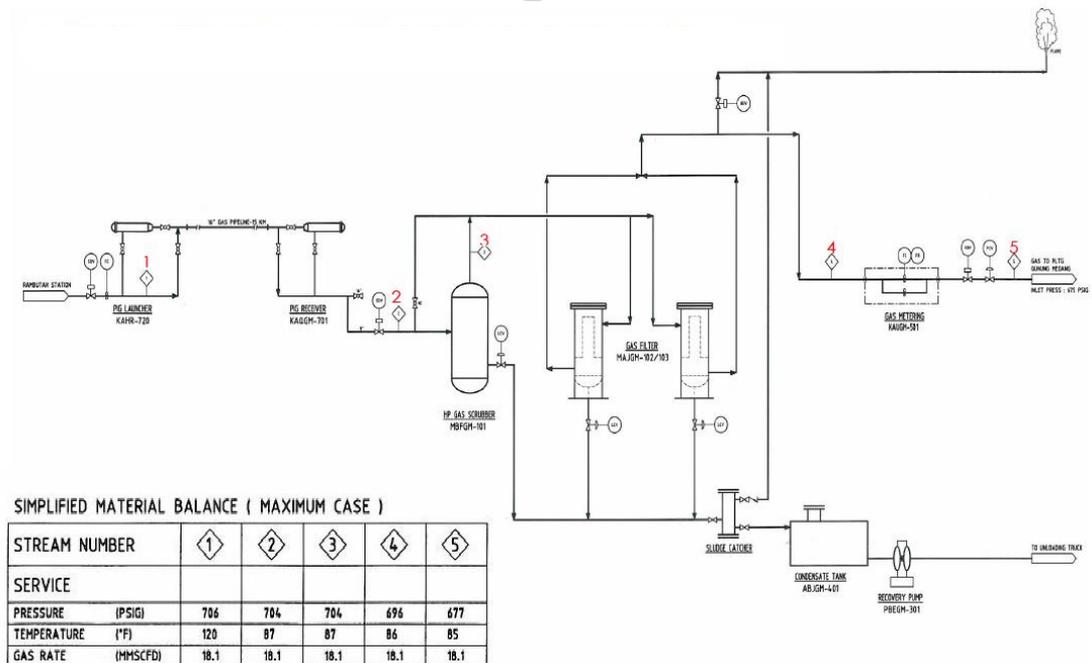


BAB 4 PEMBAHASAN

4.1 Analisa Klasifikasi Awal

4.1.1 Analisa Ruang Lingkup RBI

Berdasarkan ruang lingkup yang telah ditentukan di awal bahwa penelitian ini akan dilaksanakan pada suatu stasiun pengolahan gas X pada PT.Y. Berikut ini diagram alir proses stasiun pengolahan gas:



Gambar 4.1. Diagram Alir Proses Stasiun Pengolahan Gas (PFD)

Sesuai dengan PFD tersebut maka dapat ditentukan beberapa peralatan yang akan menjadi ruang lingkup penelitian RBI. Penentuan peralatan tersebut sesuai dengan langkah pada metode penelitian yang telah diterangkan sebelumnya. Dimana pada penyaringan awal akan ditentukan batas fisik dan batas operasi. Dalam penentuan batas fisik, fasilitas yang akan diteliti yaitu stasiun pengolahan gas yang terdiri dari beberapa unit proses yaitu:

- a. Unit pemisahan dan penyaringan

Unit ini memiliki fungsi utama untuk memisahkan antara gas dan cairan yang masuk ke stasiun gas dan memastikan gas yang akan dikirim kering dan bersih sesuai dengan persyaratan permintaan pasar.

b. Unit *recovery*

Unit ini memiliki fungsi utama mengambil dan mengumpulkan cairan dari hasil pemisahan dengan gas sehingga dapat dimanfaatkan kembali dan bernilai ekonomis.

c. Unit pengukuran

Unit pengukuran berfungsi untuk menghitung volume gas yang akan dialirkan ke titik penjualan.

Ketiga unit tersebut diatas saling berhubungan dan saling mempengaruhi satu sama lain oleh karena itu ketiga unit tersebut akan dimasukkan kedalam ruang lingkup batas fisik analisa RBI. Berdasarkan unit yang dipilih maka lebih detail dapat ditentukan peralatan yang akan masuk dalam ruang lingkup analisis RBI. Berikut ini peralatan yang akan dimasukkan dalam analisis RBI berdasarkan unit proses:

- a. Unit pemisahan dan penyaringan: *HP scrubber, Filter*
- b. Unit *recovery*: *sludge tank, condensate tank, Flare*
- c. Unit pengukuran: *Metering system*

Setelah menentukan batas fisik maka analisa yang dilakukan berikutnya yaitu menentukan batas operasi. Berdasarkan sistem operasi, stasiun pengolahan gas bekerja secara terus menerus atau beroperasi berkesinambungan serta tidak bersifat siklus atau *batch*. Untuk kondisi *shut down* dan *start up* proses operasi stasiun gas adalah bukan hal yang sering terjadi pada stasiun gas karena operasinya bersifat berkesinambungan sehingga kondisi operasi seperti ini dapat diabaikan dalam analisa. Pada penentuan batas operasi berdasarkan kondisi aktual operasi stasiun gas maka analisa RBI pada penelitian ini akan difokuskan pada operasi berkesinambungan.

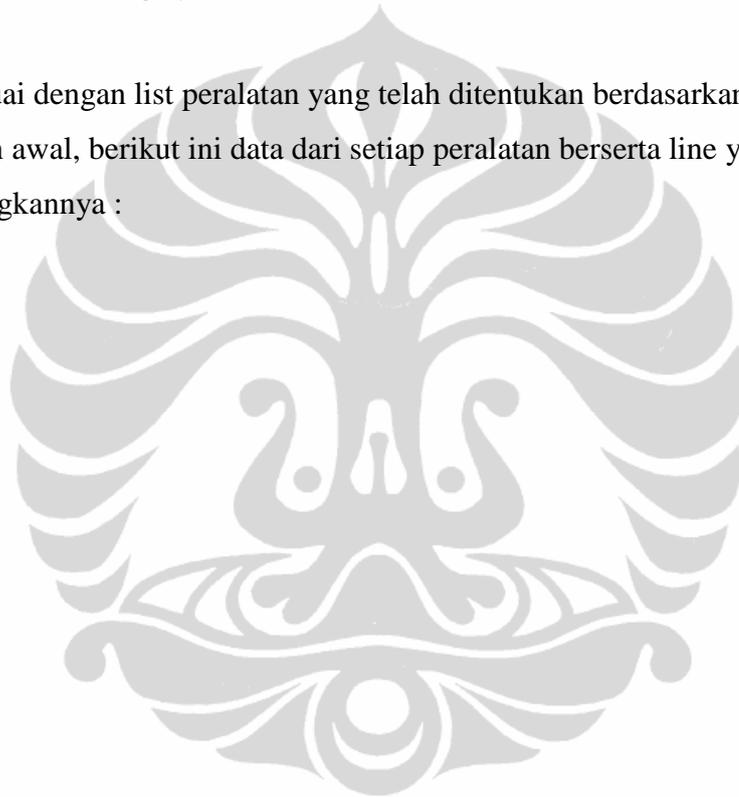
4.1.2 Hasil Pengumpulan Data dan Informasi

Berdasarkan analisa klasifikasi awal yang telah dilakukan maka dapat dilakukan pengumpulan data dan informasi yang lebih efisien sesuai dengan kebutuhan yang diperlukan dalam melakukan analisa RBI pada penelitian ini.

Dari hasil klasifikasi awal maka berikut ini list peralatan yang akan masuk dalam ruang lingkup analisa RBI berdasarkan batasan fisik dan batasan operasi :

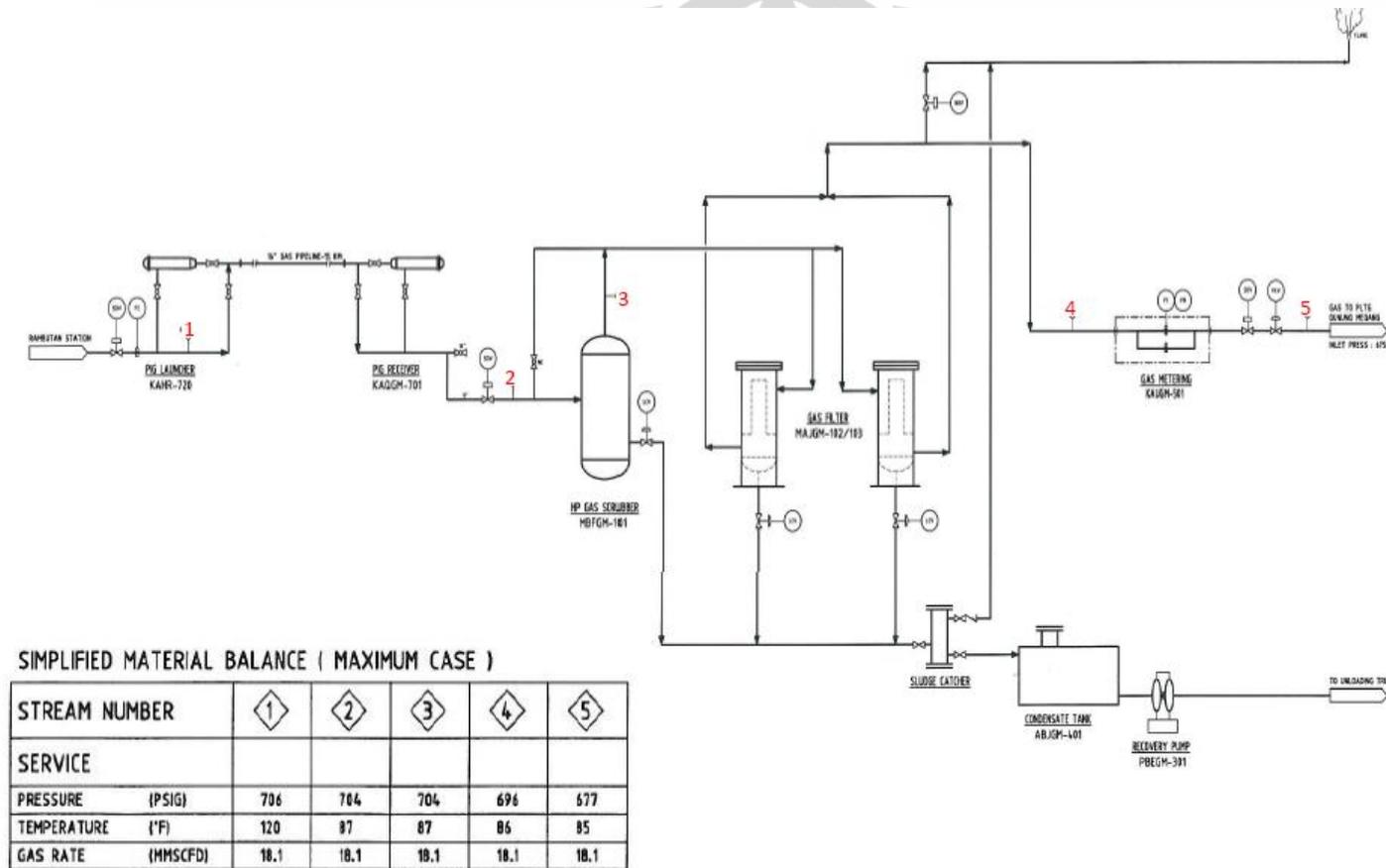
- *HP scrubber*
- *Gas filter*
- *Sludge Tank*
- *Condensate tank*
- *Flare*
- *Metering System*

Sesuai dengan list peralatan yang telah ditentukan berdasarkan hasil penyaringan awal, berikut ini data dari setiap peralatan beserta line yang menghubungkannya :





