

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Pendahuluan

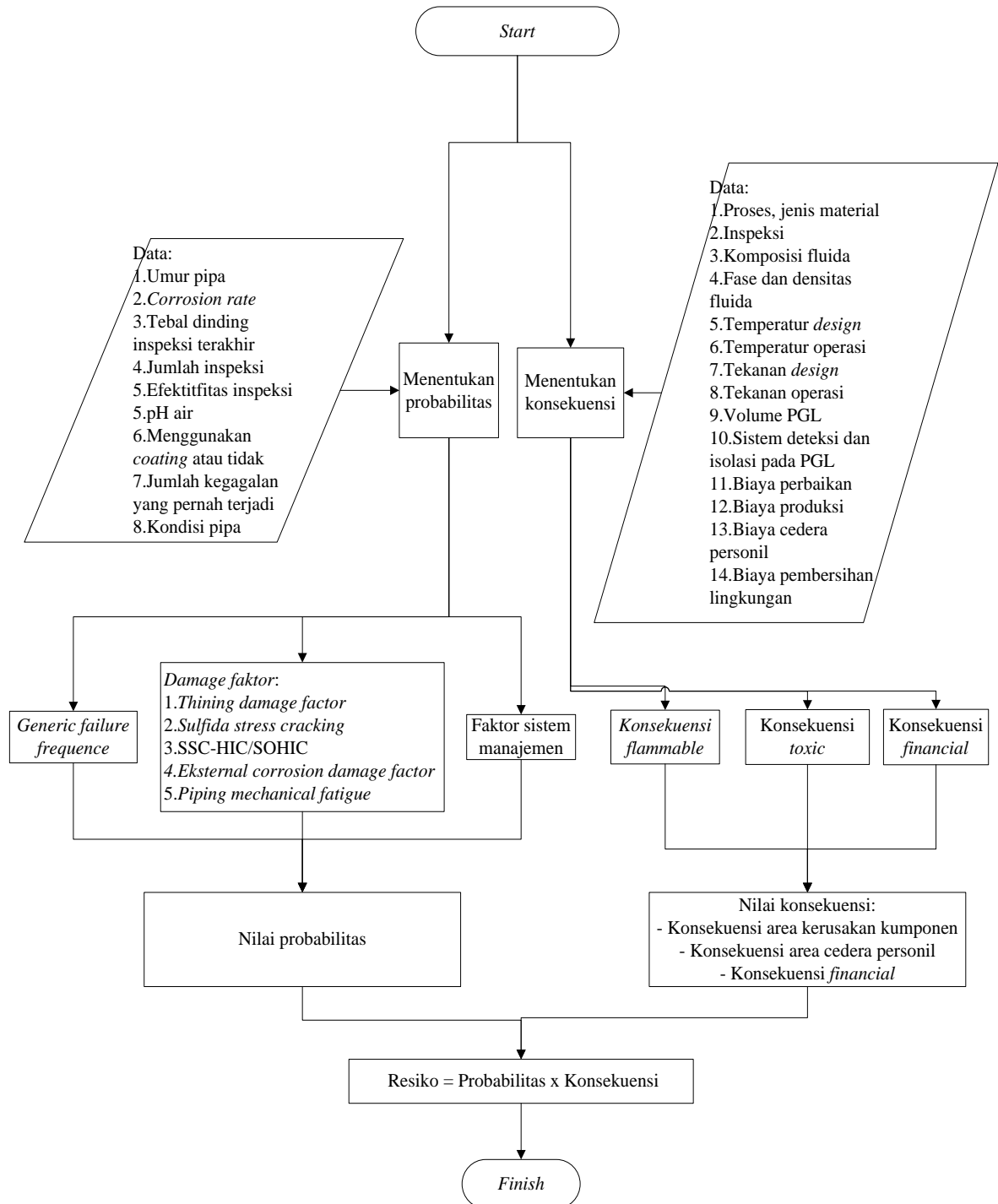
Pada tugas akhir ini dilakukan analisis mengenai resiko *pipeline* berdasarkan API *code* 581 revisi tahun 2008 *Risk Based Inspection Technology*. Untuk dapat menganalisis dengan tepat dan akurat dari data-data yang ada, maka perhitungan dilakukan secara manual. Karena data-data yang menjadi *input* dalam perhitungan sangat banyak sehingga akan menyita banyak waktu dan menurunkan ketepatan. Oleh karena itu diperlukan sebuah program bantu/*template* yang bisa memudahkan analisis, mempercepat, serta meningkatkan ketepatan dan ketelitian perhitungan.

Penulis mengembangkan program bantu perhitungan dengan menggunakan bantuan *Microsoft Office Excel* 2010 yang dilengkapi fitur-fitur, dan pilihan-pilihan untuk input perhitungan. Format yang digunakan adalah *.xls* dan *.xlsx*, dua format ini yang digunakan agar program bantu ini bisa digunakan secara umum di semua komputer. Selain itu data-data yang menjadi input dalam bentuk *Microsoft Office Excel* 2007 sehingga memudahkan bagi operator dalam menganalisis atau mengolah kembali hasil analisis.

Penulis mengembangkan alat bantu perhitungan ini berdasarkan prosedur dan kriteria yang berpedoman pada standar API *code* 581 revisi tahun 2008 dengan hasil resiko sebagai nilai *output*. Data inspeksi yang didapat adalah inspeksi visual yang dilakukan oleh kontraktor PT. Chevron Pacific Indonesia pada tahun 2007 dan sudah menjalani tiga kali inspeksi.

3.2 Diagram Alir Program Bantu Perhitungan

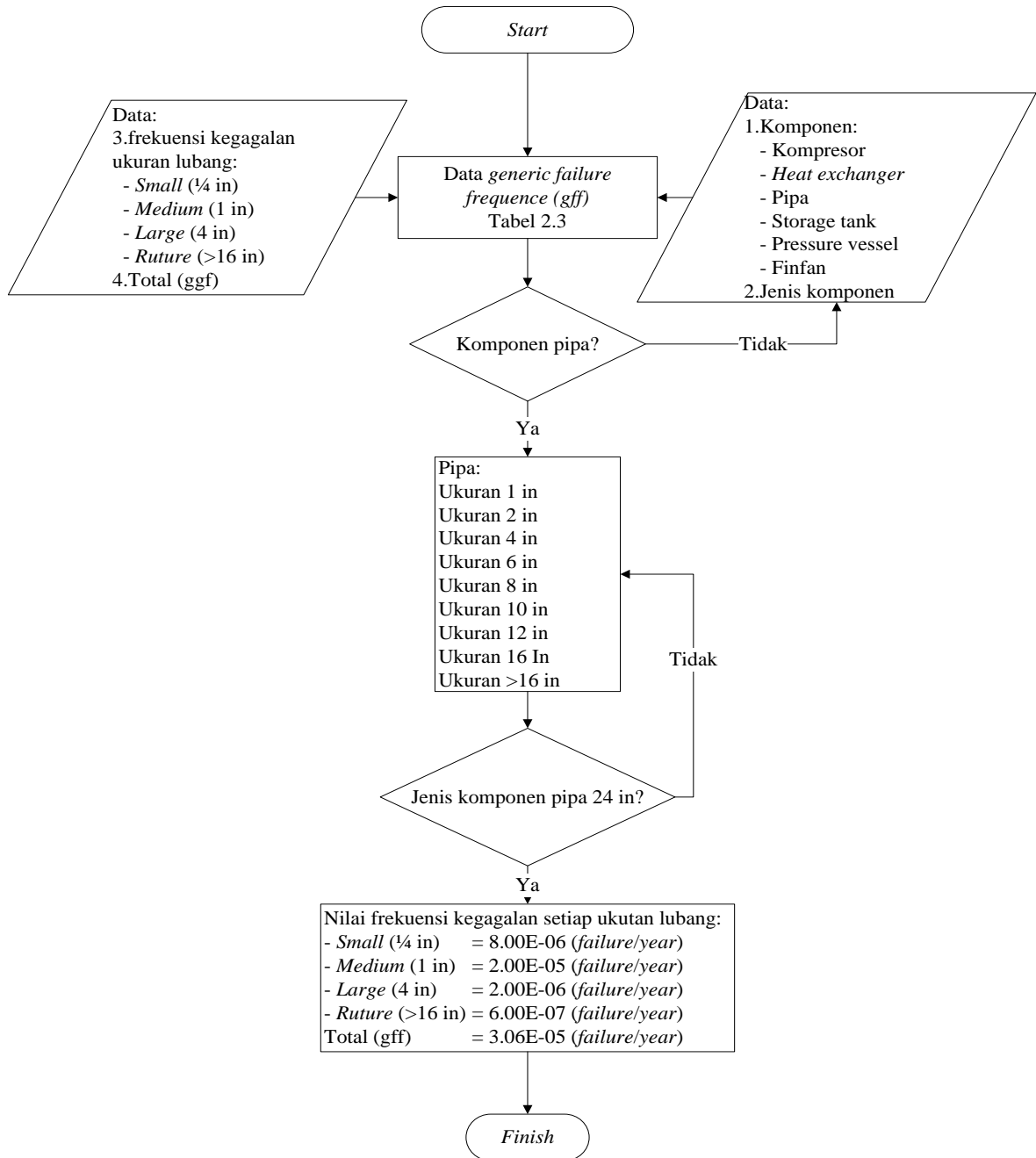
Diagram alir program bantu diawali dengan perhitungan nilai probabilitas kegagalan pada *pipeline Production Gathering Line Duri field*. Kemudian menghitung nilai konsekuensi *flammable*, *toxic* dan *finance*, terakhir menentukan nilai resiko dengan mengalikan probabilitas dan konsekuensi dalam matrik resiko. Diagram alir program bantu secara umum dapat dilihat pada Gambar 3.1 di bawah ini.



