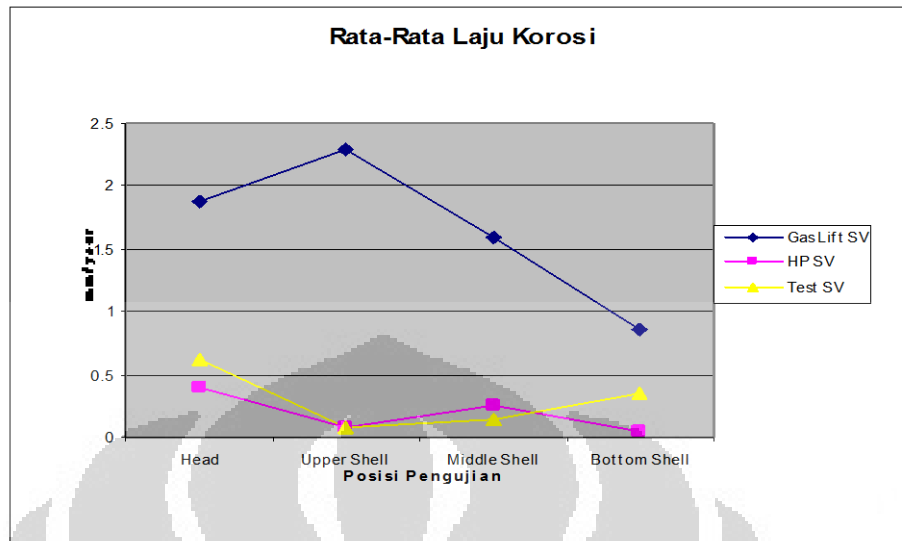
Gambar 4-4. Laju korosi pada *Middle Shell*

Gambar 4.4 diatas memperlihatkan laju korosi di tingkat rendah yang cukup seragam pada *Test Separator Vessel*. Baik *Gas Lift* dan *HP Separator Vessel* menunjukkan adanya ketidak seragaman laju korosi. *Gas Lift Separator Vessel* masih memiliki laju korosi yang tertinggi dibanding kedua *vessel* lain.



Gambar 4-5. Laju korosi pada *Bottom Shell*

Gambar 4.5 diatas menunjukkan bahwa secara keseluruhan, laju korosi pada bagian bawah ketiga *vessel* merupakan laju terendah dibanding bagian-bagian yang lain.



Gambar 4-6. Rata-rata laju korosi setiap bagian pada ketiga *pressure vessel*

4.2 Analisa Resiko

Pendekatan analisa resiko yang digunakan adalah pendekatan semi-kuantitatif dan menggunakan bantuan *workbook* pada API 581 Appendix B. Resiko akan ditentukan dengan menghitung probabilitas kegagalan dan konsekuensi kegagalan.

4.2.1 Analisa Probabilitas Kegagalan (PoF)

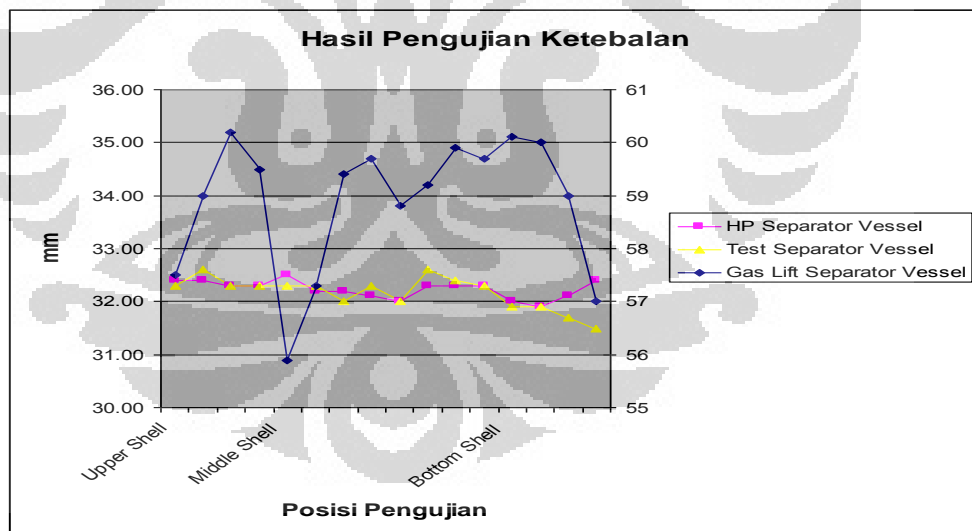
Probabilitas Kegagalan ditentukan oleh mekanisme kegagalan yang mungkin terjadi pada peralatan dan fasilitas tersebut. Beberapa mekanisme kegagalan yang dapat terjadi pada fasilitas migas adalah mekanisme penipisan, peretakan (*stress corrosion cracking*), kegagalan mekanik (*fatigue*), kerusakan metalurgi (*micro crack*), dan akibat pengaruh luar. *Fluida service* yang korosif dan tekanan yang relatif tinggi merupakan perhatian utama terhadap analisa mekanisme kegagalan dalam penelitian ini. Fluida korosif diasumsikan sebagai *crude oil* yang bercampur dengan air dan oksigen. Dengan asumsi tersebut maka mekanisme kegagalan yang mungkin terjadi adalah mekanisme penipisan ketebalan.

Mekanisme penipisan dapat menyebabkan kegagalan berupa kebocoran atau kehilangan kekuatan dari material peralatan tersebut sehingga menyebabkan peralatan tersebut tidak dapat berfungsi sebagaimana mestinya. Mekanisme penipisan pada operasi stasiun gas dapat diakibatkan beberapa faktor antara lain korosi baik internal maupun eksternal. Korosi yang terjadi dapat berupa *general corrosion*, *pitting corrosion*,