A. Diagram Alir Proses Stasiun Pengolahan Gas X dan Komposisi Fluida

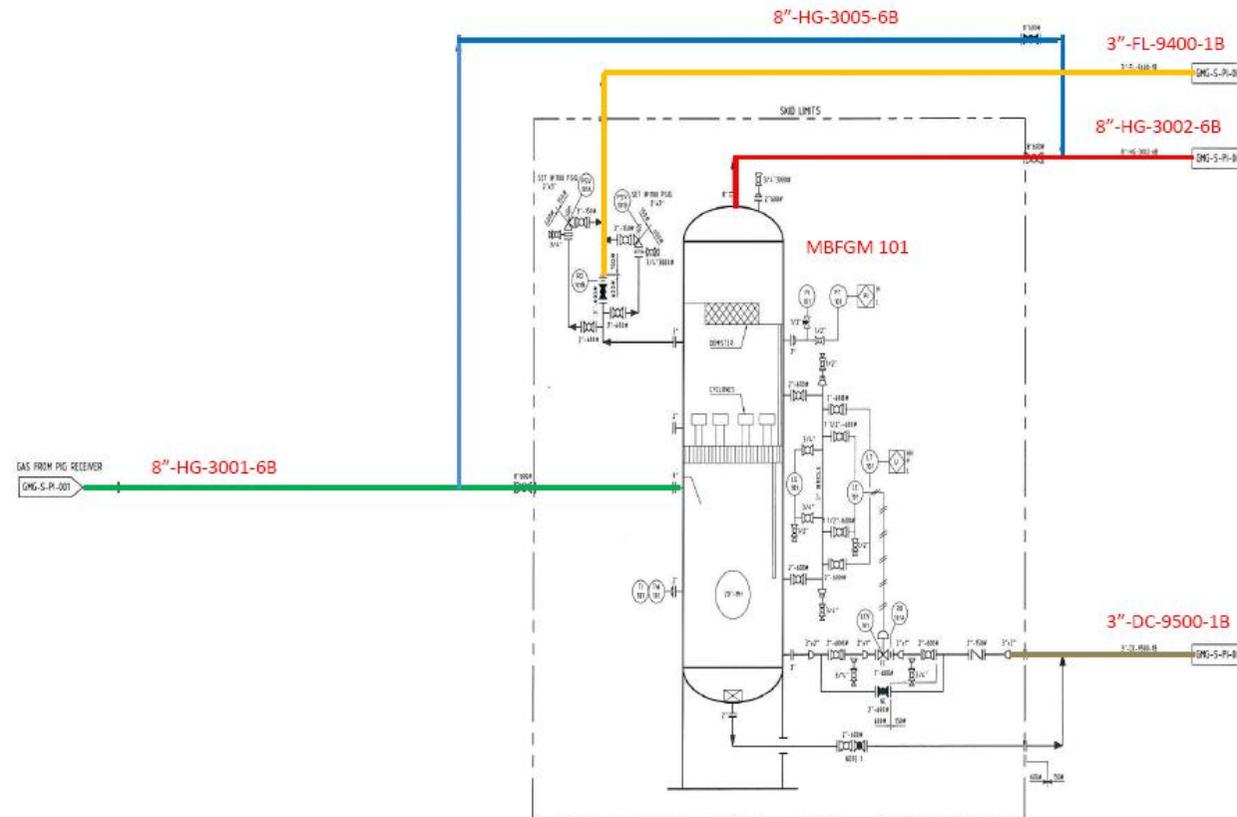


Gambar 4.2. Diagram Alir Proses Stasiun Pengolahan Gas X

Tabel 4.1. Komposisi Fluida Stasiun Pengolahan Gas

STREAM NO.	1	2	3	4	5
V/L STATE	VAPOR	VAPOR	VAPOR	VAPOR	VAPOR
VAPOR FRACTION (molar)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
PRESSURE (psig)	706	704	704	696	677
TEMPERATURE (*F)	120	87	87	86	85
COMPOSITION (MOL FRAC.)					
H ₂ O	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
Carbon dioxide (CO ₂)	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125
Nitrogen (N ₂)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Methane (C ₁)	0.9261	0.9261	0.9261	0.9261	0.9261
Ethane (C ₂)	0.0338	0.0338	0.0338	0.0338	0.0338
Propane (C ₃)	0.0178	0.0178	0.0178	0.0178	0.0178
i-Butane (iC ₄)	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032	0.0032
n-Butane (nC ₄)	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035	0.0035
i-Pentane (iC ₅)	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
n-Pentane (nC ₅)	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008
C ₆ +	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
Molar Flow (MMSCFD)	18.10	18.10	18.10	18.10	18.10
Mass Flow (lb/h)	35420	35420	35420	35420	35420
Standard Liquid Vol. Flow - Oil (bbl/d)	-	-	-	-	-
Standard Liquid Vol. Flow - Water (bbl/d)	-	-	-	-	-
Molecular weight	17.82	17.82	17.82	17.82	17.82
Density (lb/ft ³)	2.28	2.46	2.46	2.44	2.37
Viscosity (cP)	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013

B. Peralatan pada *HP Gas Scrubber*



Gambar 4.3. Diagram Pipa dan Instrument (*P&ID*) *HP Scrubber*

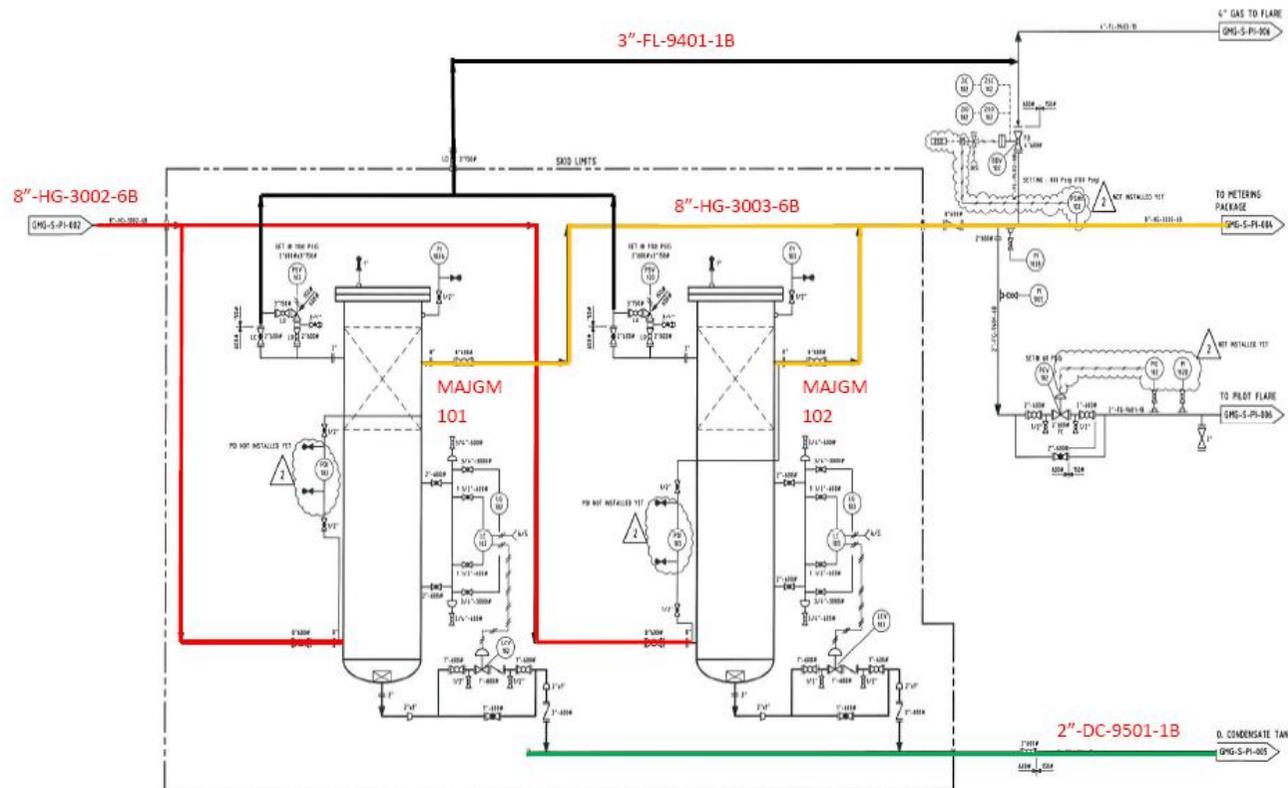


Gambar 4.4. *HP Scrubber*

Tabel 4.2. Kategori dan Tipe Alat pada *HP Scrubber*

No	Nama Alat	Tipe	Dari	Sampai	Fasa Fluida	Kategori	Catatan
1	8"-HG-3001-6B	<i>Pipe – 8 inch</i>	<i>Piping ke Gas Scrubber MBFGM 101</i>		Gas	C	Berdasarkan P&ID GMG-P-PI-002
2	8"-HG-3002-6B	<i>Pipe – 8 inch</i>	<i>Piping Gas filter MAJGM 102/103</i>		Gas	C	
3	8"-HG-3005-6B	<i>Pipe – 8 inch</i>	<i>Piping Bypass dari 8"-HG-3001-6B ke 8"-HG-3002-6B</i>		Gas	C	
4	3"-FL-9402-1B	<i>Pipe – 3 inch</i>	<i>Scrubber MBFGM 101</i>	<i>Flare</i>	Gas	A	
5	MBFGM 101	<i>Scrubber –27</i>	<i>Gas Scrubber</i>		Gas	C	
6	2"-DC-9500-1B	<i>Pipe – 2 inch</i>	<i>Scrubber MBFGM 101</i>	<i>Condensate tank</i>	Cairan	A	