Gambar 3.1. Diagram alir proses perhitungan dalam program bantu.

3.2.1 Diagram Alir Menentukan *Generic Failure Frequency*

Gambar 3.2 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan frekuensi kegagalan:



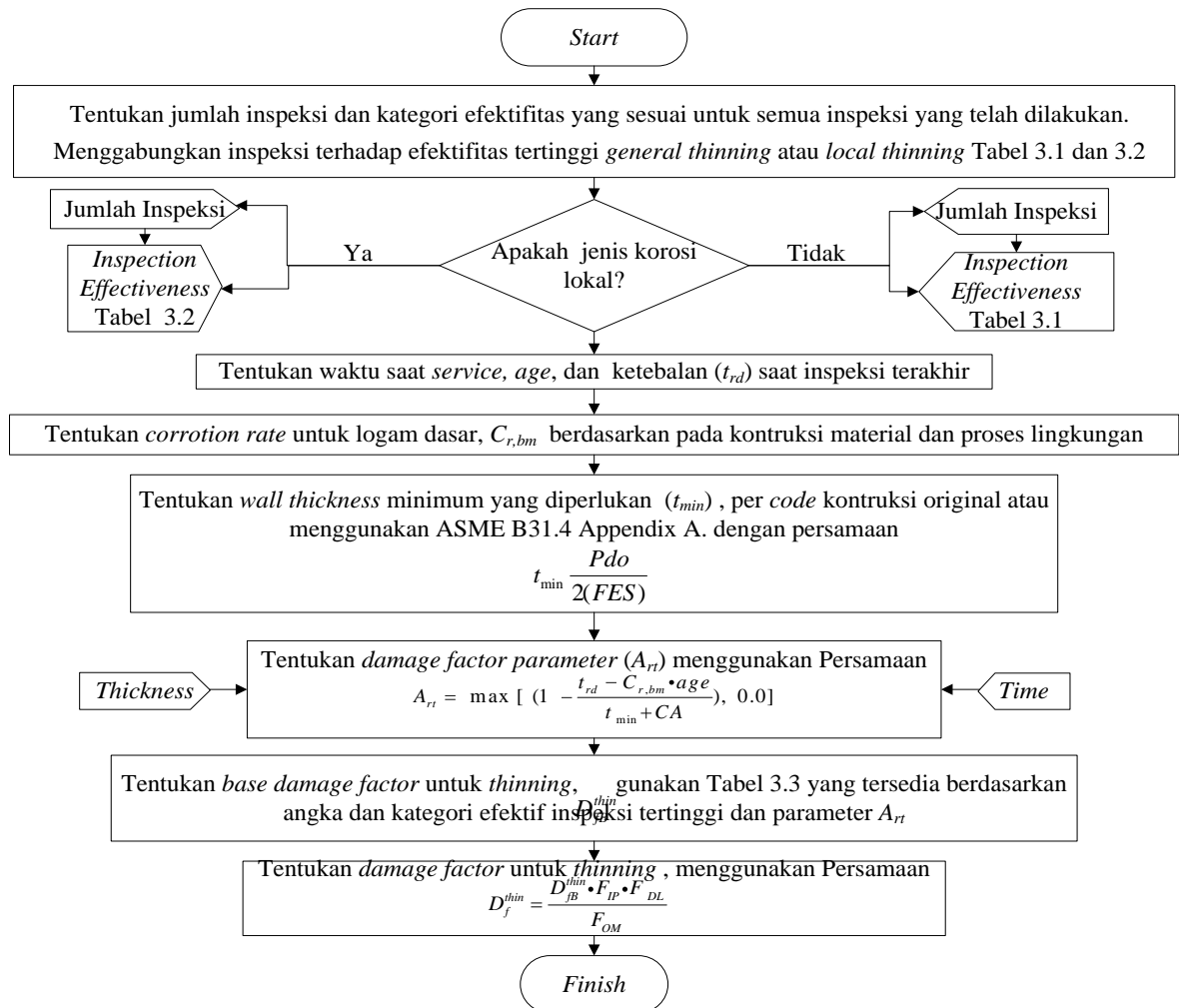
Gambar 3.2. Diagram alir menentukan *generic failure frequency*.

3.2.2 Diagram Alir Menentukan *Damage Factor*

Dalam menentukan *damage factor* pada API 581 RBI menyediakan beberapa faktor kerusakan yang kemungkinan terjadi pada sebuah komponen. Dalam hal ini penulis hanya mengambil beberapa *damage factor* yang berhubungan dengan studi kasus yang dilaksanakan yaitu *pipeline Production Gathering Line* dan fluida yang dialirkan adalah *crude oil*.

3.2.2.1 *Thinning Damage Factor*

Gambar 3.3 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *thinning damage factor*.



Gambar 3.3. Diagram alir menentukan *thinning damage factor*.

Tabel 3.1. Keefektifan inspeksi untuk tipe *general thinning*.

Kategori keefektifan inspeksi	Contoh: Inspeksi <i>intrusif</i>	Contoh: Inspeksi <i>non-intrusif</i>
<i>Highly</i>	Pengecekan luas permukaan seluas 50-100% dengan ditemani pengukuran ketebalan	Pengecekan 50-100% luas permukaan dengan ultrasonik atau radiografi profil
<i>Usually</i>	Pengecekan 20% luas permukaan dan pengukuran ketebalan di beberapa titik dengan ultrasonik	Pengecekan 20% luas permukaan dengan ultrasonik atau radiografi profil atau pengukuran eksternal ketebalan pada beberapa titik
<i>Fairly</i>	Pengecekan secara visual tanpa pengukuran ketebalan.	Pengecekan 2-3% luas permukaan dengan ultrasonik pada beberapa titik tertentu dan sedikit pengecekan visual dari dalam atau bahkan tidak ada sama sekali
<i>Poorly</i>	Pembacaan eksternal ketebalan di beberapa titik saja	Beberapa pengukuran ketebalan, dan dokumentasi sistem perencanaan inspeksi
<i>Innefective</i>	Tidak ada inspeksi	Beberapa pengukuran ketebalan yang diambil hanya dari luar, dan dokumentasi sistem perencanaan inspeksi yang buruk

Tabel 3.2. Keefektifan inspeksi untuk tipe *localized thinning*.

Kategori keefektifan inspeksi	Contoh: Inspeksi <i>intrusif</i>	Contoh: Inspeksi <i>non-intrusif</i>
<i>Highly</i>	100% pengecekan visual (dengan dilepaskannya juga <i>internal packing, tray, dsb</i>) dan pengukuran ketebalan	Pengecekan 50-100% dengan alat ultrasonik otomatis atau radiografi profil pada daerah-daerah yang ditentukan oleh <i>corrosion engineer</i>
<i>Usually</i>	100% pengecekan visual (dengan hanya dilepaskannya sebagian <i>internal packing</i>), termasuk manways, nosel, dsb. dan disertai pengukuran ketebalan	Pengecekan 20% dengan alat ultrasonik otomatis atau 50% dengan cara manual, atau 50% radiografi profil pada daerah-daerah yang ditentukan oleh <i>corrosion engineer</i> atau spesialis khusus
<i>Fairly</i>	Pengecekan 20% dengan cara visual dan pengukuran ketebalan dengan ultrasonik pada titik-titik tertentu	Pengecekan 20% dengan ultrasonik otomatis maupun manual atau radiografi profil, dan pengukuran ketebalan pada titik-titik tertentu yang ditentukan oleh <i>corrosion engineer</i> atau spesialis khusus
<i>Poorly</i>	Tidak ada inspeksi	Pengukuran ketebalan dengan ultrasonik atau radiografi profil pada titik-titik tertentu tanpa ditentukan oleh <i>corrosion engineer</i>
<i>Innefective</i>	Tidak ada inspeksi	Pengukuran ketebalan dengan ultrasonik pada titik-titik tertentu tanpa ditentukan oleh <i>corrosion engineer</i>

Tabel 3.3A. *Thinning damage factor*.