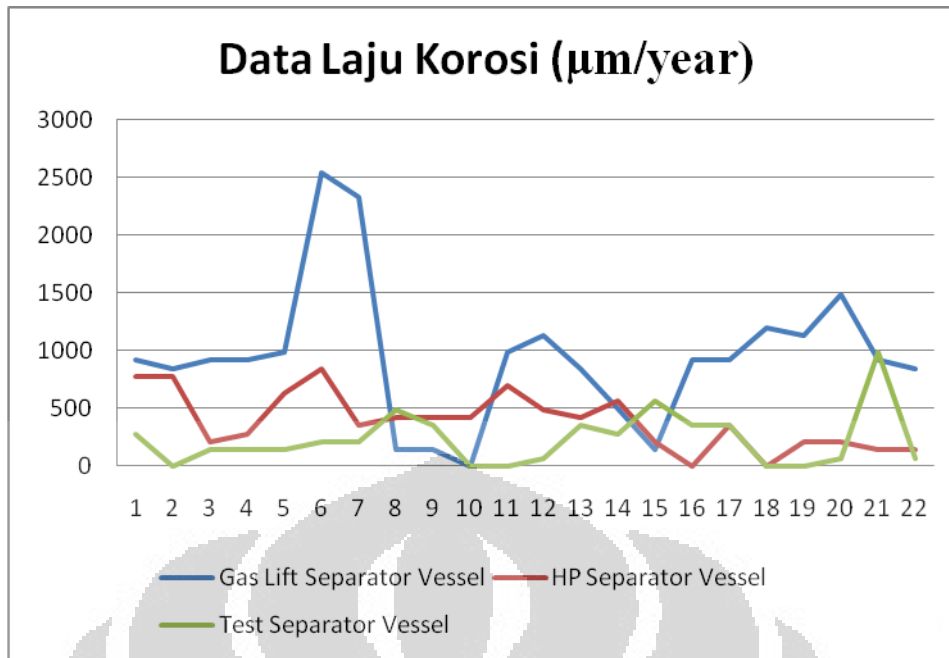
erosion corrosion ataupun *localized corrosion* lainnya. Dari sisi internal yang paling memungkinkan adalah *erosion corrosion* dan *sweetening corrosion*. Sedangkan untuk mekanisme penipisan pada bagian eksternal dapat disebabkan oleh adanya *general corrosion* yang diakibatkan oleh kondisi atmosfer berupa cuaca dan lain sebagainya.

Mekanisme kerusakan yang terjadi pada ketiga peralatan ini adalah *thinning* atau penipisan tebal peralatan akibat korosi. Jenis korosi yang terjadi diasumsikan korosi *localized* sesuai dengan petunjuk dari API. Jika selisih atau kisaran ketebalan hasil inspeksi lebih dari 1,257 mm maka korosi yang terjadi adalah penipisan secara lokal.

Dari hasil pengujian ketebalan dengan metode *ultrasonic thickness testing* didapatkan hasil ketebalan yang digambarkan pada Gambar 4.7 dibawah. Dari grafik tersebut dapat dilihat bahwa persebaran data ketebalan yang diperoleh sangat beragam untuk *Gas Lift Pressure Vessel*. Perbedaan tertinggi dan terendah dari hasil pengujian melebihi 1,257 mm, yaitu 4,3 mm. Namun persebaran ketebalan pada kedua *vessel* yang lain cukup merata dengan perbedaan ketebalan maksimum dan minimum adalah 0,6 mm untuk *HP Separator Pressure Vessel* dan 1,1 mm untuk *Test Separator Pressure Vessel*.



Gambar 4-7. Hasil pengujian ketebalan dengan *ultrasonic thickness testing* pada bagian *shell* ketiga *vessel*



Gambar 4-8. Data laju korosi (µm/year)

Berikut adalah hasil perhitungan laju korosi rata-rata ketiga *vessel* menurut pembacaan dari alat dan *software* pengujian.

Tabel 4-8. Hasil perhitungan laju korosi ketiga *vessel*

Nama Item	Rata-rata Laju Korosi <i>short term</i>			<i>Remaining life</i>
	µm/year	mm/year	in/year	
<i>Gas Lift Seperator Vessel</i>	1815,7	1,815682	0,071484	7,2 tahun
<i>HP Separator Vessel</i>	225,86	0,225864	0,008892	2,2 tahun
<i>Test Separator Vessel</i>	303,82	0,303818	0,011961	2,9 tahun

Probabilitas Kegagalan suatu peralatan dalam API RBI dihitung berdasarkan persamaan berikut:

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

gff adalah *generic factor frequency*, faktor nilai kegagalan berdasarkan data sejarah dari berbagai sumber industry secara umum. Probabilitas kegagalan suatu peralatan pasti lebih besar dari NOL meskipun peralatan tersebut belum pernah mengalami kegagalan selama beroperasi. Maka dari itu, API membuat suatu rujukan dasar yang dapat menjadi acuan untuk menilai probabilitas kegagalan suatu peralatan. Nilai dasar atau generik ini dihimpun dari data-data kegagalan peralatan pada banyak

perusahaan dari beragam industri, literatur yang tersedia dan juga dari data komersial. Nilai generik ini diasumsikan mengikuti distribusi log-normal dengan rata-rata kesalahan 3 – 10%. Nilai *gff* untuk *pressure vessel* ditunjukkan pada tabel berikut. Nilai *gff* ini didapat dari tabel yang tertera pada dokumen API 581 yang dilampirkan pada lampiran tulisan ini.