C. Peralatan pada Gas filter



Gambar 4.5. Diagram Pipa dan Instrument (P&ID) Gas filter

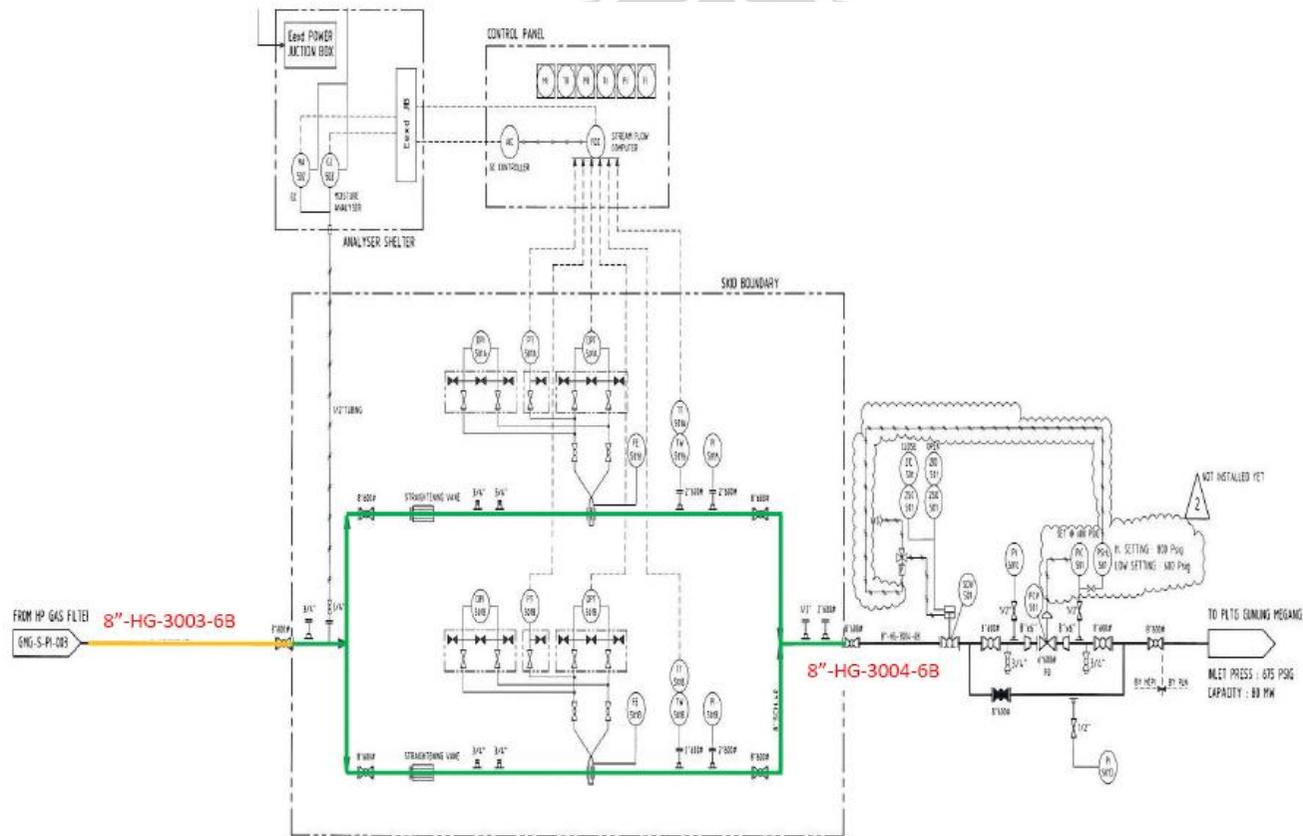


Gambar 4.6. Gas filter

Tabel 4.3. Kategori dan Tipe Alat pada Gas filter

No	Nama Alat	Tipe	Dari	Sampai	Fasa Fluida	Kategori	Catatan
7	6"-SHGO	Pipe – 6 inch	Piping dari HP Gas filter ke 8" HG-3003-6B		Gas	C	Berdasarkan P&ID GMG-P-PI-003
8	8"-HG-3003-6B	Pipe – 8 inch	Piping ke Metering dari Gas filter		Gas	C	
9	MAJGM 101	Filter– 20 inch	Gas filter		Gas	C	
10	MAJGM 102	Filter – 20 inch	Gas filter		Gas	C	
11	3"-FL-9401-1B	Pipe – 3 inch	Piping ke Flare		Gas	A	
12	2"-DC-9501-1B	Pipe – 2 inch	Gas filter	Condensate tank	Cairan	A	
13	3"-FL-9402-1B	Pipe – 3 inch	Piping ke Flare		Gas	A	
14	3"-FL-9403-1B	Pipe – 3 inch	Piping ke Flare		Gas	A	

D. Peralatan pada Gas Metering



Gambar 4.7. Diagram Pipa dan Instrument (P&ID) Gas Metering

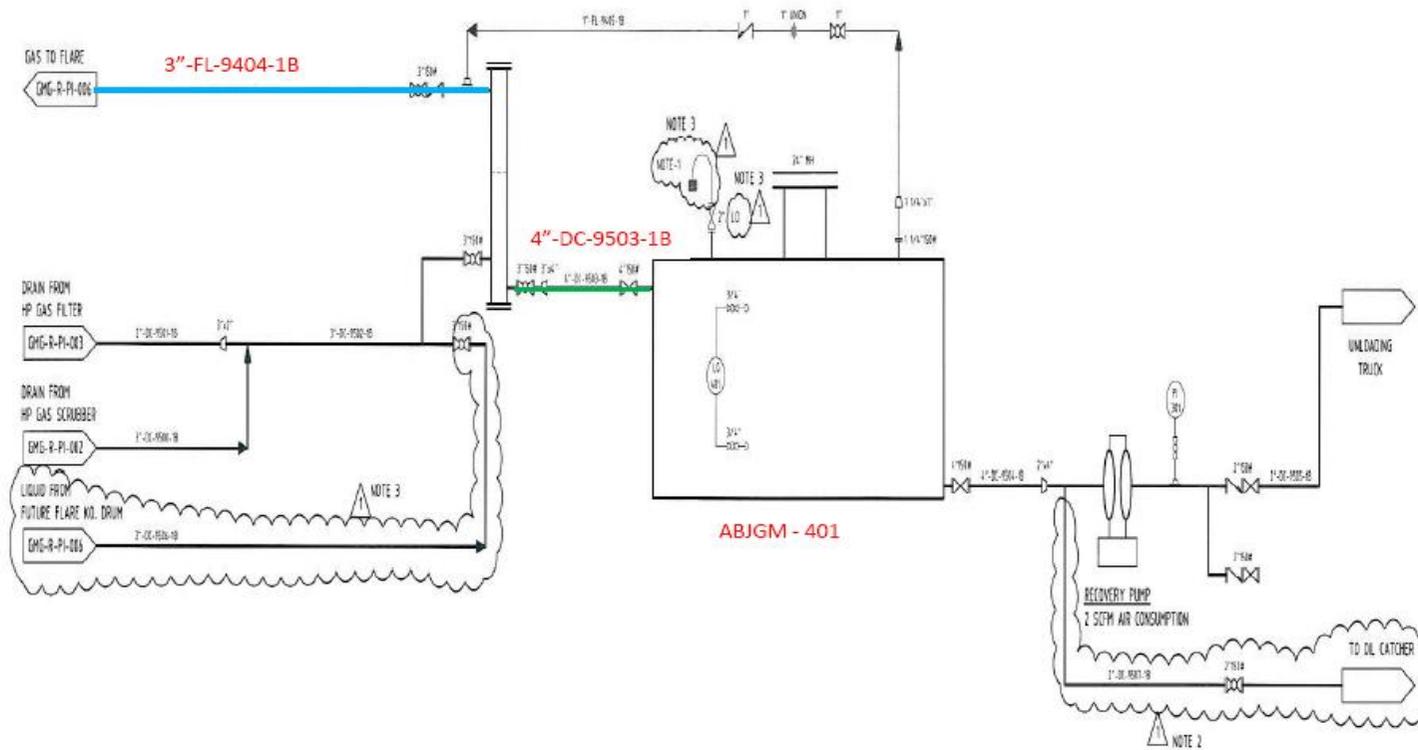


Gambar 4.8. *Gas Metering*

Tabel 4.4. Kategori dan Tipe Alat pada *Gas Metering*

No	Nama Alat	Tipe	Dari	Sampai	Fasa Fluida	Kategori	Catatan
15	8"-HG-3004-6B	Pipe – 8 inch		<i>Metering Pipe</i>	Gas	B	Berdasarkan P&ID GMG-P-PI-003

E. Peralatan pada Tangki Kondensat



Gambar 4.9. Diagram Pipa dan Instrument (P&ID) Tangki Kondensat



Gambar 4.10. Tangki Kondensat

Tabel 4.5. Kategori dan Tipe Alat pada Tangki Kondensat

No	Nama Alat	Tipe	Dari	Sampai	Fasa Fluida	Kategori	Catatan
16	ABJGM 401	Tank – 74 inch	<i>Condensate tank</i>		Cairan	B	Berdasarkan P&ID GMG- P-PI-005
17	ABJGM 106	Pipe– 8 inch	<i>Sludge catcher</i>		Cairan	B	
18	4"-DC-9503-1B	Pipe – 4 inch	<i>Pipe dari Sludge catcher ke condensate tank</i>		Cairan	A	
19	3"-FL-9404-1B	Pipe – 3 inch	<i>Piping ke Flare</i>		Gas	A	
20	1"-FL-9405-1B	Pipe – 1 inch	<i>Piping ke Flare</i>		Gas	A	
21	3"-DC-9502-1B	Pipe – 3 inch	<i>Piping ke Slude Catcher</i>		Gas	A	

4.2 Analisa Data Masukan dalam Resiko Level II API-581

4.2.1 Kondisi Operasi Peralatan Stasiun X

Tabel 4.6. Kondisi Operasi Peralatan Stasiun X

NO	Nama Alat	Suhu (°F)	Tekanan Operasi (Psig)	Fluida
1	8"-HG-3001-6B	87	704	C1-C2
2	8"-HG-3002-6B	87	704	C1-C2
3	8"-HG-3005-6B	87	704	C1-C2
4	3"-FL-9402-1B	77*	± 14.7*	C1-C2
5	MBFGM 101	120	704	C1-C2
6	3"-DC-9500-1B	80**	10**	C3-C4
7	6"-SGHO	87	704	C1-C2
8	8"-HG-3003-6B	87	704	C1-C2
9	MAJGM 101	120	700	C1-C2
10	MAJGM 102	120	700	C1-C2
11	3"-FL-9403-1B	77*	± 14.7*	C1-C2
12	2"-DC-9501-1B	80**	10**	C3-C4
13	3"-FL-9402-1B	77*	± 14.7*	C1-C2
14	3"-FL-9403-1B	77*	± 14.7*	C1-C2
15	8"-HG-3004-6B	80**	10**	C1-C2
16	ABJGM 401	80**	10**	C3-C4
17	ABJGM 106	80**	10**	C3-C4
18	4"-DC-9503-1B	80**	10**	C3-C4
19	3"-FL-9404-1B	80**	10**	C1-C2
20	1"-FL-9405-1B	80**	10**	C1-C2
21	3"-DC-9502-1B	80**	10**	C3-C4

Catatan :

** Mengacu pada pengukuran stasiun sebelumnya

* asumsi

4.2.2 Hasil Observasi Peralatan Stasiun X

Tabel 4.7. Hasil Observasi Peralatan Stasiun X

NO	Nama Alat	Kondisi Lapisan	Pelapisan Terakhir	Kondisi Penyangga	Kondisi Pipa	Potensi Mekanisme Kerusakan
1	8"-HG-3001-6B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
2	8"-HG-3002-6B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
3	8"-HG-3005-6B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
4	3"-FL-9402-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
5	MBFGM 101	Rata-rata	2006	-	-	Luar dan Dalam
6	3"-DC-9500-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
7	6"-SGHO	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
8	8"-HG-3003-6B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
9	MAJGM 101	Rata-rata	2006	-	-	Luar dan Dalam
10	MAJGM 102	Rata-rata	2006	-	-	Luar dan Dalam
11	3"-FL-9403-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
12	2"-DC-9501-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
13	3"-FL-9402-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
14	3"-FL-9403-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
15	8"-HG-3004-6B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
16	ABJGM 401	Rata-rata	2006	-	-	Luar dan Dalam
17	ABJGM 106	Rata-rata	2006	-	-	Luar dan Dalam
18	4"-DC-9503-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
19	3"-FL-9404-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
20	1"-FL-9405-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam
21	3"-DC-9502-1B	Rata-rata	2006	Baik	Baik	Luar dan Dalam

4.2.3 Informasi Material Peralatan Stasiun X

Tabel 4.8. Informasi Material Peralatan Stasiun X

NO	Nama Alat	Material	Tekanan Desain (psig)	Suhu Desain (°F)	Tebal Desain (inch)	Corrosion Allowance (Inch)
1	8"-HG-3001-6B	Baja Karbon	1100	200	0.5	0.125
2	8"-HG-3002-6B	Baja Karbon	1100	200	0.5	0.125
3	8"-HG-3005-6B	Baja Karbon	1100	200	0.5	0.125
4	3"-FL-9402-1B	Baja Karbon	1100	200	0.3	0.125
5	MBFGM 101	Baja Karbon	1100	200	0.937	0.125
6	3"-DC-9500-1B	Baja Karbon	1100	200	0.3	0.125
7	6"-SGHO	Baja Karbon				
8	8"-HG-3003-6B	Baja Karbon	1300	200	0.432	0.125
9	MAJGM 101	Baja Karbon	1300	200	0.812	0.125
10	MAJGM 102	Baja Karbon	1300	200	0.812	0.125
11	3"-FL-9403-1B	Baja Karbon	1300	200	0.3	0.125
12	2"-DC-9501-1B	Baja Karbon	1300	200	0.218	0.125
13	3"-FL-9402-1B	Baja Karbon				
14	3"-FL-9403-1B	Baja Karbon				
15	8"-HG-3004-6B	Baja Karbon	<i>n/a</i>	<i>n/a</i>	0.5	0.125
16	ABJGM 401	Baja Karbon	atm	atm		0.125
17	ABJGM 106	Baja Karbon	atm	atm	<i>n/a</i>	0.125
18	4"-DC-9503-1B	Baja Karbon	atm	atm	0.337	0.125
19	3"-FL-9404-1B	Baja Karbon	atm	atm	0.3	0.125
20	1"-FL-9405-1B	Baja Karbon				
21	3"-DC-9502-1B	Baja Karbon				