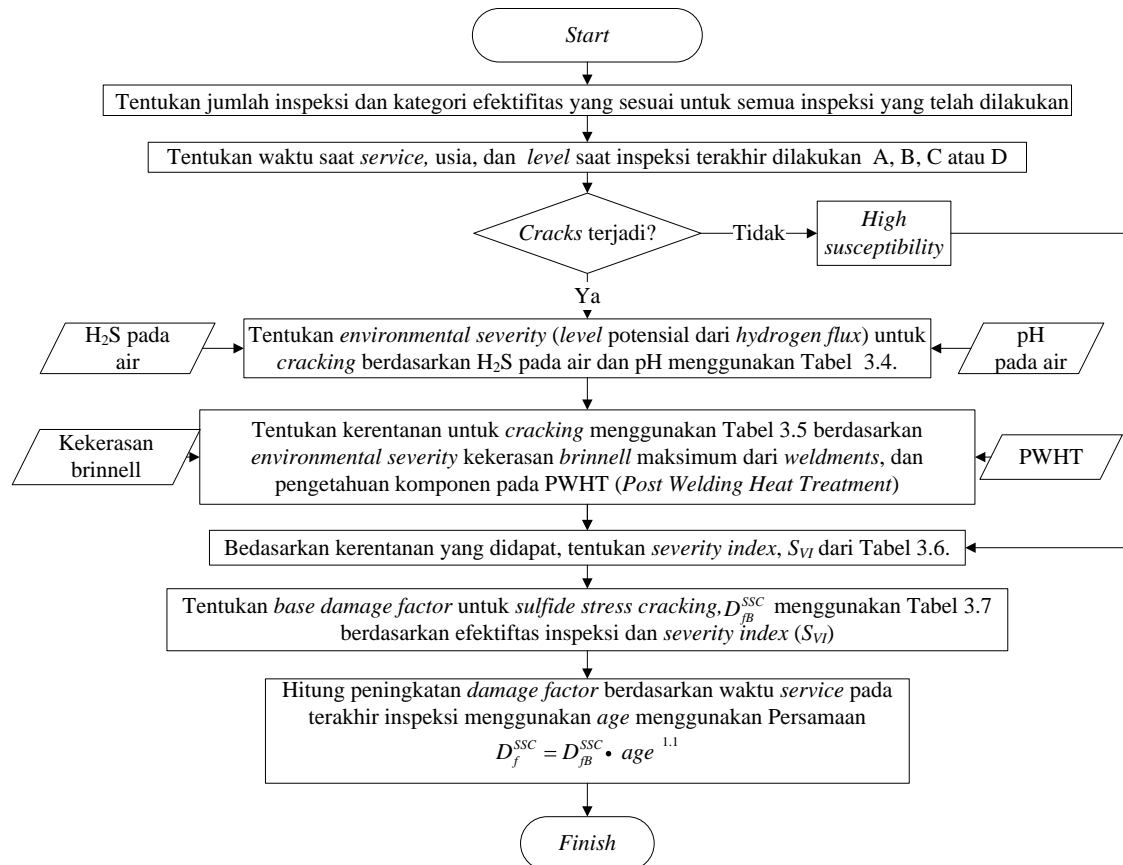
Art	Efektifitas inspeksi												
	E	1 Inspeksi				2 Inspeksi				3 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1

Tabel 3.3B. Thinning damage factor.

0.2	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.3	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.4	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.5	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.6	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500

3.2.2.2 SSC Damage Factor (Sulfida Stress Cracking)

Gambar 3.4 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan (SSC) Sulfida Stress Cracking.



Gambar 3.4. Diagram alir menentukan SSC damage factor-sulfida stress cracking.

Tabel 3.4. *Environmental severity.*

pH Air	<i>Environmental severity sebagai fungsi dari konten H₂S pada air</i>			
	<i><50 ppm</i>	<i>50-1000 ppm</i>	<i>1000-10000 ppm</i>	<i>>10000 ppm</i>
<i><5.5</i>	<i>Low</i>	<i>Moderate</i>	<i>High</i>	<i>High</i>
<i>5.5 to 7.5</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Moderate</i>
<i>7.6 to 8.3</i>	<i>Low</i>	<i>Moderate</i>	<i>Moderate</i>	<i>Moderate</i>
<i>8.4 to 8.9</i>	<i>Low</i>	<i>Moderate</i>	<i>Moderate</i>	<i>High</i>
<i>>9.0</i>	<i>Low</i>	<i>Moderate</i>	<i>High</i>	<i>High</i>

Tabel 3.5. *Kerentanan terhadap SSC-Sulfide Stress Cracking.*

<i>Environmental severity</i>	<i>As-Welded Max brinnell hardness</i>			<i>PWHT Max brinnell hardness</i>		
	<i><200</i>	<i>200-237</i>	<i>>237</i>	<i><200</i>	<i>200-237</i>	<i>>237</i>
<i>High</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>	<i>Not</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>
<i>Moderate</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>	<i>Not</i>	<i>Not</i>	<i>Low</i>
<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Not</i>	<i>Not</i>	<i>Not</i>

Tabel 3.6. *Mentukan severity index.*

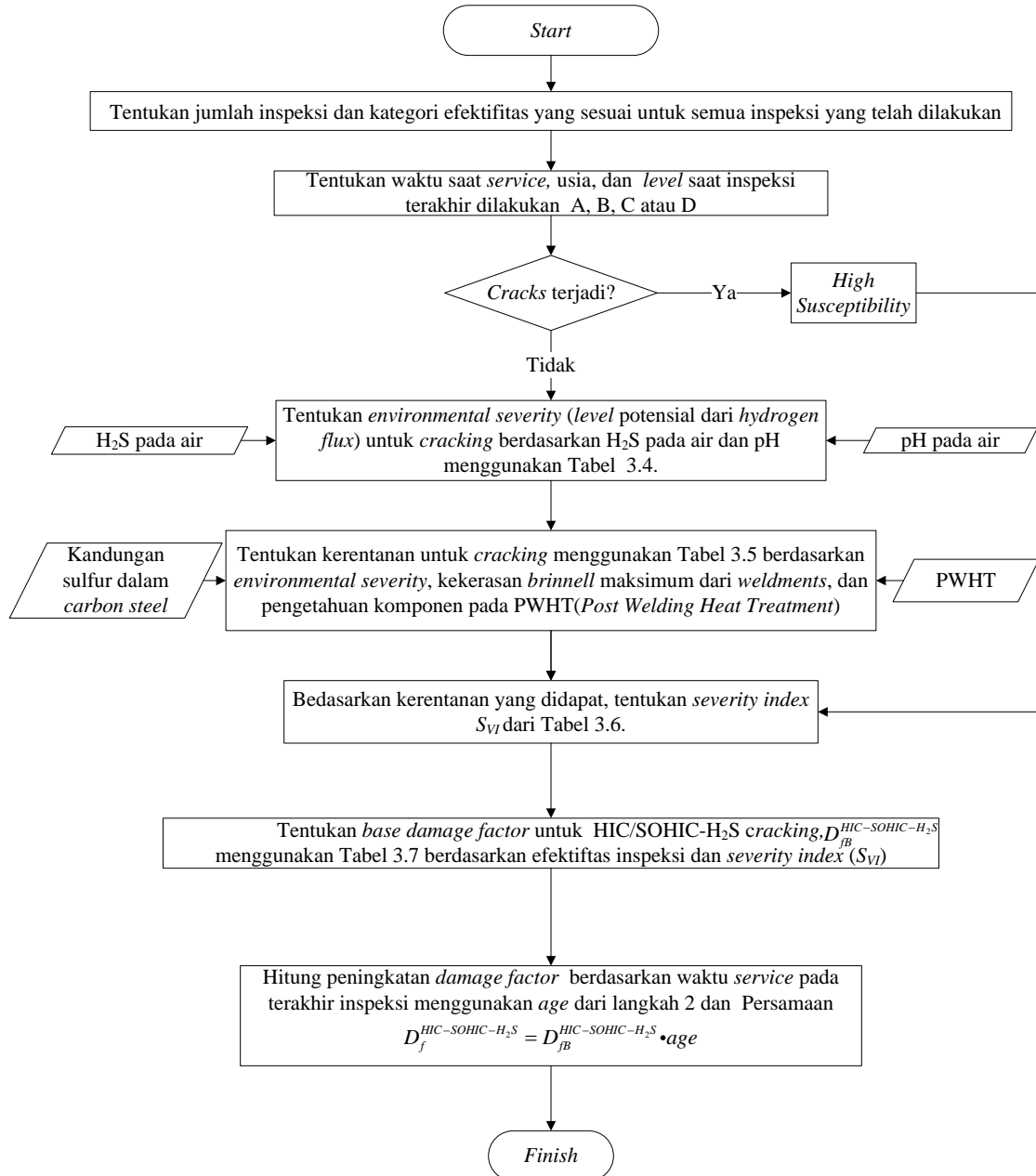
<i>Susceptibility</i>	<i>Severity index-S_{VI}</i>
<i>High</i>	100
<i>Medium</i>	10
<i>Low</i>	1
<i>None</i>	1