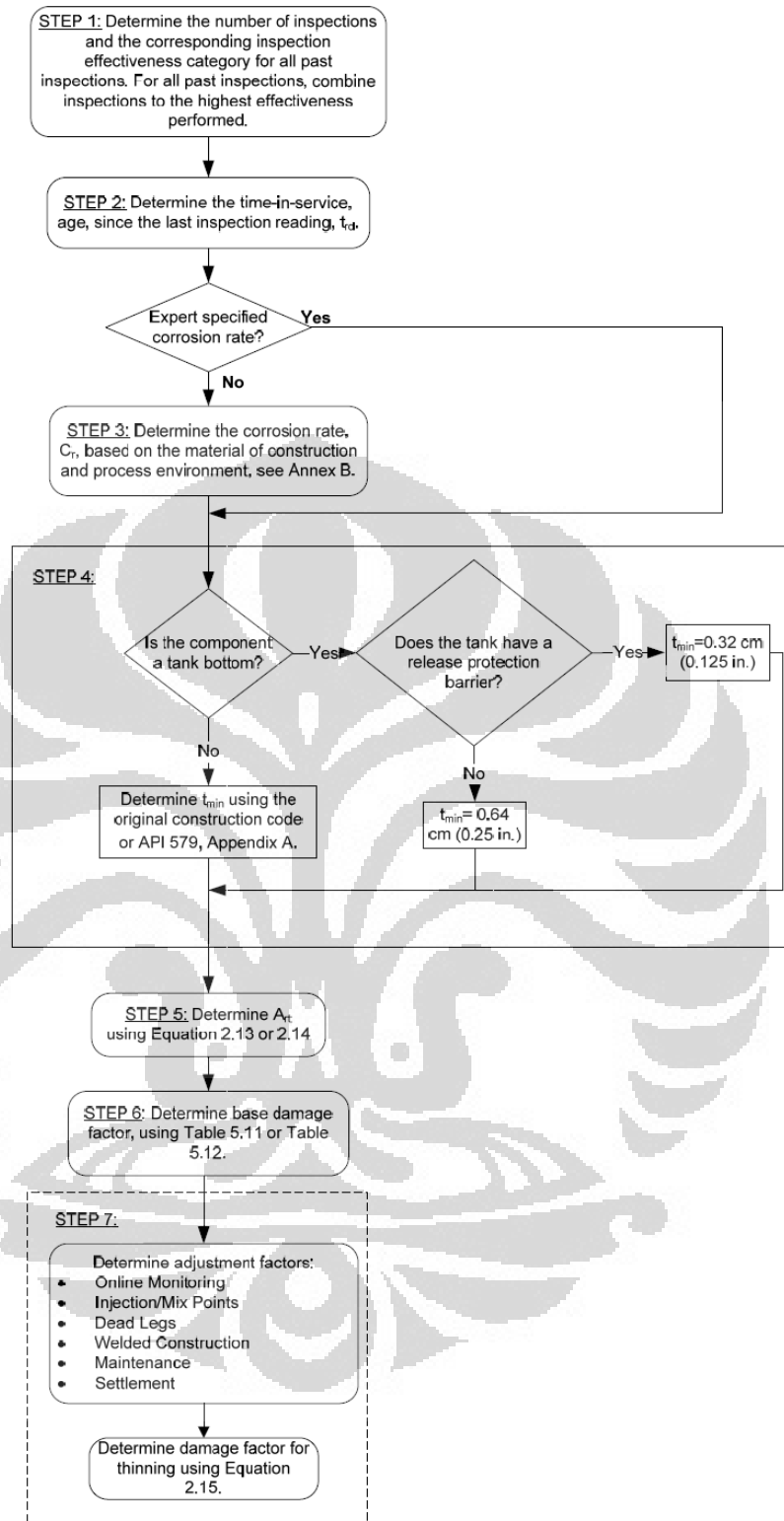
Tabel 4-9. Nilai *gff* untuk *pressure vessel*

Equipment Type	<i>gff</i> as a function of Hole Size (failure/yr)				<i>gff</i> total (failure/yr)
	Small	Medium	Large	Rupture	
Vessel	8×10^{-6}	2×10^{-5}	2×10^{-6}	6×10^{-7}	3.06×10^{-5}

D_f adalah *damage factor*, faktor nilai kegagalan yang ditentukan berdasarkan jenis mekanisme kegagalan yang aktif pada peralatan tersebut. Faktor kerusakan peralatan dapat dibagi menjadi

- *Thinning* – penipisan D_f^{thin}
- *Component lining* – lapisan pada peralatan D_f^{elin}
- *External damage* – pengaruh luar D_f^{extd}
- *Stress Corrosion Cracking* – korosi retak tegang D_f^{SCC}
- *High Temperature Hydrogen Attack* – serangan hydrogen temperature tinggi D_f^{HTHA}
- *Mechanical Fatigue* – kelelahan pada pipa D_f^{mfat}
- *Brittle Fracture* – patah getas D_f^{brit}

Faktor kerusakan yang paling berpengaruh pada penelitian ini adalah penipisan atau *thinning* yang terlokalisasi atau tidak merata. Hal ini telah dijelaskan pada pembahasan sebelumnya. Analisa terhadap proses *thinning* terlokalisasi adalah melalui tahapan yang ditunjukkan pada Gambar 4.9. berikut:



Gambar 4-9. Langkah menentukan *damage factor* dengan mekanisme kerusakan penipisan lokal atau *localized thinning*

Faktor kerusakan yang sedang terjadi pada peralatan yang diteliti sangat dipengaruhi oleh efektivitas dari pelaksanaan inspeksi. Tidak semua jenis pengujian cocok untuk mendeteksi mekanisme kerusakan tertentu. Maka dari itu, jenis inspeksi yang dilakukan perlu dianalisa untuk mendapatkan nilai evaluasi terhadap probabilitas kegagalan.

Inspection category dari pengujian yang dilakukan pada ketiga *vessel* ini termasuk ke dalam kategori C karena telah dilakukan tiga kali inspeksi dengan pengukuran ketebalan dengan *ultrasonic testing*. Tidak ada data mengenai pengamatan visual bagian internal. Tabel 4.10 dibawah menunjukkan hasil pengujian ketebalan dengan *Ultrasonic Test* pada empat bagian dari setiap *vessel* yang diteliti.

Tabel 4-10. Rata-rata hasil pengukuran ketebalan t_{rd}

	<i>Gas Lift Separator Vessel</i>	<i>HP Separator Vessel</i>	<i>Test Separator Vessel</i>	Tebal Minimum
<i>Head</i>	56,85	38,42	38,43	26,9
<i>Upper Shell</i>	59,57	32,35	32,38	28,5
<i>Mid Shell</i>	59,45	32,24	32,28	28,5
<i>Botom Shell</i>	59,70	32,10	31,75	28,5

Gas Lift Separator Vessel memiliki *corrosion allowance* yang paling tebal dibanding kedua *vessel* lain. Namun demikian, *vessel* tersebut memiliki laju korosi yang jauh lebih tinggi dibanding kedua *vessel* lain. Laju korosi pada setiap bagian *vessel* masing-masing ditunjukkan pada Tabel 4.11. berikut.

Tabel 4-11. Rata-rata laju korosi hasil perhitungan pengujian

	<i>Gas Lift Separator Vessel</i>	<i>HP Separator Vessel</i>	<i>Test Separator Vessel</i>
<i>Head</i>	1,8858 mm/yr	0,3998 mm/yr	0,6285 mm/yr
<i>Upper Shell</i>	2,2857 mm/yr	0,0858 mm/yr	0,0855 mm/yr
<i>Mid Shell</i>	1,6000 mm/yr	0,2570 mm/yr	0,1500 mm/yr
<i>Botom Shell</i>	0,8573 mm/yr	0,0428 mm/yr	0,3428 mm/yr

Langkah selanjutnya dalam menentukan *damage factor* adalah mendapatkan nilai a_r/t kemudian mencocokkan pada tabel untuk mendapatkan nilai D_f . Nilai D_f akan menjadi penentu kategori probabilitas kegagalan sesuai dengan Tabel referensi. Kemudian hasil perhitungan *damage factor* disesuaikan dengan tabel referensi tersebut.