4.2.4 Aktivitas Inspeksi pada Stasiun X

Tabel 4.9. Aktivitas Inspeksi Peralatan Stasiun X

N O	Nama Alat	Mulai Operasi	Inspeksi Terakhir	Tebal Hasil Inspeksi (inch)	Tipe Inspeksi	Sejarah Kegagalan
1	8"-HG-3001-6B	Agt '06	Mar '08	0.287	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
2	8"-HG-3002-6B	Agt '06	Mar '08	0.315	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
3	8"-HG-3005-6B	Agt '06	Mar '08	0.328	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
4	3"-FL-9402-1B	Agt '06	Mar '08	0.241	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
5	MBFGM 101	Agt '06	Mar '08	0.960	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
6	3"-DC-9500-1B	Agt '06	Mar '08	0.228	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
7	6"-SGHO	Agt '06	Mar '08			Tidak Pernah
8	8"-HG-3003-6B	Agt '06	Mar '08	0.327	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
9	MAJGM 101	Agt '06	Mar '08	0.962	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
10	MAJGM 102	Agt '06	Mar '08	0.970	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
11	3"-FL-9403-1B	Agt '06	Mar '08	0.227	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
12	2"-DC-9501-1B	Agt '06	Mar '08	0.163	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
13	3"-FL-9402-1B	Agt '06	Mar '08			Tidak Pernah
14	3"-FL-9403-1B	Agt '06	Mar '08			Tidak Pernah
15	8"-HG-3004-6B	Agt '06	Mar '08	0.511	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
16	ABJGM 401	Agt '06	Mar '08	0.257	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
17	ABJGM 106	Agt '06	Mar '08	0.319	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
18	4"-DC-9503-1B	Agt '06	Mar '08	0.222	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
19	3"-FL-9404-1B	Agt '06	Mar '08	0.223	<i>NDT</i>	Tidak Pernah
20	1"-FL-9405-1B	Agt '06	Mar '08			Tidak Pernah
21	3"-DC-9502-1B	Agt '06	Mar '08			Tidak Pernah

4.3 Analisa *Assessment* Resiko

4.3.1 Analisa Identifikasi Mekanisme Kerusakan dan Jenis Kegagalan

Pada tahap ini akan dianalisa dan ditentukan beberapa jenis kegagalan dan mekanisme kerusakan yang berpotensi terjadi dan dapat menyebabkan timbulnya konsekuensi resiko pada saat operasi. Berdasarkan kondisi operasi maka terdapat beberapa faktor yang memungkinkan terjadinya kerusakan atau kegagalan yaitu antara lain fluida yang berpotensi korosif, tekanan dan temperatur operasi, kondisi eksternal peralatan atau pun kecacatan dari material peralatan tersebut. Dari beberapa faktor yang mempengaruhi kerusakan maka dapat diketahui beberapa jenis kegagalan dan mekanisme kerusakan yang dapat terjadi pada kondisi operasi stasiun pengolahan gas yang akan dimasukkan dalam ruang lingkup analisa RBI antara lain:

a. Mekanisme Penipisan (*Thinning Mechanism*)

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*. Hal ini karena pada kondisi operasi normal gas mengalir dengan kecepatan yang cukup tinggi yaitu mencapai 18.1 MMSCFD (183 m/s untuk pipa 8 inch) dengan campuran kondensat yang memicu terjadinya erosi di dalam *line*. Selain itu yang berpotensi menyebabkan *sweetening corrosion* yaitu terdapatnya kandungan CO₂ (1.25%) dan kandungan air pada gas yang dialirkan. Sedangkan untuk mekanisme penipisan pada bagian eksternal dapat disebabkan oleh adanya *general corrosion* yang diakibatkan oleh kondisi atmosfer berupa cuaca dan lain sebagainya.

b. Mekanisme Peretakan (*Cracking Mechanism*)

Mekanisme Peretakan atau *cracking* dapat berupa *stress corrosion cracking*. Kegagalan dengan mekanisme seperti ini dapat terjadi apabila lingkungannya mendukung untuk proses terjadinya retak. Pada sistem pengolahan gas yang menjadi ruang lingkup penelitian diketahui terdapat beberapa faktor yang mendukung terjadinya *stress corrosion cracking* antara lain tekanan operasi yang cukup tinggi yaitu mencapai 700 psig serta tidak menutup kemungkinan kehadiran beberapa senyawa yang dapat memicu terjadinya *stress corrosion cracking* seperti H₂S dan lain sebagainya.

c. Kerusakan Mekanis (*Mechanical Damage*)

Kegagalan yang timbul akibat kerusakan mekanis memiliki potensial terjadi pada sistem stasiun pengolahan gas yang akan diteliti. Hal ini dimungkinkan karena sistem ini beroperasi normal pada tekanan yang tinggi (700 psig) serta laju aliran gas yang cukup tinggi yaitu mencapai 183 m/s. Dengan kondisi yang demikian menyebabkan beberapa line atau peralatan akan mengalami vibrasi atau getaran secara terus menerus apabila tidak terdapat *support* atau penahan yang cukup kuat untuk meredam vibrasi yang terjadi. Apabila suatu material terekspos vibrasi secara terus menerus maka sehingga melewati batas kemampuan dari material itu sendiri maka terjadi kegagalan berupa *fatigue* (kelelahan dari material).

d. Kerusakan Metalurgi (*Metallurgical Damage*)

Mekanisme kegagalan yang disebabkan oleh kerusakan metalurgi dapat terjadi pada semua material logam termasuk pada peralatan dalam sistem stasiun pengolahan gas. Penyebab paling utama dari mekanisme kegagalan ini yaitu karena kesalahan dalam pemilihan material yang tepat yang sesuai dengan fluida yang akan mengalir dan sesuai pada kondisi operasinya yaitu tekanan dan temperatur. Kesalahan pemilihan material ini mengakibatkan ketahanan dan masa pakai dari peralatan

akan lebih kecil dan tidak sesuai dengan yang diharapkan. Selain kesalahan pemilihan material kerusakan metalurgi juga dapat diakibatkan oleh kecacatan material yang digunakan seperti terdapatnya *defect* yang menyebabkan timbulnya *micro crack* yang akan memicu *initial crack* sehingga mengakibatkan *crack* yang lebih besar lagi yang mengakibatkan kegagalan dari peralatan itu sendiri.

e. Kerusakan karena Lingkungan Luar (*External Damage*)

Kegagalan yang diakibatkan kerusakan yang timbul karena adanya pengaruh lingkungan luar. Mekanisme kegagalan seperti ini tidak menutup kemungkinan dapat terjadi sebab adanya pengaruh atau kontribusi dari lingkungan luar seperti terbentur oleh peralatan berat atau benda tumpul dan keras dari sisi luar peralatan yang dapat menimbulkan *defect* atau kerusakan secara mekanis yang menyebabkan peralatan tidak dapat menjalankan fungsinya sebagai mana mestinya. Kasus seperti ini akan menjadi hal yang cukup susah diprediksi dalam analisa RBI. Namun demikian faktor ini harus tetap akan diperhitungkan dalam kemungkinan kegagalan sebagai faktor utama yang menentukan nilai resiko.

4.3.2 Analisa Resiko

4.3.2.1 Analisa Kemungkinan Resiko dengan TMSF

Terdapat beberapa kegagalan dengan mekanisme kerusakan tertentu yang menjadi faktor utama dalam resiko dan setiap kegagalan memiliki potensi kemungkinan yang berbeda-beda. Pada langkah ini mencoba untuk menentukan kemungkinan resiko dan menganalisa hasil kemungkinan resiko yang diperoleh. Sesuai metode yang dipilih, kemungkinan resiko akan ditentukan dengan metode *Technical Module Subfactor* (TMSF) berdasarkan *data base* API 581.

Sebelum melakukan perhitungan menggunakan metode TMSF maka langkah yang harus dilakukan adalah melakukan perhitungan laju korosi untuk setiap item yang akan dilakukan analisa RBI. Perhitungan laju korosi dilakukan berdasarkan data awal dan hasil inspeksi yang dilakukan pada tahun 2008.

Berikut ini tabel hasil perhitungan dari laju korosi untuk setiap item yang akan dilakukan analisa RBI:

Tabel 4.10. Hasil Perhitungan Laju Korosi

NO	EQP. ID	Tebal Desain (inch)	Tebal Inspeksi (inch)	Kecepatan Korosi (inch/years)	Perbandingan Laju korosi mengacu pada standar NACE (100%CH4 untuk baja karbon)	Catatan
1	8"-HG-3001-6B	0.5	0.287	0.1065	Maksimum : 0.002	-
2	8"-HG-3002-6B	0.5	0.315	0.0925	Maksimum : 0.002	-
3	8"-HG-3005-6B	0.5	0.328	0.086	Maksimum : 0.002	-
4	3"-FL-9402-1B	0.3	0.241	0.0295	Maksimum : 0.002	-
5	MBFGM 101	Top : 1	Top :	Top : 0.1065	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi Top diasumsikan sama dengan pipa sebelum scrubber (8"-HG-3001-6B) sedangkan bottom berdasarkan 3"-DC-9500-1B
		Shell : 1	Shell : 0.960	Shell : 0.02		
		Bottom:1	Bottom :	Bottom :0.036		
6	3"-DC-9500-1B	0.3	0.228	0.036	Maksimum : 0.002	-
7	6"-SHGO	0.432	-	0.0525	Maksimum : 0.002	Tebal desain mengacu pada 6"-HG-3008-6B at Indralaya dan Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan 8"-HG-3003-6B
8	8"-HG-3003-6B	0.432	0.327	0.0525	Maksimum : 0.002	-
9	MAJGM 101	Top : 1	Top :	Top : 0.0525	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi Top diasumsikan sama dengan pipa sebelum filter (8"-HG-3003-6B) sedangkan bottom berdasarkan 2"-DC-9501-1B
		Shell : 1	Shell : 0.962	Shell : 0.02		
		Bottom : 1	Bottom :	Bottom : 0.027		
10	MAJGM 102	Top :1	Top :	Top : 0.0525	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi Top diasumsikan sama dengan pipa sebelum filter (8"-HG-3003-6B) sedangkan bottom berdasarkan 2"-DC-9501-1B
		Shell : 1	Shell : 0.970	Shell : 0.015		
		Bottom : 1	Bottom :	Bottom: 0.027		
11	3"-FL-9403-1B	0.3	0.227	0.0365	Maksimum : 0.002	-
12	3"-FL-9402-1B	0.3	-	0.0365	Maksimum : 0.002	Identik dengan ID 3"-FL-9403-1B
13	3"-FL-9403-1B	0.3	-	0.0365	Maksimum : 0.002	Identik dengan ID 3"-FL-9403-1B
14	2"-DC-9501-1B	0.218	0.163	0.0275	Maksimum : 0.002	-
15	8"-HG-3004-6B	0.5	0.511	0.02	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan kecepatan korosi shell gas filters
16	ABJGM 401	0.375 (hasil perhitungan)	0.257	0.0575	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan 4"-DC-9503-1B
17	ABJGM 106	0.434 (hasil perhitungan)	0.319	0.0275	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan 2"-DC-9501-1B
18	4"-DC-9503-1B	0.337	0.222	0.0575	Maksimum : 0.002	-
19	3"-FL-9404-1B	0.3	0.233	0.0335	Maksimum : 0.002	-
20	1"-FL-9405-1B	??	-	0.0335	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan 4"-DC-9503-1B
21	3"-DC-9502-1B	0.3	-	0.0575	Maksimum : 0.002	Kecepatan korosi diasumsikan sama dengan 4"-DC-9503-1B