Tabel 3.7. *SSC base damage factors untuk semua mekanisme SCC.*

S _{VI}	E	Efektifitas inspeksi											
		1 Inspeksi				2 Inspeksi				3 Inspeksi			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	8	3	1	1	6	2	1	1	4	1	1	1
50	50	40	17	5	3	30	10	2	1	20	5	1	1
100	100	80	33	10	5	60	20	4	1	40	10	2	1
500	500	400	170	50	25	300	100	20	5	200	50	8	1
1000	1000	800	330	100	50	600	200	40	10	400	100	16	2
5000	5000	4000	1670	500	250	3000	1000	250	50	2000	500	80	10

3.2.2.3 SSC Damage Factor (HIC/SOHIC-H₂S)

Gambar 3.5 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan HIC/SOHIC-H₂S.



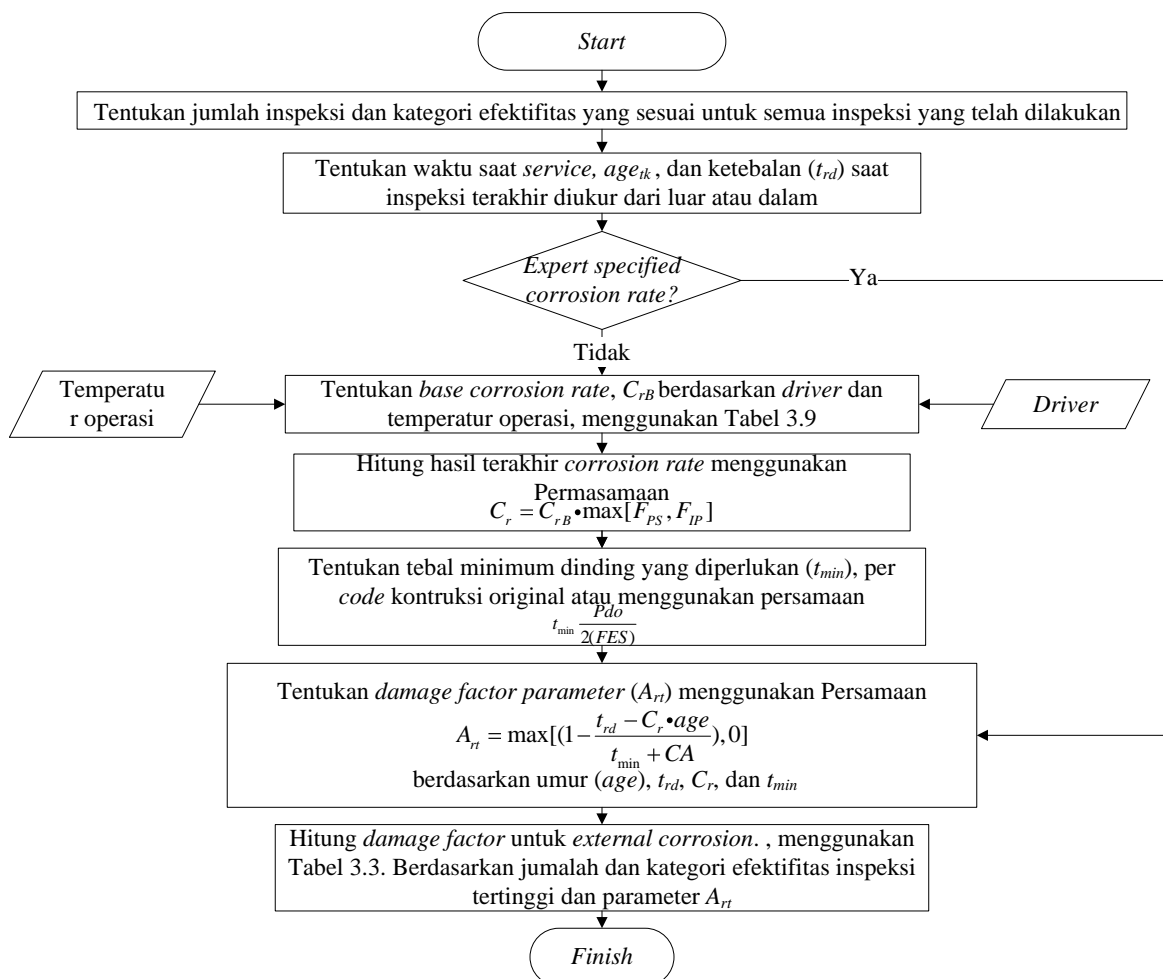
Gambar 3.5. Diagram alir menentukan HIC/SOHIC-H₂S.

Tabel 3.8. Kerentanan terhadap SSC-HIC/SOHIC-H₂S *cracking*.

<i>Environmental severity</i>	<i>High Sulfur Steel (1)</i> >0/01% S		<i>Low Sulfur Steel (2)</i> 0.002-0.01% S		<i>Ultra Low Sulfur Steel (3)</i> <0.002% S	
	<i>As-Welded</i>	<i>PWHT</i>	<i>As-Welded</i>	<i>PWHT</i>	<i>As-Welded</i>	<i>PWHT</i>
<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>High</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>
<i>Moderate</i>	<i>High</i>	<i>Medium</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>
<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Low</i>	<i>Not</i>	<i>Not</i>

3.2.2.4 Eksternal Corrosion Damage Factor (Ferritic Component)

Gambar 3.6 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *eksternal corrosion damage factor (ferritic component)*.

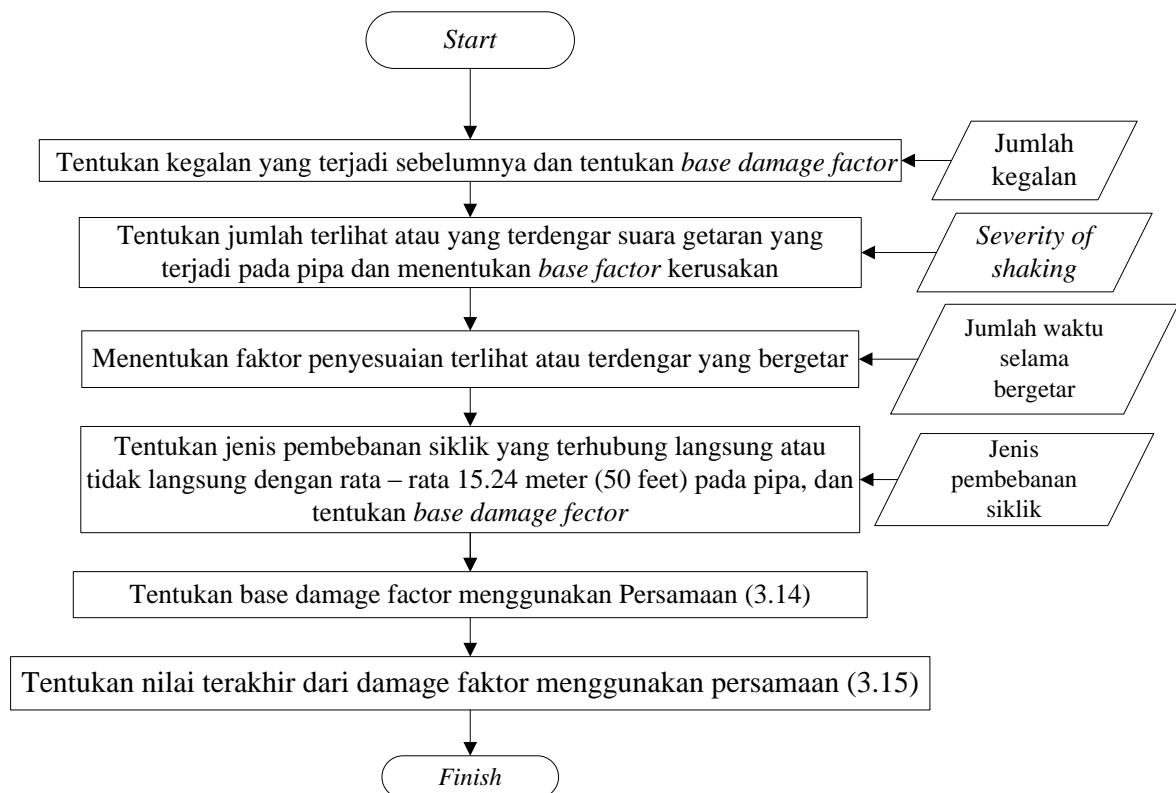
**Gambar 3.6.** Diagram alir menentukan *eksternal corrosion damage factor*.