Berikut adalah tabel referensi dari API 581 edisi Kedua untuk menentukan kategori probabilitas kegagalan hasil dari nilai *Damage Factor*.

Tabel 4-12. Tabel API 581 untuk menentukan tingkat resiko hasil dari nilai *damage factor*

Probability Category (1)	
Category	Range
1	$D_{f-total} \leq 2$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$
5	$D_{f-total} > 1000$

Tabel 4-13. Hasil perhitungan *damage factor*

Parameter	Bagian vessel	Gas Lift Separator Vessel	HP Separator Vessel	Test Separator Vessel
Determine the Art parameter	Head	0,48	0,15	0,24
	Upper Shell	0,56	0,04	0,04
	Mid Shell	0,39	0,12	0,07
	Botom Shell	0,21	0,02	0,16
Base damage factor for thinning - D_{fB}	Head	360,00	10,00	80,00
	Upper Shell	620,00	1,00	1,00
	Mid Shell	200,00	1,00	10,00
	Botom Shell	60,00	1,00	1,00
Probabilitas Kegagalan		4	2	3

Management Factor system – faktor sistem manajemen tidak diteliti pada penelitian ini. Nilai F_{ms} diasumsikan 1 karena tidak mempengaruhi perhitungan. Dengan menggunakan rumus probabilitas maka nilai kemungkinan terjadinya kegagalan peralatan dalam setahun adalah sebagai berikut:

Tabel 4-14. Nilai kemungkinan terjadinya kegagalan peralatan dalam setahun

Item ID	$P_f(t) = gff \cdot D_f \cdot F_{MS}$	Probabilitas per tahun
<i>Gas Lift Separator Vessel</i>	$3.06 \times 10^{-5} \cdot 620 \cdot 1$	0,02
<i>HP Separator Vessel</i>	$3.06 \times 10^{-5} \cdot 10 \cdot 1$	$3,06 \times 10^{-04}$
<i>Test Separator Vessel</i>	$3.06 \times 10^{-5} \cdot 80 \cdot 1$	$2,45 \times 10^{-03}$

4.2.2 Analisa Konsekuensi Kegagalan (CoF)

Analisa konsekuensi kegagalan pada penelitian API RBI ditujukan untuk membantu menentukan posisi suatu peralatan berdasarkan nilai resiko. Terdapat 2 metode dalam menerapkan pendekatan analisa konsekuensi kegagalan, yaitu analisa Level 1 dan analisa Level 2. Analisa Level 1 merupakan metode analisa yang disederhanakan sedangkan analisa Level 2 merupakan metode analisa yang lebih mendalam. Analisa level 1 hanya ditentukan untuk bahan atau material yang terbatas. Sedangkan analisa Level 2 dapat diterapkan pada berbagai macam bahan berbahaya. Penelitian ini akan menggunakan analisa Level 1 karena *fluida service* nya bukan merupakan bahan berbahaya yang signifikan.

Analisa konsekuensi kegagalan dilakukan dengan mengikuti 12 langkah berikut:

- Menentukan fluida terlepas, sifat-sifatnya, dan fasa fluida terlepas
- Menentukan diameter lubang kebocoran
- Menghitung laju kebocoran
- Memperkirakan jumlah fluida yang dapat terlepas
- Menentukan tipe kebocoran
- Memperkirakan pengaruh sistem deteksi dan isolasi – N/A
- Menentukan laju dan total massa fluida terlepas
- Menghitung konsekuensi kebakaran atau ledakan – N/A
- Menghitung konsekuensi keracunan – N/A
- Menghitung non-flammable dan non-toxic – N/A
- Menghitung konsekuensi kerusakan alat dan pekerja cidera
- Menghitung konsekuensi financial

4.2.2.1 Sifat Kemungkinan Fluida Terlepas

Tingkat *flammability* dan *toxic* dari ketiga alat yang diteliti dapat dikategorikan sedang karena *crude oil* tidak memiliki tingkat *flammability* seberbahaya gas. Temperatur *service* dari ketiga alat tersebut masih jauh dibawah temperatur *auto ignition crude oil*, sehingga kemungkinan terjadi kebakaran karena pengaruh panas operasi tidak mungkin terjadi. Berikut adalah tabel yang menunjukkan sifat dari fluida terkandung dalam ketiga *vessel*.

Tabel 4-15. Sifat fluida yang terkandung dalam ketiga *vessel*

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (*F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto-Ignition Temp. (*F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	Note 1	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.347E4	1.466E-8	N/A	696
C5	72	39.03	97	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.6E-4	5.3E-8	N/A	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	Note 1	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.658E-08	N/A	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
Water	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A

Sebagian besar fluida yang terkandung dalam ketiga *vessel* adalah minyak mentah yang direpresentasikan oleh Fluid C₁₇-C₂₅ pada tabel diatas. Selain minyak, fluida yang terkandung lainnya adalah air dan gas dalam jumlah yang sangat sedikit sehingga dapat diabaikan dalam pengaruh konsekuensi fluida terlepas. Kandungan air dan gas pada *Gas Lift Separator Vessel* lebih banyak dibanding kedua *vessel* lain sehingga laju korosinya pun lebih tinggi.

4.2.2.2 Representasi Lubang Bocor

Dalam menentukan laju aliran fluida terlepas maka akan digunakan 4 variabel lubang yang mungkin terbentuk akibat kegagalan peralatan yaitu ¼, 1, 4 dan 16 inch. Dengan membandingkan lubang bocor dengan tekanan operasi maka akan didapat laju kebocoran. Kemudian total fluida yang terlepas pun dihitung. Fasa fluida yang terlepas diasumsikan akan tetap sebagai *crude oil (liquid)*.