Dari hasil perhitungan laju korosi dapat diketahui hasil laju korosi yang diperoleh untuk seluruh item yang dilakukan analisis melebihi laju korosi maksimum yang ditentukan berdasarkan standar NACE untuk fluida dengan kandungan 100% CH₃. Hal ini disebabkan karena fluida yang mengalir pada peralatan tersebut tidak 100% mengandung metana (CH₃) tetapi dengan senyawa-senyawa lain yang menyebabkan meningkatnya laju korosi jika dibandingkan bila hanya dialiri gas metana. Senyawa-senyawa tersebut antara lain adanya kandungan air dan gas CO₂ yang dapat memicu terjadinya *sweet corrosion*. Selain dari faktor internal, terdapat juga faktor eksternal yang ikut berkontribusi dalam peningkatan laju korosi yaitu adanya *general corrosion* pada bagian luar peralatan yang diakibatkan oleh kondisi atmosfer. Nilai laju korosi yang diperoleh akan mempengaruhi hasil yang akan diperoleh dari analisis kemungkinan resiko karena nilai laju korosi akan menjadi salah satu faktor yang akan digunakan dalam melakukan perhitungan dengan menggunakan metode *technical module subfactor*. Berikut ini (tabel 4.11) hasil pengolahan data dengan menggunakan metode *technical module subfactor*:

Berdasarkan kondisi operasional dan sesuai yang mekanisme kerusakan dan kegagalan yang dibahas sebelumnya terdapat beberapa kegagalan yang memiliki potensi untuk menimbulkan resiko sehingga dijadikan pertimbangan dalam penghitungan kemungkinan kegagalan dengan metode TMSF. Kondisi operasi beberapa peralatan dimana tekanan dan suhu yang relatif rendah serta karakter dari fluida yang mengalir atau yang menjadi *service*-nya yang tidak terlalu korosif maka mekanisme kegagalan yang paling berpengaruh dalam perhitungan TMSF adalah mekanisme penipisan (*thinning*) dan kerusakan karena faktor luar (*external damage*). Sedangkan untuk mekanisme kegagalan karena *stress corrosion cracking* tidak terlalu memberikan pengaruh yang signifikan dan selama ini belum pernah ditemukan kasus resiko yang disebabkan oleh *stress corrosion cracking* (SCC) demikian juga untuk mekanisme kerusakan karena *external damage*.

Tabel 4.11. Hasil Pengolahan Data Dengan Menggunakan Metode TMSF

NO	EQP. ID	Damage Mechanism		NO	EQP. ID	Damage Mechanism			
		Type	Probability			Type	Probability		
1	8"-HG-3001-6B	Thinning	√	14.08	15	MAJGM 102 (SHELL)	Thinning	√	0.2
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
2	8"-HG-3002-6B	Thinning	√	9.6	16	MAJGM 102 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
3	8"-HG-3005-6B	Thinning	√	7.52	17	3"-FL-9401-1B	Thinning	√	2.86
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
4	3"-FL-9400-1B	Thinning	√	1.83	18	3"-FL-9402-1B	Thinning	√	2.86
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
5	MBFGM 101 (TOP)	Thinning	√	4.52	19	3"-FL-9403-1B	Thinning	√	2.86
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
6	MBFGM 101 (SHELL)	Thinning	√	0.2	20	2"-DC-9501-1B	Thinning	√	3.04
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
7	MBFGM 101 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2	21	8"-HG-3004-6B	Thinning	√	0.2
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
8	3"-DC-9500-1B	Thinning	√	2.8	22	ABJGM 401	Thinning	√	5.17
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
9	6"-SGHO	Thinning	√	5.72	23	ABJGM 106	Thinning	√	0.13
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
10	8"-HG-3003-6B	Thinning	√	2.86	24	4"-DC-9503-1B	Thinning	√	7.3
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
11	MAJGM 101 (TOP)	Thinning	√	0.2	25	3"-FL-9404-1B	Thinning	√	2.46
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	2
12	MAJGM 101 (SHELL)	Thinning	√	0.2	26	1"-FL-9402-1B	Thinning	√	
		ED + SCC	√	2			ED + SCC	√	
13	MAJGM 101 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2	27	3"-DC-9502-1B	Thinning	√	10.66
		ED + SCC	√	1			ED + SCC	√	2
14	MAJGM 102 (TOP)	Thinning	√	0.2					
		ED + SCC	√	2					

Namun demikian sebagai faktor kemungkinan resiko dalam TMSF kedua mekanisme ini akan diberikan nilai masing-masing 1. Untuk mekanisme kerusakan yang lain seperti karena mekanis misalnya fatigue dapat menjadi potensi kemungkinan resiko karena getaran karena operasi. Namun demikian berdasarkan hasil inspeksi dan audit dilapangan tidak ditemukan getaran yang memiliki potensi yang menimbulkan kegagalan karena *fatigue*. Hal ini diperkuat juga belum adanya data sejarah mengenai kegagalan karena kerusakan mekanis seperti *fatigue* sehingga nilai faktor kemungkinan resiko berdasarkan metode TMSF akan diberikan angka nol (0). Sehingga pada analisa kemungkinan resiko dengan menggunakan metode TMSF ini yang akan memberikan pengaruh nilai yang signifikan berasal dari mekanisme kerusakan dan kegagalan karena penipisan.

Dari hasil yang diperoleh diketahui bahwa terdapat 3 (tiga) item yang memiliki nilai TMSF diatas 10 ($TMSF > 10$) yaitu 8"-HG-3001-6B, 8"-HG-3002-6B dan 3"-DC-9502-1B. Peralatan jenis yang pertama 8"-HG-3001-6B dengan nilai TMSF 16,08 yaitu merupakan pipa utama yang merupakan masukan aliran fluida ke stasiun pengolahan gas, pipa ini langsung menuju ke *scrubber* sebagai alat pemisah yang pertama. Dengan fungsi tersebut maka fluida yang mengalir dalam pipa ini merupakan gas yang masih banyak mengandung cairan berupa air atau kondensat yang akan memberikan pengaruh memicu atau mempercepat proses korosi di dalam permukaan pipa yang pada gilirannya akan mempercepat proses penipisan pipa. Jenis yang kedua yaitu 8"-HG-3002-6B dengan nilai TMSF 11,6 yaitu merupakan pipa keluaran dari *scrubber* menuju *gas filter*. Fluida yang mengalir dalam sistem ini adalah gas yang masih mengandung *moisture* baik berupa air dan kondensat. Hal ini disebabkan *scrubber* bekerja untuk memisahkan antara gas dan cairan sehingga masih memungkinkan *moisture* dapat terikut oleh gas karena kecepatan aliran yang tinggi. Jenis peralatan yang berikutnya yaitu 3"-DC-9502-1B dengan nilai TMSF 12,66 merupakan pipa yang mengalirkan fluida dari *scrubber* dan *gas filter* menuju *sludge catcher*. Fluida yang mengalir pada sistem ini berupa cairan yaitu air dan kondensat yang akan memberikan kontribusi pada proses korosi dan penipisan sehingga memberikan nilai TMSF yang cukup tinggi namun relatif lebih kecil dibanding dengan peralatan 8"-HG-3001-6B karena pada sistem ini fluida mengalir dengan kecepatan yang rendah sehingga mekanisme *erosion corrosion* yang memberikan efek pada proses penipisan tidak akan signifikan jika dibandingkan dengan jenis peralatan yang pertama.

Bedasarkan klasifikasi untuk analisa kemungkinan terjadinya resiko berdasarkan standar API 581 maka presentasi jenis peralatan yang memiliki kemungkinan resiko sedang (*medium likelihood*) adalah 14% dan yang memiliki kemungkinan resiko rendah (*low likelihood*) adalah 86%. Secara umum nilai kemungkinan resiko sangat ditentukan oleh karakter fluida yang dialirkan oleh sistem peralatan tersebut. Dimana pada sistem beberapa peralatan pada stasiun

pengolahan gas sangat dipengaruhi oleh kandungan cairan berupa air dan kecepatan aliran fluida tersebut.

4.3.2.2 Analisa Kemungkinan Resiko dari Penipisan Peralatan akibat Korosi Ditinjau dari Tekanan Operasinya

Salah satu dari akibat proses korosi khususnya korosi merata dan korosi erosi menyebabkan pengurangan ketebalan dinding peralatan. Adanya pengurangan ketebalan ini akan mempengaruhi kemampuan peralatan tersebut dalam beroperasi pada tekanan tinggi dimana pada stasiun pengolahan gas yang akan kita analisa, beberapa peralatan dapat beroperasi pada tekanan 700 psig. Pada tahap ini analisa akan dimulai dari perhitungan tebal minimal yang diperlukan oleh suatu peralatan pada tekanan operasi tertentu yang kemudian hasil tersebut akan dibandingkan dengan kondisi aktual dari setiap peralatan tersebut setelah mengalami korosi.

Setelah dibandingkan antara hasil perhitungan dengan kondisi aktual ternyata semua peralatan memiliki ketebalan lebih dari ketebalan minimal yang dibutuhkan untuk beroperasi pada tekanan tersebut. Hal ini dikarenakan pada saat desain peralatan tersebut telah dimasukkan *corrosion allowance* dengan memperhitungkan tebal minimal yang harus dimiliki peralatan tersebut, sehingga walaupun terjadi korosi maka akan mengurangi tebal peralatan yang diberikan dari *corrosion allowance* tanpa mengurangi tebal minimal yang diperlukan untuk beroperasi pada tekanan tersebut. Dari analisa ini maka dapat disimpulkan bahwa pengurangan ketebalan peralatan tidak akan mempengaruhi kemampuannya beroperasi pada tekanan normal operasinya selama korosi yang terjadi pada area *corrosion allowance*.

Tabel 4.12. Hasil Perhitungan Tebal Minimum Peralatan

NO	EQP. ID	Diameter (inch)	Operational Pressure (Psi)	Minimum Thinkness (inch)
1	8"-HG-3001-6B	8	704	0.052
2	8"-HG-3002-6B	8	704	0.052
3	8"-HG-3005-6B	8	704	0.052
4	ABJGM 401	74	14.7	0.020
5	MBFGM 101	27	704	0.177
6	6"-SGHO	6	704	0.039
7	8"-HG-3003-6B	8	704	0.052
8	MAJGM 101	20	700	0.130
9	MAJGM 102	20	700	0.130
10	ABJGM 106	8	14.7	0.002
11	8"-HG-3004-6B	8	14.7	0.002
12	3"-FL-9400-1B	3	14.7	0.001
13	1"-FL-9402-1B	1	14.7	0.000
14	3"-FL-9401-1B	3	14.7	0.001
15	3"-FL-9402-1B	3	14.7	0.001
16	3"-FL-9403-1B	3	14.7	0.001
17	3"-FL-9404-1B	3	14.7	0.001
18	3"-DC-9500-1B	3	14.7	0.001
19	2"-DC-9501-1B	2	14.7	0.001
20	4"-DC-9503-1B	4	14.7	0.001
21	3"-DC-9502-1B	3	14.7	0.001

4.3.2.3 Analisa Nilai Konsekuensi Resiko terhadap Luas Area yang Dipengaruhi

Pada penelitian ini nilai konsekuensi resiko akan dihitung dan ditentukan berdasarkan seberapa besar area yang akan dipengaruhi dari resiko yang terjadi baik itu berupa paparan bahan kimia, paparan radiasi, paparan panas atau bahan berbahaya lainnya. Pada langkah ini akan menggunakan metode sesuai dengan *workbook* B pada API-581 yang digunakan untuk menentukan luasnya area yang akan dipengaruhi pada berbagai macam kondisi kebocoran. Dalam perhitungan konsekuensi ini yang akan menjadi perhatian utama adalah besarnya area yang mungkin dapat terbakar atau terpapar oleh bahan yang mudah terbakar. Hal ini karena fluida yang mengalir dalam sistem satasiun

pengolahan gas secara keseluruhan adalah merupakan gas alam dengan kandungan gas metana 92,6% dan tidak mengandung H₂S ataupun Nitrogen. Secara sifat gas yang mengalir dalam sistem tidak bersifat racun karena tidak mengandung senyawa gas yang berbahaya bagi mahluk hidup seperti H₂S atau Nitrogen ataupun senyawa gas beracun lainnya sehingga dalam perhitungan area konsekuensi karena terpapar bahan beracun tidak akan diperhitungkan dan sebagai model akan diberikan nilai 0 (nol). Berikut ini data yang diperoleh dari hasil pengolahan data.