Tabel 3.9. *Corrosion rates* untuk perhitungan faktor kerusakan *external corrosion*.

Temperatur operasi (F)	<i>Corrosion rates</i> sebagai fungsi dari <i>driver</i> (1) (MPY)			
	<i>Marine/cooling Tower area</i>	<i>Temperate</i>	<i>ARID/DRY</i>	<i>Severe</i>
10	0	0	0	0
18	1	0	0	3
43	5	3	1	10
90	5	3	1	10
160	5	2	1	10
225	1	0	0	2
250	0	0	0	0

3.2.2.5 Piping Mechanical Fatigue

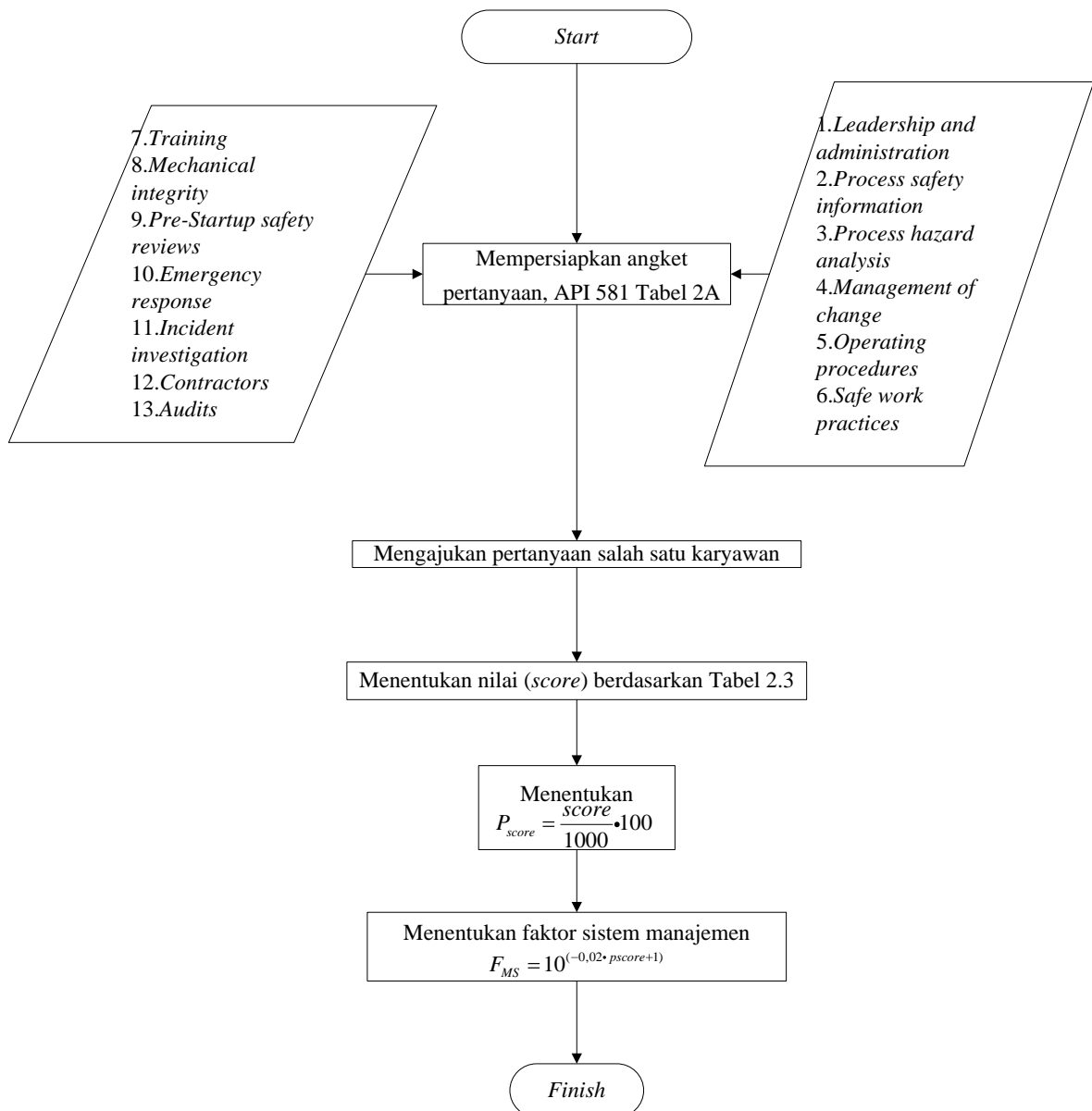
Gambar 3.7 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *piping mechanical fatigue*.



Gambar 3.7. Diagram alir menentukan *piping mechanical fatigue*.

3.2.3 Diagram Alir Menentukan Faktor Sistem Manajemen

Dalam menentukan faktor manajemen sistem sudah disiapkan angket pertanyaan pada API 581 RBI Tabel 2A. Semua topik pertanyaan dan nilai maksimum *score* ada pada Tabel 2.4. Berikut Gambar 3.8 menunjukkan prosedur menentukan faktor sistem manajemen.



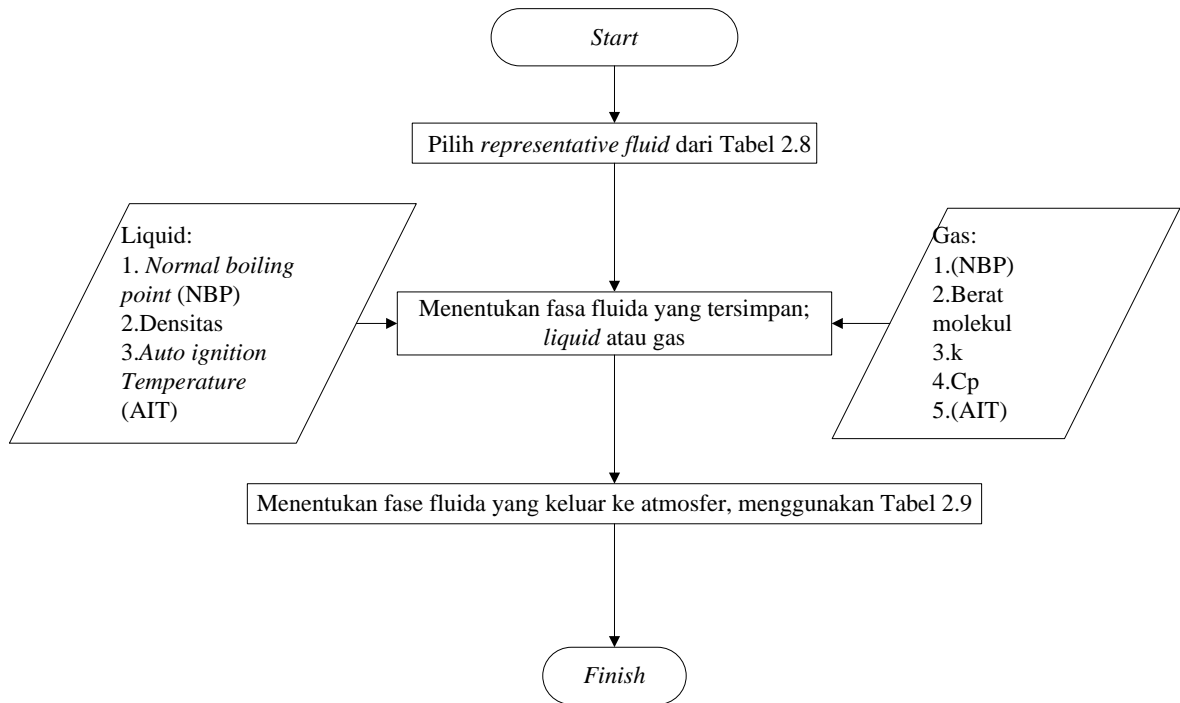
Gambar 3.8. Diagram alir menentukan faktor sistem manajemen.