4.2.2.3 Laju Kebocoran Teori

Laju kebocoran dipengaruhi oleh besar diameter lubang bocor dan tekanan pada peralatan. Berikut adalah rumus yang dipakai untuk menentukan laju kebocoran secara teori.

$$W_n = C_d \cdot K_{v,n} \cdot \rho_l \cdot \frac{A_n}{C_1} \sqrt{\frac{2 \cdot g_c \cdot (P_s - P_{atm})}{\rho_l}}$$

- W_n adalah laju kebocoran dalam kg/s
 C_d adalah konstanta, 0,61
 $K_{v,n}$ adalah konstanta faktor koreksi viskositas, 1
 ρ_l adalah massa jenis atau densitas fluida representative
 A_n adalah luas lubang bocor
 C_1 adalah konstanta satuan SI
 g_c adalah grafitasi
 P_s adalah tekanan operasi peralatan
 P_{atm} adalah tekanan atmosfer

Gas lift Separator Vessel memiliki tekanan operasi paling tinggi dibandingkan dengan peralatan lain yang diteliti. *HP Separator Vessel* dan *Test Separator Vessel* memiliki laju kebocoran yang sama karena memiliki tekanan operasi yang sama. Berikut adalah tabel hasil perhitungan dari laju aliran kebocoran, dan total fluida terlepas.

Tabel4-16. Perhitungan laju aliran kebocoran

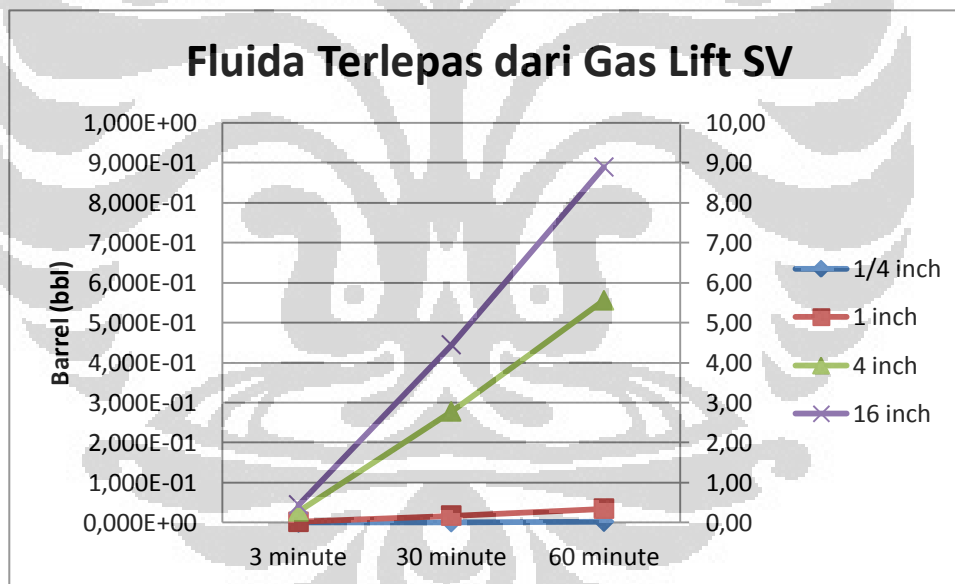
Laju Aliran Kebocoran (kg/s)				
Item	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture (16 inch)
Gas Lift Separator Vessel	$7,429 \times 10^{-5}$	$1,189 \times 10^{-3}$	$1,902 \times 10^{-2}$	0,304
HP Separator Vessel	$2,279 \times 10^{-5}$	$3,646 \times 10^{-4}$	$5,834 \times 10^{-3}$	0,093
Test Separator Vessel	$2,279 \times 10^{-5}$	$3,646 \times 10^{-4}$	$5,834 \times 10^{-3}$	0,093

4.2.2.4 Jumlah Fluida yang Dapat Terlepas

Berikut adalah tabel-tabel dan grafik-grafik yang memperlihatkan jumlah minyak dalam barrel (bbl) yang terlepas dalam waktu tertentu dan besar lubang tertentu. Dari hasil perhitungan tersebut, hanya kebocoran rupture saja yang patut diwaspadai meski pun kebocoran lain juga perlu mendapat perhatian. Perlu diingat bahwa pada setiap grafik dibawah jumlah barrel yang terlepas dari lubang 16 inch atau kebocoran *rupture* ditunjukkan pada axis sekunder di sebelah kanan karena perbedaan yang mencolok dengan kebocoran pada lubang lain.

Tabel4-17. Jumlah total fluida terlepas (dalam barrel) pada Gas Lift Separator Vessel

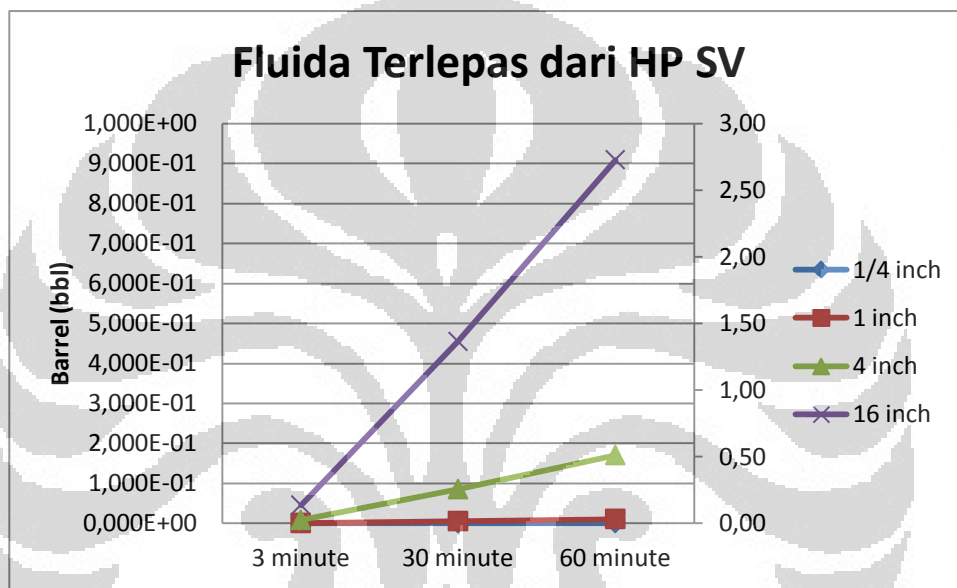
Jumlah Total Fluida Terlepas (dalam barrel) pada Gas Lift Separator Vessel				
Size hole	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture (16 inch)
3 minute	$1,085 \times 10^{-4}$	$1,736 \times 10^{-03}$	$2,778 \times 10^{-02}$	$4,445 \times 10^{-01}$
30 minute	$1,085 \times 10^{-03}$	$1,736 \times 10^{-02}$	$2,778 \times 10^{-01}$	4,445
60 minute	$2,171 \times 10^{-03}$	$3,473 \times 10^{-02}$	$5,557 \times 10^{-01}$	8,891