Tabel 4.13. Hasil Perhitungan Konsekuensi Area yang Dipengaruhi

NO	EQP. ID	Consequence		NO	EQP. ID	Consequence	
		Flammable (ft ²)	Toxic			Flammable (ft ²)	Toxic
1	8"-HG-3001-6B	15493	0	15	MAJGM 102 (SHELL)	6110	0
2	8"-HG-3002-6B	15493	0	16	MAJGM 102 (BOTTOM)	6110	0
3	8"-HG-3005-6B	15493	0	17	3"-FL-9401-1B	33	0
4	3"-FL-9400-1B	33	0	18	3"-FL-9402-1B	33	0
5	MBFGM 101 (TOP)	11398	0	19	3"-FL-9403-1B	33	0
6	MBFGM 101 (SHELL)	11398	0	20	2"-DC-9501-1B	6	0
7	MBFGM 101 (BOTTOM)	11398	0	21	8"-HG-3004-6B	15489	0
8	3"-DC-9500-1B	7	0	22	ABJGM 401	3913	0
9	6"-SGHO	10032	0	23	ABJGM 106	198	0
10	8"-HG-3003-6B	15493	0	24	4"-DC-9503-1B	9	0
11	MAJGM 101 (TOP)	6110	0	25	3"-FL-9404-1B	33	0
12	MAJGM 101 (SHELL)	6110	0	26	1"-FL-9402-1B	na	0
13	MAJGM 101 (BOTTOM)	6110	0	27	3"-DC-9502-1B	7	0
14	MAJGM 102 (TOP)	6110	0				

Dari hasil yang diperoleh diketahui bahwa terdapat 7 jenis peralatan yang memiliki konsekuensi resiko yang tinggi (*high risk consequence*) yaitu 8"-HG-3001-6B, 8"-HG-3002-6B, 8"-HG-3005-6B, MBFGM 101, 6"-SGHO, 8"-HG-3003-6B dan 8"-HG-3004-6B. Berdasarkan hasil perhitungan ke 7 (tujuh) jenis tersebut memiliki konsekuensi luas area yang dapat terbakar atau terpapar bahan yang mudah terbakar mencapai di atas 10.000 feet persegi ($\text{area} > 10.000 \text{ ft}^2$). Dapat teridentifikasi bahwa keseluruhan jenis peralatan yang memiliki nilai konsekuensi resiko yang tinggi berada pada jalur utama aliran gas pada sistem stasiun pengolahan gas baik itu berupa pipa dan *scrubber*. Dimana pada daerah tersebut memiliki kondisi operasi yang cukup spesial yaitu tekanan yang relatif tinggi mencapai 700 psig sehingga apabila terjadi kebocoran pada daerah operasi tersebut maka akan mengakibatkan tingginya debit atau jumlah fluida yang keluar dan akan terpapar ke lingkungan. Sebagaimana diketahui bahwa kecepatan aliran akan sangat ditentukan oleh perbedaan tekanan dari dua titik yang berbeda dalam hal ini antara sistem stasiun pengoahan gas dan atmosfer sehingga semakin besar tekanan dalam sistem operasi maka akan semakin tinggi pula beda tekanannya terhadap lingkungan atmosfer.

Terdapat 4 (empat) jenis peralatan yang memiliki nilai konsekuensi resiko sedang dengan *range* nilai area yang menjadi konsekuensi yaitu antara 100 – 10.000 feet persegi (*medium risk consequence*) yaitu MAJGM 101, MAJGM 102, ABJGM 401 dan ABJGM 106. Bila ditinjau dari sis kondisi operasi keempat jenis peralatan tersebut berkerja pada kondisi tekanan yang lebih rendah atau sama dengan 700 psig. Untuk jenis MAJGM 101 dan MAJGM 102 merupakan *gas filter* yang bekerja pada tekanan 700 psig namun karena pada kondisi aktual operasi kedua jenis tersebut bekerja secara paralel sehingga debit aliran fluida dalam sistem pun akan terbagi dua sehingga apabila terjadi kebocoran maka jumlah fluida gas yang keluar ke lingkungan relatif lebih sedikit jika dibandingkan dengan item yang memiliki konsekuensi resiko tinggi. Hal ini lah yang menyebabkan nilai area konsekuensi akan terpaparnya material mudah terbakar masih berada pada *range* 100 – 10.000 feet persegi. Sedangkan untuk item ABJGM 401 dan ABJGM 106 merupakan *sludge catcher* dan *condensate tank* secara berurutan. Kedua tanki tersebut merupakan tanki

penampung cairan yang bekerja pada tekanan yang jauh di bawah 700 psig bahkan hampir mendekati kondisi atmosfer.

Terdapat 10 (sepuluh) jenis peralatan yang memiliki nilai konsekuensi resiko rendah dengan nilai di bawah 100 feet persegi yaitu 3"-FL-9402-1B, 3"-DC-9500-1B, 3"-FL-9403-1B, 2"-DC-9501-1B, 3"-FL-9402-1B, 3"-FL-9403-1B, 4"-DC-9503-1B, 3"-FL-9404-1B, 1"-FL-9405-1B dan 3"-DC-9502-1B. Sebagian besar peralatan tersebut berupa pipa yang berfungsi untuk mengalirkan gas sisa untuk dilepaskan ke atmosfer melalui *flare* dan terdapat beberapa pipa yang mengalirkan cairan berupa air dan kondensat. Keseluruhan jenis peralatan pada kelompok ini bekerja pada kondisi tekanan yang rendah atau bahkan sama dengan tekanan atmosfer. Dengan kondisi yang demikian maka efek konsekuensi luas area yang dipengaruhi bila terjadi kebocoran sangatlah kecil.

Berdasarkan klasifikasi konsekuensi resiko berdasarkan API 581 tersebut maka diketahui presentasi jenis peralatan yang memiliki nilai konsekuensi resiko tinggi (*high risk consequence*) sebesar 33%, yang memiliki nilai konsekuensi resiko sedang (*medium risk consequence*) sebesar 19% dan yang memiliki nilai konsekuensi resiko rendah (*low risk consequence*) sebesar 48%. Dalam perhitungan nilai konsekuensi yaitu berupa luasnya area yang terpapar bahan yang mudah terbakar sangat ditentukan oleh besarnya tekanan operasi sistem yang dianalisis. Semakin besar tekanan operasi sistem maka akan semakin besar pula jumlah fluida yang dapat mengalir ke lingkungan apabila terjadi kebocoran.

4.3.2.4 Analisa Nilai Konsekuensi Resiko terhadap Sistem Operasi

Pada penelitian ini nilai konsekuensi resiko akan diberikan berdasarkan pada seberapa besar pengaruhnya terhadap jalannya operasi. Berdasarkan Tabel tingkat konsekuensi resiko dalam API RP 581 maka tingkat konsekuensi resiko akan dibagi menjadi 5 (lima) tingkatan yang berbeda dengan nilai masing-masing tiap tingkatan. Berikut ini tabel tingkat resiko dan kategori yang akan digunakan dalam analisa pengaruh terhadap jalannya operasi:

Tabel 4.14. Klasifikasi Nilai Konsekuensi

Kategori Konsekuensi	Nilai (equivalen dengan nilai Luas Area)	Kategori Penilaian
A	0-10	Kebocoran tidak memberikan pengaruh apa-apa terhadap jalannya sistem operasi dalam stasiun dan tidak perlu dilakukan perbaikan atau penanggulangan secara langsung
B	10-100	Kebocoran hanya mempengaruhi (menurunkan) kinerja salah satu unit dan untuk penanggulangannya tidak perlu menurunkan laju produksi atau memberhentikan salah satu unit operasi
C	100-1000	Kebocoran menyebabkan perlu diberhENTikannya salah satu sistem (unit) dalam stasiun pengolahan gas, tetapi untuk penanggulangannya tidak diperlukan pengurangan laju produksi
D	1000-10,000	Kebocoran menyebabkan perlu diberhENTikannya salah satu sistem (unit) dalam stasiun pengolahan gas, perlu adanya pengurangan laju produksi stasiun gas untuk melakukan tindakan penanggulangan pada saat itu juga
E	>10,000	Kebocoran dapat mengakibatkan semua sistem (unit) dalam stasiun pengolahan gas harus berhenti beroperasi untuk penanggulangannya

Berdasarkan tabel tersebut diatas maka setiap peralatan dapat dilakukan pengelompokan dan penentuan nilai resiko berdasarkan pengaruhnya terhadap jalannya sistem operasi. Berikut ini hasil yang diperoleh untuk analisa masing-masing peralatan berdasarkan pengaruhnya terhadap keberlangsungan sistem operasi stasiun pengolahan gas:

Tabel 4.15. Hasil Perhitungan Nilai Konsekuensi Sistem Operasi

NO	EQP. ID	Consequence
		Operation
1	8"-HG-3001-6B	11000
2	8"-HG-3002-6B	11000
3	8"-HG-3005-6B	11000
4	3"-FL-9400-1B	5
5	MBFGM 101 (TOP)	11000
6	MBFGM 101 (SHELL)	11000
7	MBFGM 101 (BOTTOM)	11000
8	3"-DC-9500-1B	5
9	6"-SGHO	5000
10	8"-HG-3003-6B	11000
11	MAJGM 101 (TOP)	3000
12	MAJGM 101 (SHELL)	3000
13	MAJGM 101 (BOTTOM)	3000
14	MAJGM 102 (TOP)	3000

NO	EQP. ID	Consequence
		Operation
15	MAJGM 102 (SHELL)	3000
16	MAJGM 102 (BOTTOM)	3000
17	3"-FL-9401-1B	5
18	3"-FL-9402-1B	5
19	3"-FL-9403-1B	5
20	2"-DC-9501-1B	3
21	8"-HG-3004-6B	11000
22	ABJGM 401	500
23	ABJGM 106	500
24	4"-DC-9503-1B	3
25	3"-FL-9404-1B	5
26	1"-FL-9402-1B	5
27	3"-DC-9502-1B	3

4.4 Analisa Tingkat Resiko

Hal utama yang perlu dilakukan sebelum melakukan analisa tingkat resiko yaitu mengklasifikasi atau mengkategorikan kemungkinan terjadinya resiko dan besarnya konsekuensi bila resiko terjadi. Klasifikasi kemungkinan resiko dan konsekuensinya dilakukan berdasarkan kategori dalam API RP 581. Berikut ini tabel yang digunakan:

Tabel 4.16. Konversi Kategori TMSF^[3]