3.2.4 Diagram Alir Menentukan Konsekuensi

Dalam analisis konsekuensi yang dilakukan, menggunakan analisis konsekuensi *level 1*. Karena dengan menggunakan analisis konsekuensi *level 1*, *representative fluid* yang dianalisa sudah tersedia, sehingga belum perlu menggunakan analisis konsekuensi *level 2*.

3.2.4.1 Menentukan *Representative Fluid* dan Sifat-Sifatnya

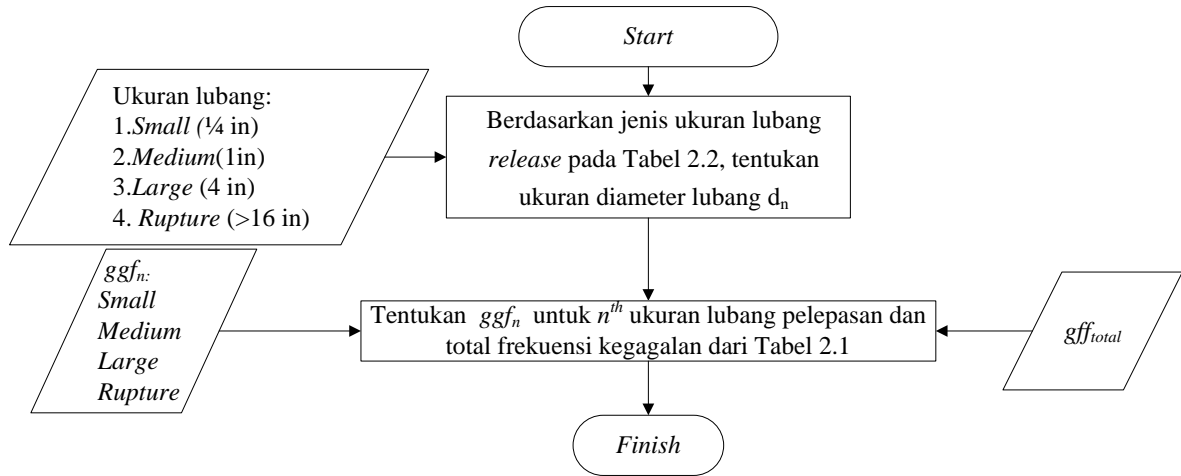
Gambar 3.9 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *representative fluid* dan sifat-sifatnya.



Gambar 3.9. Diagram alir *representative fluid* dan sifat-sifatnya.

3.2.4.2 Menentukan Ukuran Lubang

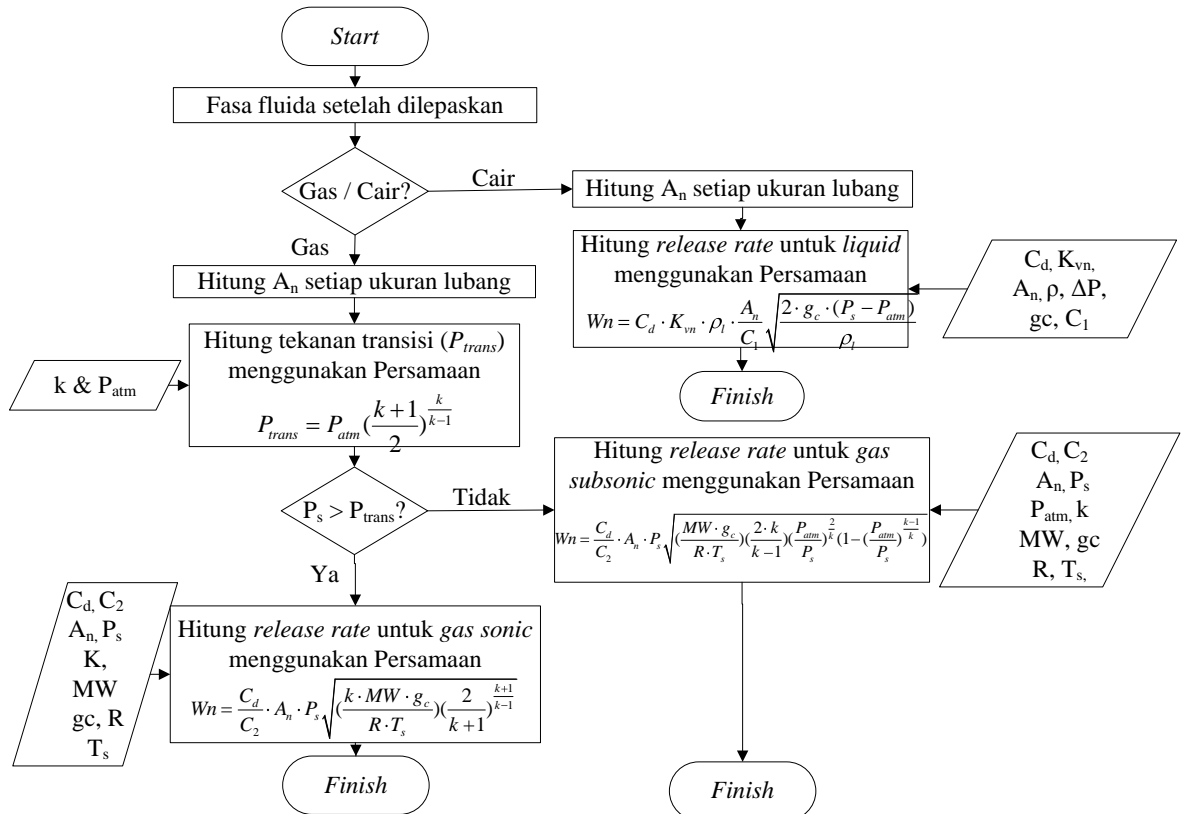
Gambar 3.10 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan ukuran lubang.



Gambar 3.10. Diagram alir menentukan ukuran lubang.

3.2.4.3 Penentuan Release Rate

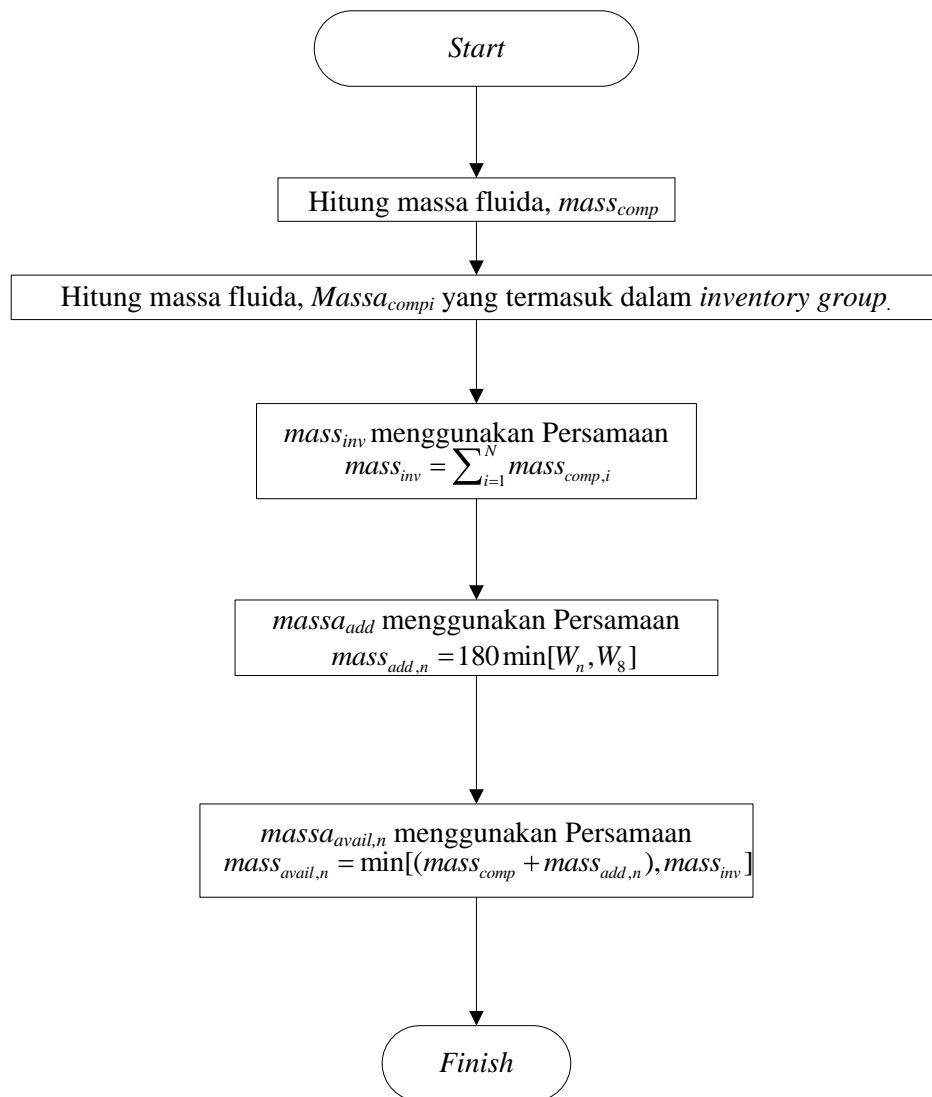
Gambar 3.11 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan release rate.