Gambar4-10. Fluida terlepas dari Gas Lift SV

Tabel 4-18. Jumlah total fluida terlepas (dalam barrel) pada HP *Separator Vessel*

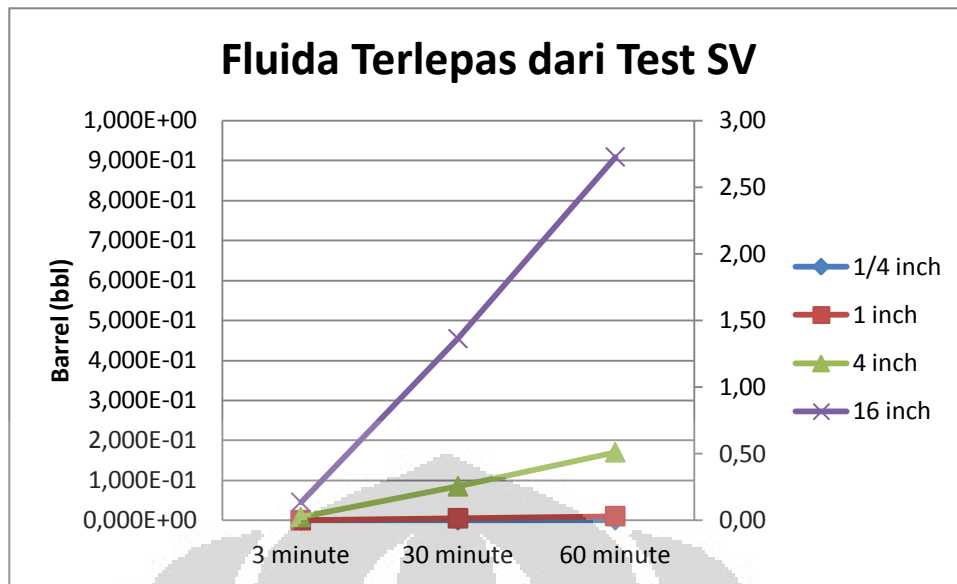
Jumlah Total Fluida Terlepas (dalam barrel) pada HP <i>Separator Vessel</i>				
Size hole	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture (16 inch)
3 minute	3,329E-05	5,326E-04	8,522E-03	0,14
30 minute	3,329E-04	5,326E-03	8,522E-02	1,36
60 minute	6,658E-04	1,065E-02	1,704E-01	2,73



Gambar4-11. Fluida terlepas dari HP SV

Tabel4-19. Jumlah total fluida terlepas (dalam barrel) pada *Test Separator Vessel*

Jumlah Total Fluida Terlepas (dalam barrel) pada <i>Test Separator Vessel</i>				
Size hole	¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture (16 inch)
3 minute	3,329E-05	5,326E-04	8,522E-03	0,14
30 minute	3,329E-04	5,326E-03	8,522E-02	1,36
60 minute	6,658E-04	1,065E-02	1,704E-01	2,73



Gambar4-12. Fluida terlepas dari test SV

4.2.2.5 Tipe Kebocoran

Tipe kebocoran yang dapat terjadi ada dua macam yaitu instan atau kontinu. Kebocoran instan merupakan kebocoran yang sangat fatal karena dalam waktu singkat, banyak fluida terlepas. API RBI membatasi perbedaan antara dua jenis tipe kebocoran tersebut dengan besaran 4536 kgs. Jika dalam waktu kurang atau sama dengan 3 menit jumlah besaran tersebut tercapai maka tipe kebocorannya adalah instan. Berikut adalah waktu yang dibutuhkan masing-masing vessel untuk mencapai besar tersebut.

Tabel4-20. Waktu yang dibutuhkan masing-masing vessel dengan 4 tipe lubang untuk mencapai 4536 kgs

Waktu yang dibutuhkan	1/4 inch	1 inch	4 inch	16 inch
Gas Lift Separator Vessel				
detik	6,105E+07	3,816E+06	2,385E+05	1,491E+04
Jam	16.960	1.060	66	4
Hari	707	44	3	0
HP Separator Vessel				
detik	1,990E+08	1,244E+07	7,775E+05	4,860E+04
jam	55.291	3.456	216	13
Hari	2.304	144	9	1
Test Separator Vessel				
detik	1,990E+08	1,244E+07	7,775E+05	4,860E+04
jam	55.291	3.456	216	13
hari	2.304	144	9	1

Dari tabel tersebut diatas, semua *vesse/* membutuhkan waktu lebih dari 180 detik atau 3 menit untuk melepaskan 4536 kgs. Jadi dapat disimpulkan bahwa tipe kebocoran yang mungkin terjadi adalah kontinu.

4.2.2.6 Luas Daerah Terdampak

Langkah selanjutnya adalah menentukan luas daerah yang terdampak dari terjadinya kebocoran. Cara menentukan nilai tersebut adalah dengan mengikuti rumus dari API 581 edisi Kedua seperti pada persamaan berikut.

$$CA = a \cdot X^b \quad \text{dengan}$$

CA adalah Consequence Area atau luas daerah terdampak

a dan b adalah konstanta dari API 581 edisi Kedua

dan X adalah laju kebocoran jika tipe kebocoran adalah kontinu dan massa fluida jika tipe kebocoran adalah instan.

Berikut adalah acuan nilai terhadap luas daerah terdampak sesuai API 581 edisi Kedua.

Tabel 4-21. Kategori nilai acuan terhadap luas daerah terdampak

Consequence Category (2)	
Category	Range (m ²)
A	$CA \leq 9.29$
B	$9.29 < CA \leq 92.9$
C	$92.9 < CA \leq 279$
D	$279 < CA \leq 929$
E	$CA > 929$

Sesuai dengan rumus dan acuan nilai diatas, Tabel 4.22 berikut adalah nilai kategori dari masing-masing *pressure vessel* untuk empat tipe lubang kebocoran.