Likelihood Category	Technical Module Subfactor
1	< 1
2	1 – 10
3	10 – 100
4	100 – 1000
5	> 1,000

Tabel 4.17. Konversi Kategori Konsekuensi^[3]

Consequence Category	Area Consequence (ft) ²
A	0 – 10
B	10 – 100
C	100 – 1000
D	1000 – 10,000
E	> 10,000

Berdasarkan tabel tersebut di atas maka kemungkinan resiko dan konsekuensinya dapat dikategorikan menurut nilainya masing-masing. Untuk hasil analisa perhitungan kemungkinan resiko dikategorikan menjadi 5 (lima) bagian sesuai dengan nilai TMSF yang dimiliki jenis peralatan tersebut. Kategori untuk kemungkinan resiko dilambangkan dengan angka dari 1 sampai 5. Dimana semakin besar angkanya maka akan semakin tinggi kemungkinan terjadinya resiko tersebut. Untuk analisa perhitungan konsekuensi dari resiko dikategorikan menjadi 5 (lima) bagian sesuai dengan luas area konsekuensi apabila resiko terjadi. Kategori untuk konsekuensi dilambangkan dengan huruf dari A sampai E yang menggambarkan dari resiko yang rendah sampai ke resiko yang tinggi. Dengan pembagian kategori menjadi 5 (lima) bagian baik kemungkinan resiko maupun konsekuensinya maka resiko setiap jenis peralatan dapat dipetakan dalam matriks dengan distribusi 5 x 5 sehingga resiko dapat dikategorikan dan diurut berdasarkan distribusi dalam matriks tersebut. Berikut ini tabel hasil pengkategorian kemungkinan resiko dan konsekuensinya:

Tabel 4.18. Hasil Kategori Resiko dan Sisa Masa Pakai

NO	EQP. ID	Damage Mechanism			Consequence			Risk Category	Remaining Life (years)
		Type		Probability	Flammable (ft ²)	Toxic	Operation		
1	8"-HG-3001-6B	Thinning	√	14.08	15493	0	11000	3E	5
		ED + SCC	√	2					
2	8"-HG-3002-6B	Thinning	√	9.6	15493	0	11000	3E	5
		ED + SCC	√	2					
3	8"-HG-3005-6B	Thinning	√	7.52	15493	0	11000	2E	6
		ED + SCC	√	2					
4	3"-FL-9400-1B	Thinning	√	1.83	33	0	5	2B	10
		ED + SCC	√	2					
5	MBFGM 101 (TOP)	Thinning	√	4.52	11398	0	11000	2E	9
		ED + SCC	√	2					
6	MBFGM 101 (SHELL)	Thinning	√	0.2	11398	0	11000	2E	50
		ED + SCC	√	2					
7	MBFGM 101 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2	11398	0	11000	2E	28
		ED + SCC	√	2					
8	3"-DC-9500-1B	Thinning	√	2.8	7	0	5	2A	8
		ED + SCC	√	2					
9	6"-SGHO	Thinning	√	5.72	10032	0	5000	2E	8
		ED + SCC	√	2					
10	8"-HG-3003-6B	Thinning	√	2.86	15493	0	11000	2E	8
		ED + SCC	√	2					
11	MAJGM 101 (TOP)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	19
		ED + SCC	√	2					
12	MAJGM 101 (SHELL)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	53
		ED + SCC	√	2					
13	MAJGM 101 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	37
		ED + SCC	√	1					
14	MAJGM 102 (TOP)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	19
		ED + SCC	√	2					
15	MAJGM 102 (SHELL)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	67
		ED + SCC	√	2					
16	MAJGM 102 (BOTTOM)	Thinning	√	0.2	6110	0	3000	2D	37
		ED + SCC	√	2					
17	3"-FL-9401-1B	Thinning	√	2.86	33	0	5	2B	8
		ED + SCC	√	2					
18	3"-FL-9402-1B	Thinning	√	2.86	33	0	5	2B	8
		ED + SCC	√	2					
19	3"-FL-9403-1B	Thinning	√	2.86	33	0	5	2B	8
		ED + SCC	√	2					
20	2"-DC-9501-1B	Thinning	√	3.04	6	0	3	2A	8
		ED + SCC	√	2					
21	8"-HG-3004-6B	Thinning	√	0.2	15489	0	11000	2E	25
		ED + SCC	√	2					
22	ABJGM 401	Thinning	√	5.17	3913	0	500	2D	6
		ED + SCC	√	2					
23	ABJGM 106	Thinning	√	0.13	198	0	500	2C	14
		ED + SCC	√	2					
24	4"-DC-9503-1B	Thinning	√	7.3	9	0	3	2B	6
		ED + SCC	√	2					
25	3"-FL-9404-1B	Thinning	√	2.46	33	0	5	2B	9
		ED + SCC	√	2					
26	1"-FL-9402-1B	Thinning	√		na	0	5	2B	NA
		ED + SCC	√						
27	3"-DC-9502-1B	Thinning	√	10.66	7	0	3	3A	5
		ED + SCC	√	2					

Dari hasil pengkategorian tersebut maka dapat dibuat matriks distribusi resiko setiap item. Berikut ini matriks distribusi resiko untuk sistem stasiun pengolahan gas:

5	Medium High		High		
4					
3	1				2
2	3	6	1	7	7
1					
	A	B	C	D	E
	Consequence of Failure				

Gambar 4.11. Matriks Tingkat Resiko pada Stasiun Pengolahan Gas X

Dari hasil matriks dapat terlihat bahwa distribusi jenis peralatan yang dianalisis tersebar dari mulai resiko rendah (*low risk*) sampai resiko tinggi (*high risk*). Presentasi jumlah jenis peralatan untuk resiko tinggi (*high risk*) yaitu 7%, resiko menengah ke tinggi (*medium-high risk*) yaitu 26%, resiko menengah (*medium risk*) yaitu 30% dan preestase jumlah item dengan resiko rendah yaitu 37%. Jenis peralatan dengan resiko tertinggi terdapat 2 jenis peralatan yaitu 8"-HG-3001-6B dan 8"-HG-3002-6B yaitu merupakan pipa utama yang merupakan masukan aliran fluida ke stasiun pengolahan gas, pipa ini langsung menuju ke *scrubber* sebagai alat pemisah yang pertama. Kedua pipa tersebut dari hasil perhitungan memiliki sisa masa pakai yaitu 5 tahun dan berdasarkan kategori dari matriks kedua pipa tersebut termasuk dalam resiko tinggi (*high risk*) yang diwakilkan dengan grup 3E. Yang menjadi penyebab utama kedua pipa ini masuk dalam kelompok 3E pertama karena fluida yang mengalir dalam pipa ini merupakan gas yang masih banyak mengandung cairan berupa air atau kondensat beserta gas CO₂ yang akan memberikan pengaruh memicu atau mempercepat proses korosi dimana dari hasil observasi yang dilakukan diketahui bahwa kedua pipa tersebut memiliki kecepatan korosi yang relatif

lebih tinggi jika dibandingkan dengan jenis peralatan yang lain yaitu mencapai 0,106 inch/tahun. Selain laju korosi yang tinggi kedua pipa tersebut juga bekerja pada kondisi operasi yang memicu nilai konsekuensi yang tinggi yaitu beroperasi pada tekanan tinggi, diatas 700 psig sehingga jika terjadi kebocoran maka akan menyebabkan jumlah material mudah terbakar yang akan terpapar ke lingkungan akan relatif lebih banyak. Selain beberapa faktor tersebut di atas terdapat beberapa hal yang menjadi faktor dan mempengaruhi pada peningkatan kategori resiko yaitu kurangnya sistem deteksi awal resiko, sistem isolasi jika resiko terjadi dan sistem mitigasi atau tindakan penanggulangan untuk mengurangi konsekuensi jika resiko kebocoran terjadi. Berdasarkan hal tersebut maka terdapat beberapa usaha yang dapat dilakukan untuk mengurangi tingkat resiko yaitu dengan inspeksi terencana secara berkala untuk mengurangi kemungkinan terjadinya resiko dan meningkatkan tingkat klasifikasi sistem deteksi awal, sistem isolasi dan sistem mitigasi.

4.5 Analisa Perencanaan Inspeksi dan Mitigasi

4.5.1 Analisa Perencanaan dan Metode Inspeksi

Inspeksi berfungsi untuk menurunkan kemungkinan terjadinya suatu resiko dengan tujuan untuk mengontrol resiko dan meminimalkan biaya yang dikeluarkan karena konsekuensi resiko yang terjadi. Agar inspeksi efektif dan efisien maka inspeksi akan disusun berdasarkan tingkat resiko suatu jenis peralatan. Berdasarkan hasil analisa tingkat resiko dan hasil perhitungan sisa masa pakai suatu peralatan maka dapat disusun suatu perencanaan inspeksi. Frekuensi suatu inspeksi dilakukan maksimal paling lama tidak boleh melebihi setengah masa sisa pakai dari alat tersebut. Hal ini karena bila suatu peralatan telah mencapai setengah masa sisa pakainya maka alat tersebut telah membutuhkan perhatian lebih intensif dan analisa lebih jauh untuk memutuskan apakah suatu alat masih dapat digunakan dalam sistem operasi atau tidak. Berikut ini hasil analisa perencanaan inspeksi untuk jenis peralatan yang memiliki resiko tinggi agar tetap terkontrol dan terjaga tetap pada level 3E:

Tabel 4.19. Perencanaan Inspeksi untuk Peralatan Beresiko Tinggi

Jenis Alat	Sisa Masa Pakai (Tahun)	Aksi Inspeksi				
		Jadwal inspeksi (Tahun)	Tingkat Efektif	Metode Inspeksi	Nilai TMSF	Tingkat Resiko
8"-HG-3001-6B	5	2	<i>Usually (U)</i>	<i>UT Thickness check</i>	10.08	3E
8"-HG-3002-6B	5	2	<i>Usually (U)</i>	<i>UT Thickness check</i>	10.08	3E

Berdasarkan perhitungan sebelumnya bahwa untuk item 8"-HG-3001-6B dan 8"-HG-3002-6B memiliki sisa masa pakai 5 tahun untuk masing-masing item. Atas pertimbangan hal tersebut maka waktu inspeksi untuk kedua item ini dilakukan pada tahun ke dua dan ke tiga. Untuk kategori efektifitas inspeksi yang dipilih adalah *usually effective (U)* karena resiko yang akan diidentifikasi adalah *general corrosion* yang menyebabkan penipisan tebal peralatan. Metode inspeksi dipilih berdasarkan tabel API RP 581: *Effectiveness of Inspection Techniques for Various Damage Types*, yaitu dengan menggunakan *external spot ultrasonic thickness measurement*. Dengan metode *ultrasonic* ini diharapkan hasil data ketebalan yang diperoleh memiliki tingkat keakuratan mencapai 70% dari kondisi ketebalan aktual dari material peralatan yang dianalisis.