Gambar 3.11. Diagram alir menentukan release rate.

3.2.4.4 Estimasi Jumlah Total Fluida yang Ada untuk Keluar

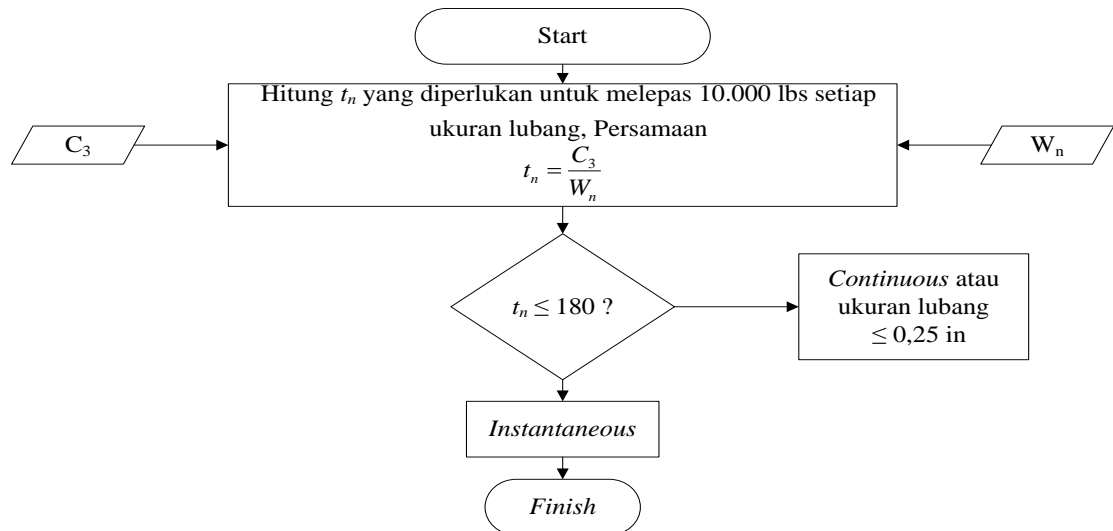
Gambar 3.12 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan estimasi jumlah total fluida yang ada untuk keluar.



Gambar 3.12. Diagram alir menentukan *release rate* estimasi jumlah total fluida yang ada untuk keluar.

3.2.4.5 Menentukan Jenis Release (*Continuous* atau *Instantaneous*)

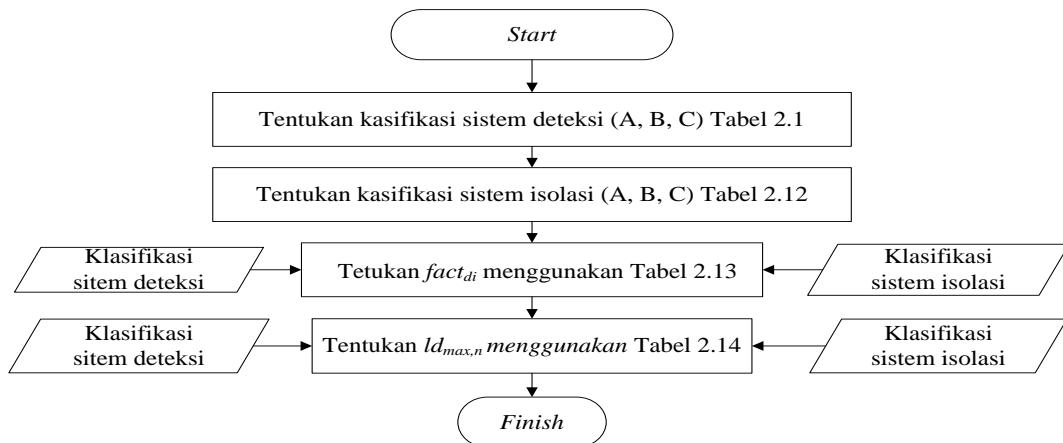
Gambar 3.13 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan jenis *release* (*continuous* atau *instantaneous*).



Gambar 3.13. Diagram alir menentukan jenis *release* (*continuous* atau *instantaneous*).

3.2.4.6 Estimasi Dampak dari Sistem deteksi dan Isolasi pada Besarnya Release

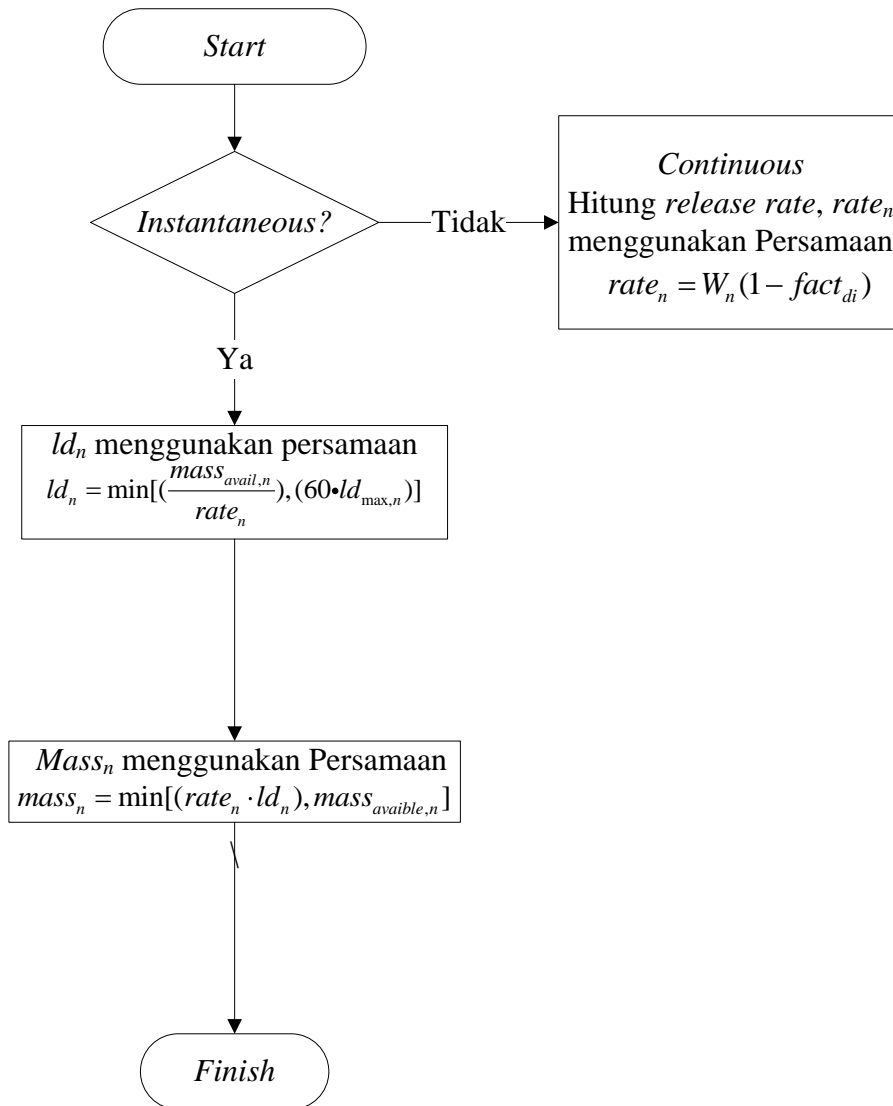
Gambar 3.14 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan estimasi dampak dari sistem deteksi dan isolasi pada besarnya *release*.