Tabel4-22. Nilai kategori masing-masing *pressure vessel* untuk empat ukuran lubang

Nama <i>Pressure Vessel</i>	Ukuran Lubang	CA dalam m ²	Kategori Konsekuensi
<i>Gas Lift Separator</i>	¼ inch	$7,28 \times 10^{-04}$	A
	1 inch	$8,82 \times 10^{-03}$	A
	4 inch	0,107	A
	16 inch (rupture)	1,297	A
<i>HP Separator</i>	¼ inch	$2,51 \times 10^{-04}$	A
	1 inch	$3,05 \times 10^{-03}$	A
	4 inch	0,037	A
	16 inch (rupture)	0,448	A
<i>Test Separator</i>	¼ inch	$2,51 \times 10^{-04}$	A
	1 inch	$3,05 \times 10^{-03}$	A
	4 inch	0,037	A
	16 inch (rupture)	0,448	

4.2.3 Tingkat Resiko Peralatan

Dari hasil perhitungan probabilitas kegagalan dan konsekuensi kegagalan setiap peralatan pada dua sub bab diatas, berikut adalah tingkat resiko untuk masing-masing *vessel*.

Tabel4-23. Tingkat resiko masing-masing *vessel*

Nama <i>Pressure Vessel</i>	ID	PoF	CoF	Risk
<i>Gas Lift Separator</i>	GL	4	A	Medium
<i>HP Separator</i>	HP	2	A	Low
<i>Test Separator</i>	T	3	A	Low

PoF	5					
	4	GL				
	3	HP				
	2	T				
	1					
		A	B	C	D	E
CoF						

Gambar 4-13. Plot resiko ketiga *pressure vessel* pada Matriks Resiko 5 x 5



BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berikut adalah kesimpulan-kesimpulan hasil pembahasan terhadap data yang diolah dan dibandingkan dengan literatur yang ada:

1. Berdasarkan analisa RBI diperoleh bahwa *Gas Lift Separator Vessel* memiliki tingkat resiko *medium* dan kedua vessel yang lain memiliki tingkat resiko *low*.
2. Mekanisme kegagalan yang terjadi pada ketiga vessel tersebut adalah penipisan atau *thinning*. Jenis penipisan yang terjadi adalah penipisan lokal pada Gas Lift Separator Pressure Vessel dan penipisan merata pada HP Separator dan Test Separator Pressure Vessel.
3. Penggunaan metode RBI ini dapat mengurangi biaya inspeksi dibandingkan inspeksi berdasarkan waktu/ *time based inspection*.

5.2 Saran

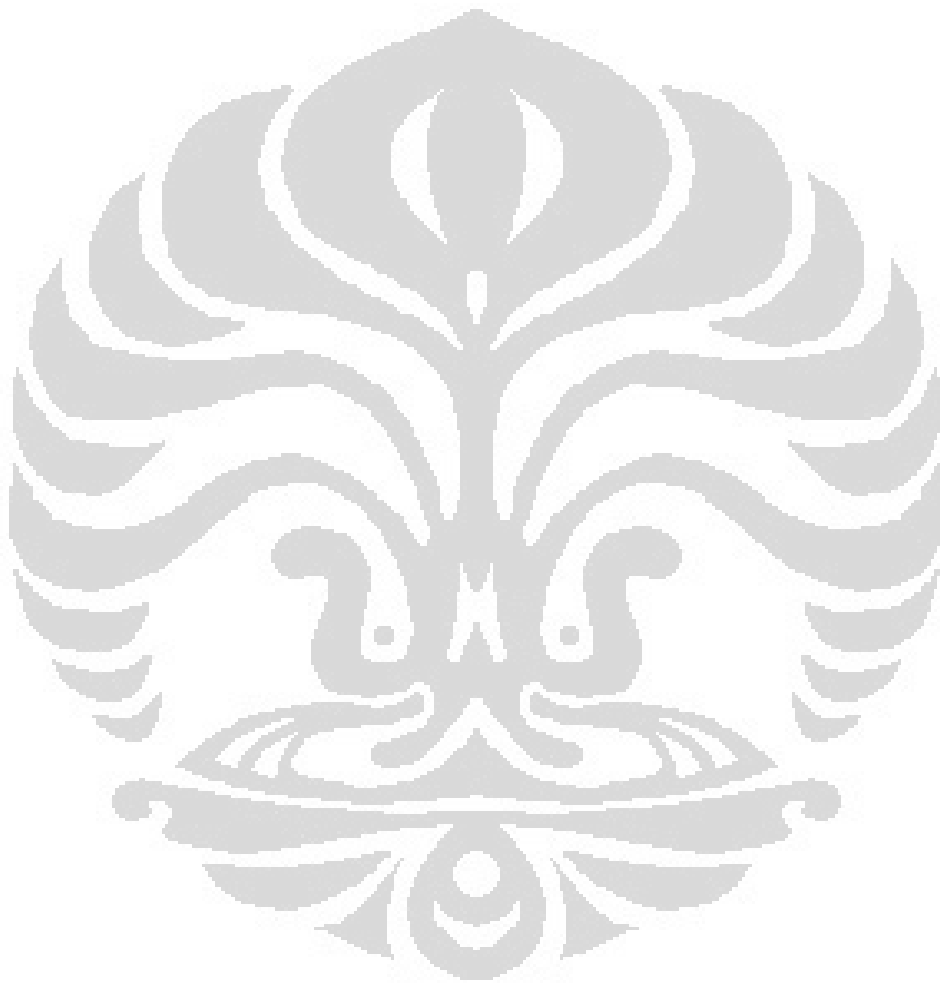
- 1) Inspeksi yang disarankan dapat berupa kombinasi dari pengamatan visual, ultrasonic straight beam testing, eddy current testing, Flux leakage, dan Radiography testing.
- 2) Jika diijinkan untuk mengakses biaya inspeksi rutin yang dikeluarkan oleh suatu perusahaan, maka bisa dilakukan pembelajaran lebih jauh lagi sejauh mana metode RBI ini dapat mengurangi biaya inspeksi jika dibandingkan dengan metode inpeksi berdasarkan rentang waktu/*time based inspection* yang masih berlaku di Indonesia.