Beberapa langkah yang diambil untuk menurunkan nilai resiko seperti peningkatan kualitas sistem seperti pemasangan sensor untuk mendeteksi awal ke bocoran dapat menurunkan konsekuensi area yang dipengaruhi dari 15.463 feet persegi menjadi 10.066 feet persegi. Penurunan nilai area konsekuensi resiko tidak dapat menurunkan tingkat resiko tersebut dari 3E ke 3D. Namun demikian hal tersebut dapat tetap menjaga tingkat resiko tetap stabil pada 3E dan tidak mengalami kenaikan menjadi 4E. Sedangkan untuk perencanaan inspeksi jenis peralatan yang lain dapat ditentukan berdasarkan tabel *DNV Qualitative Interval* dengan *range* 5 tahun untuk inspeksi item dengan tingkat

resiko menengah ke tinggi (*medium-high risk*). Berikut ini matriks *DNV Qualitative Interval* yang digunakan:

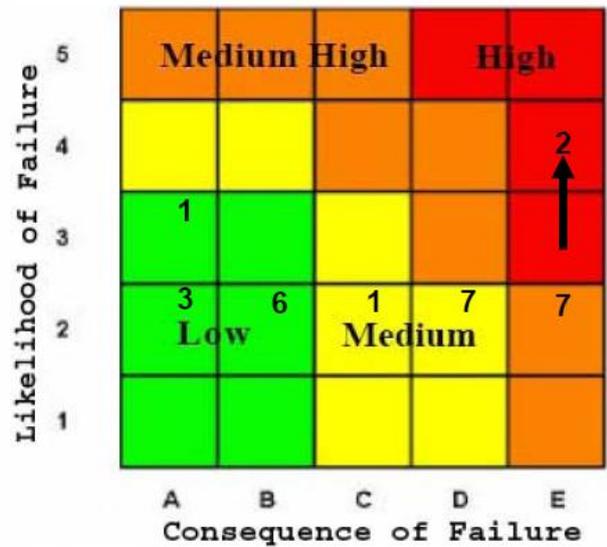
**Qualitative Inspection Planning:
Years Until Next Inspection by Risk**

LIKELIHOOD CATEGORY	5	6	4	3	1	1
	4	8	6	4	3	2
	3	9	9	7	5	2
	2	10	10	8	7	5
	1	12	12	11	11	11
			A	B	C	D
		CONSEQUENCE CATEGORY				

Gambar 4.12. Matriks Perencanaan Inspeksi Kualitatif

Berdasarkan tabel DNV tersebut maka diketahui bahwa untuk item dengan nilai resiko rendah yaitu 2A dan 2B akan diinspeksi 10 tahun berikutnya serta untuk nilai resiko 3A akan diinspeksi 9 tahun kemudian. Untuk 7 jenis peralatan dengan resiko menengah dengan nilai resiko 2D akan diinspeksi 7 tahun berikutnya sedangkan untuk 1 jenis peralatan dengan nilai resiko menengah 2C akan diinspeksi 8 tahun kemudian. Keseluruhan jadwal ini tentunya dengan memperhatikan sisa masa pakai dari setiap jenis peralatan tersebut.

Apabila rekomendasi perencanaan inspeksi tidak dilakukan pada tahun kedua dan ketiga setelah terakhir inspeksi maka tingkat kemungkinan resiko dapat meningkat dan menyebabkan kenaikan tingkat resiko itu sendiri dari 3E menjadi 4E. Berikut ini matriksnya:



Gambar 4.13. Matriks Tingkat Resiko tanpa Ada Jadwal Inspeksi

4.5.2 Analisa Biaya dengan RBI

Dari hasil perencanaan inspeksi yang telah dibuat berdasarkan analisa tingkat resiko maka dapat dibuat perencanaan biaya yang dikeluarkan berdasarkan frekuensi inspeksi yang dilakukan dan jenis metode inspeksi yang akan diterapkan. Berikut ini hasil perhitungan perencanaan biaya inspeksi yang akan dikeluarkan berdasarkan hasil analisis RBI:

Tabel 4.20. Jadwal Perencanaan Inspeksi Peralatan dengan RBI

NO	EQP. ID	Risk Category	Inspection Schedule (years)	Year														
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	8"-HG-3001-6B	3E	2															
2	8"-HG-3002-6B	3E	2															
3	8"-HG-3005-6B	2E	3															
4	ABJGM 401	2D	3															
5	MBFGM 101	2E	4															
6	6"-SGHO	2E	4															
7	8"-HG-3003-6B	2E	4															
8	MAJGM 101	2D	7															
9	MAJGM 102	2D	7															
10	ABJGM 106	2C	7															
11	8"-HG-3004-6B	2E	5															
12	3"-FL-9400-1B	2B	5															
13	1"-FL-9402-1B	2B	5															
14	3"-FL-9401-1B	2B	4															
15	3"-FL-9402-1B	2B	4															
16	3"-FL-9403-1B	2B	4															
17	3"-FL-9404-1B	2B	4															
18	3"-DC-9500-1B	2A	4															
19	2"-DC-9501-1B	2A	4															
20	4"-DC-9503-1B	2B	3															
21	3"-DC-9502-1B	3A	2															
Bunga		9%																
Biaya Total (Rp)		190,154,453	(NPV)															

Dari hasil perencanaan biaya yang dibuat terlihat bahwa jumlah biaya yang dikeluarkan sangat ditentukan oleh frekuensi inspeksi yang akan dilakukan. Semakin sering inspeksi yang akan dilakukan tentunya akan berdampak langsung pada semakin besarnya jumlah biaya yang akan dikeluarkan. Oleh karena itu sangat penting untuk menentukan jadwal inspeksi jenis peralatan yang tepat karena bila jadwal inspeksi terlalu sering maka akan mengakibatkan pembengkakan pada jumlah biaya. Namun bila inspeksi yang direncanakan sangat jarang maka tidak akan efektif dalam usaha untuk menekan nilai kemungkinan timbulnya resiko yang akan menyebabkan timbulnya konsekuensi yang nilai biayanya jauh lebih besar dibandingkan dengan biaya inspeksi. Demikian juga dengan pemilihan metode inspeksi yang tepat sesuai dengan jenis mekanisme kegagalan yang diperkirakan akan timbul. Hal ini sangat penting diperlukan analisa RBI untuk menentukan berbagai jenis mekanis kegagalan yang mungkin timbul pada suatu sistem sehingga metode inspeksi yang dipilih sesuai dan tidak berlebihan karena akan menyebabkan penambahan biaya yang lebih besar. Namun demikian juga halnya jika metode yang dipilih tidak tepat maka data yang diperoleh tidak dapat membantu untuk menganalisa potensi terjadinya kegagalan yang menyebabkan timbulnya resiko dengan konsekuensinya yang lebih besar.

4.6 Analisa Biaya dengan *Time Base Inspection* (TBI)

Berdasarkan keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi (migas) nomor: 84K/38/DJM/1998, tentang pedoman dan tatacara pemeriksaan keselamatan kerja atas instalasi, peralatan dan teknik yang dipergunakan dalam usaha pertambangan minyak dan minyak dan gas bumi dan perusahaan panas bumi mewajibkan setiap industri memenuhi sertifikat kelayakan penggunaan instalasi (SKPI) dan sertifikat kelayakan penggunaan peralatan (SKPP) sebagai tanda persetujuan yang diberikan oleh Direktur Jendral Migas atas penggunaan instalasi atau peralatan. Sehubungan dengan keputusan tersebut dalam hal pengoperasian instalasi stasiun pengolahan gas diperlukan SKPI dan SKPP. Dimana SKPI berlaku dalam jangka waktu 5 tahun dan SKPP berlaku dalam jangka waktu 3 tahun. Dengan demikian untuk peralatan baik itu bejana tekan

dan perpipaan perlu dilaksanakan pemeriksaan kondisi yang berhubungan dengan keselamatan kerja dalam hal ini inspeksi kondisi peralatan yang akan dilakukan secara berkala yaitu setiap 3 tahun. Berdasarkan peraturan tersebut maka perencanaan inspeksi dapat dibuat setiap 3 tahun untuk semua peralatan. Berikut ini tabel perencanaan inspeksi dan metode inspeksi yang akan dilakukan beserta perkiraan biaya yang dibutuhkan:

Tabel 4.21. Jadwal Perencanaan Inspeksi Peralatan dengan TBI

NO	EQP. ID	Risk Category	Inspection Schedule (years)	Year																
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1	8"-HG-3001-6B	3E	3																	
2	8"-HG-3002-6B	3E	3																	
3	8"-HG-3005-6B	2E	3																	
4	ABJGM 401	2D	3																	
5	MBFGM 101	2E	3																	
6	6"-SGHO	2E	3																	
7	8"-HG-3003-6B	2E	3																	
8	MAJGM 101	2D	3																	
9	MAJGM 102	2D	3																	
10	ABJGM 106	2C	3																	
11	8"-HG-3004-6B	2E	3																	
12	3"-FL-9400-1B	2B	3																	
13	1"-FL-9402-1B	2B	3																	
14	3"-FL-9401-1B	2B	3																	
15	3"-FL-9402-1B	2B	3																	
16	3"-FL-9403-1B	2B	3																	
17	3"-FL-9404-1B	2B	3																	
18	3"-DC-9500-1B	2A	3																	
19	2"-DC-9501-1B	2A	3																	
20	4"-DC-9503-1B	2B	3																	
21	3"-DC-9502-1B	3A	3																	
	Bunga	9%																		
	Biaya Total (Rp)	352,409,226	(NPV)																	

Berdasarkan perkiraan biaya yang akan dikeluarkan untuk inspeksi dapat terlihat biaya yang relatif besar. Hal ini tentunya disebabkan karena frekuensi inspeksi yang cukup tinggi yaitu setiap 3 (tiga) tahun dan berlaku tetap untuk seluruh jenis peralatan yang terdapat dalam stasiun pengolahan gas tanpa mempertimbangkan tingkat resiko dan sisa masa pakai dari peralatan tersebut.

4.7 Analisa Perbandingan Risk Base Inspection (RBI) dan Time Base

Inspection (TBI) dari Segi Biaya

Dari hasil perhitungan perkiraan biaya inspeksi dari kedua metode tersebut diperoleh hasil yang berbeda. Untuk biaya inspeksi dalam 15 (lima belas) tahun kedepan dengan menggunakan metode RBI yaitu sekitar 190,2 juta rupiah sedangkan dengan menggunakan metode TBI yaitu sekitar 352,4 juta rupiah. Kedua biaya tersebut diperoleh dengan memperkirakan kenaikan biaya

inspeksi dari tahun ke tahun dengan eskalasi 3 % karena adanya pengaruh inflasi dan kenaikan harga minyak mentah dunia serta dengan perkiraan biaya selama 15 (lima belas) tahun kedepan maka dapat dihitung nilai uang dikeluarkan untuk kedua metode (RBI dan TBI) pada saat sekarang yang biasa dikenal sebagai *net present value* (NPV).

Dari hasil perhitungan ekonomi untuk kedua metode terlihat bahwa biaya yang dikeluarkan dengan menggunakan metode RBI akan jauh lebih kecil jika dibandingkan dengan menggunakan metode TBI. Dimana dengan menggunakan metode RBI dapat menghemat biaya inspeksi sebesar 162,2 juta rupiah. Hal ini tentunya disebabkan secara langsung oleh frekuensi dari inspeksi yang akan dilakukan dari masing-masing jenis peralatan. Dimana dengan menggunakan metode TBI frekuensi inspeksi cukup tinggi karena analisa pembuatan jadwal inspeksinya hanya berdasarkan skala waktu yaitu setiap 3 (tiga) tahun tanpa memperhitungkan tingkat resiko sedangkan dengan menggunakan metode RBI frekuensi inspeksi relatif lebih kecil dibandingkan dengan metode TBI. Relatif lebih rendahnya frekuensi inspeksi dengan metode RBI karena dengan RBI jadwal inspeksi dibuat berdasarkan analisa tingkat resiko dan sisa masa pakai dari suatu jenis peralatan sehingga diharapkan inspeksi yang dilakukan tepat sesuai dengan kebutuhan dan mengurangi inspeksi yang sebenarnya tidak dibutuhkan karena kondisi peralatan yang masih dapat diperkirakan. Dengan metode RBI diharapkan diperoleh jadwal inspeksi yang lebih efisien. Selain itu dengan RBI juga dapat ditentukan metode inspeksi yang tepat sesuai dengan perkiraan mekanisme kegagalan yang memungkinkan timbulnya resiko sehingga diharapkan dengan RBI juga diperoleh metode inspeksi yang efektif tantunya dengan tujuan akhir untuk efisiensi biaya yang dikeluarkan selama proses inspeksi.