DAFTAR PUSAKA

- Fontana M. G., *Corrosion Engineering* (New York, McGraw Hill, 1986)
- Prayer J. H., W. K. Boyd, D. B. Dipold, W. H. Fisher, *Mater. Perform.*, May-Nov. 1980.
- Agarwala V. S., *Control of Corrosion and Service Life*, Paper No. 04257 (NACE Conference CORROSION 2004, New Orleans, USA, 2004)
- Uhlig H. H., R. W. Revie, *Corrosion and Corrosion Control* (New York: Wiley, 1985)
- Dillon P. C., *Forms of Corrosion: Recognition and Prevention* (Houston: NACE International, 1982)
- Byars H. G., *Corrosion Control in Petroleum Production*, Publication 5, 2nd edn (Houston: NACE International, 1999)
- Miller J. D. A., A. K. Tiller, *Microbial Aspects of Metallurgy* (New York: American Elsevier, 1970)
- West J. M., *Basic Corrosion and Oxidation* (Chichester: Ellis Horwood Publishers, 1986)
- API Publication 580, *Recommended Practice for Risk Based inspection* - 1st edition (Washington D. C.: American Petroleum Institute, 2002)
- API Publication 581, *Risk Based inspection, Base Resource Document* - 1st edition (Washington D. C.: American Petroleum Institute, 2000)
- API Publication 510, *Pressure Vessel Inspection Code* (Washington D. C.: American Petroleum Institute, 2000)
- API Publication 570, *Piping Inspection Code* (Washington D. C.: American Petroleum Institute, 2001)
- Anderson S., *Risk Based Inspection Case Studies*, Annual PSM Symposium, 2001
- Peterson R., *Risk Based Inspection as part of an overall Inspection Management Program*
- Reynold J. T., *The API Methodology for risk-based inspection analysis for the petroleum and petrochemical industry*, (Texas: API, 1998)

Speck J. B., Abdolreza T. M. Iravani, *Industry survey of risk-based life management practices* (Canada: ASME PVP 2002 Conference, 2002)

Antaki G., *Risk Based Inspection in Refineries, Petrochemical Plants and Oil/Gas Plants*



Lampiran 1 Tabel Referensi

Nilai generic kegagalan dari API 581 edisi Kedua, September 2008

Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8]

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.06E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Nilai generik kegagalan dari API 581 edisi Pertama, Mei 2000

Table 8-1—Suggested Generic Equipment Failure Frequencies

Equipment Type	Data Source (References)	Leak Frequency (per year for four hole sizes)			
		1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
Centrifugal Pump, single seal	1	6×10^{-2}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Centrifugal Pump, double seal	1	6×10^{-3}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Column	2	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Compressor, Centrifugal	1		1×10^{-3}	1×10^{-4}	
Compressor, Reciprocating	6		6×10^{-3}	6×10^{-4}	
Filter	1	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Fin/Fan Coolers	3	2×10^{-3}	3×10^{-4}	5×10^{-8}	2×10^{-8}
Heat Exchanger, Shell	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Heat Exchanger, Tube Side	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Piping, 0.75 in. diameter, per ft	3	1×10^{-5}			3×10^{-7}
Piping, 1 in. diameter, per ft	3	5×10^{-6}			5×10^{-7}
Piping, 2 in. diameter, per ft	3	3×10^{-6}			6×10^{-7}
Piping, 4 in. diameter, per ft	3	9×10^{-7}	6×10^{-7}		7×10^{-8}
Piping, 6 in. diameter, per ft	3	4×10^{-7}	4×10^{-7}		8×10^{-8}
Piping, 8 in. diameter, per ft	3	3×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 10 in. diameter, per ft	3	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 12 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 16 in. diameter, per ft	3	1×10^{-7}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, > 16 in. diameter, per ft	3	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	1×10^{-8}
Pressure Vessels	2	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Reactor	2	1×10^{-4}	3×10^{-4}	3×10^{-5}	2×10^{-5}
Reciprocating Pumps	7	0.7	.01	.001	.001
Atmospheric Storage Tank	5	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-5}

Table 5.8M – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	8.669	0.98			55.13	0.95			6.469	0.67			163.7	0.62		
C ₃ -C ₄	10.13	1.00			64.23	1.00			4.590	0.72			79.94	0.63		
C ₅	5.115	0.99	100.6	0.89	62.41	1.00			2.214	0.73	0.271	0.85	41.38	0.61		
C ₆ -C ₈	5.846	0.98	34.17	0.89	63.98	1.00	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.180	0.55
C ₉ -C ₁₂	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53
C ₁₃ -C ₁₆			12.11	0.90			196.7	0.92			0.086	0.88			1.714	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			3.785	0.90			165.5	0.92			0.021	0.91			1.068	0.91
C ₂₅ +			2.099	0.91			103.0	0.90			0.006	0.99			0.284	0.99
H ₂	13.13	0.992			86.02	1.00			9.605	0.657			216.5	0.618		
H ₂ S	6.554	1.00			38.11	0.89			22.63	0.63			53.72	0.61		
HF																
Aromatics	3.952	1.097	21.10	1.00	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1.00	83.68	0.713	143.6	1.00
Styrene	3.952	1.097	21.10	1.00	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1.00	83.68	0.713	143.6	1.00
CO	0.040	1.752							10.97	0.667						
DEE	9.072	1.134	164.2	1.106	67.42	1.033	976.0	0.649	24.51	0.667	0.981	0.919			1.090	0.919
Methanol	0.005	0.909	340.4	0.934					4.425	0.667	0.363	0.900				
PO	3.277	1.114	257.0	0.960					10.32	0.667	0.629	0.869				
EEA	0	1.035	23.96	1.00					1.261	0.667	14.13	1.00				
EE	2.595	1.005	35.45	1.00					6.119	0.667	14.79	1.00				
EG	1.548	0.973	22.12	1.00					1.027	0.667	14.13	1.00				
EO	6.712	1.069							21.46	0.667						
Pyrophoric	2.419	0.98	24.60	0.90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53

Table 9-7—Effectiveness of Inspection Techniques for Various Damage Types

Inspection Technique	Thinning	Surface Connected Cracking	Subsurface Cracking	Microfissuring/ Microvoid Formation	Metallurgical Changes	Dimensional Changes	Blistering
Visual Examination	1-3	2-3	X	X	X	1-3	1-3
Ultrasonic Straight Beam	1-3	3-X	3-X	2-3	X	X	1-2
Ultrasonic Shear Wave	X	1-2	1-2	2-3	X	X	X
Fluorescent Magnetic Particle	X	1-2	3-X	X	X	X	X
Dye Penetrant	X	1-3	X	X	X	X	X
Acoustic Emission	X	1-3	1-3	3-X	X	X	3-X
Eddy Current	1-2	1-2	1-2	3-X	X	X	X
Flux Leakage	1-2	X	X	X	X	X	X
Radiography	1-3	3-X	3-X	X	X	1-2	X
Dimensional Measurements	1-3	X	X	X	X	1-2	X
Metallography	X	2-3	2-3	2-3	1-2	X	X

1 = Highly effective 2 = Moderately effective 3 = Possibly effective X = Not normally used