Gambar 3.14. Diagram alir menentukan dampak dari sistem deteksi dan isolasi.

3.2.4.7 Menentukan *Release Rate* dan Massa untuk Analisis Konsekuensi

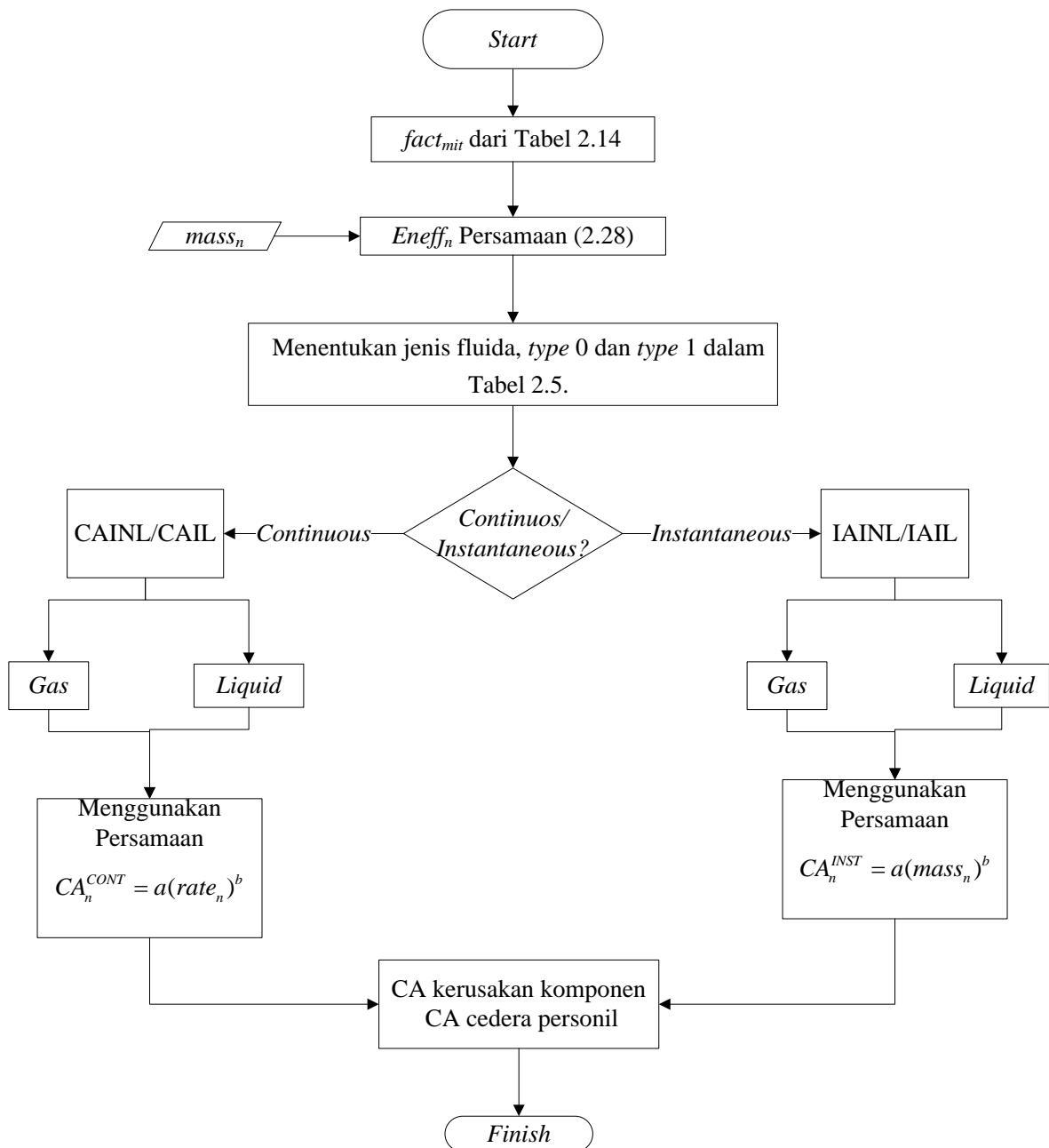
Gambar 3.15 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *release rate* dan massa untuk analisis konsekuensi.



Gambar 3.15. Diagram alir menentukan *release rate* dan massa.

3.2.4.8 Penentuan *Flammable Consequence* dan *Explosive Consequence*

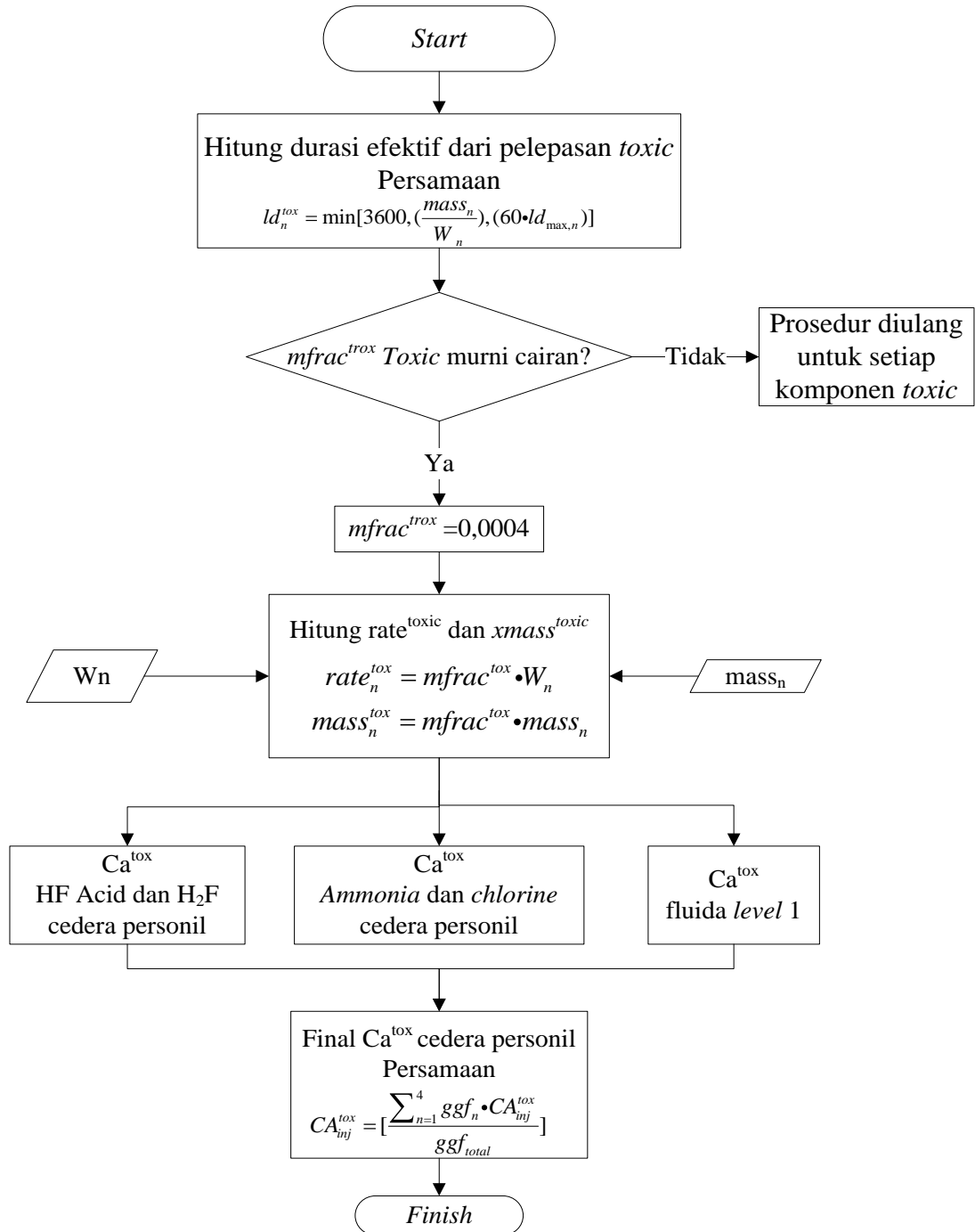
Gambar 3.16 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *flammable consequence* dan *explosive consequence*.



Gambar 3.16. Diagram alir menentukan *flammable consequence* dan *explosive consequence*.

3.2.4.9 Penentuan *Toxic Consequence*

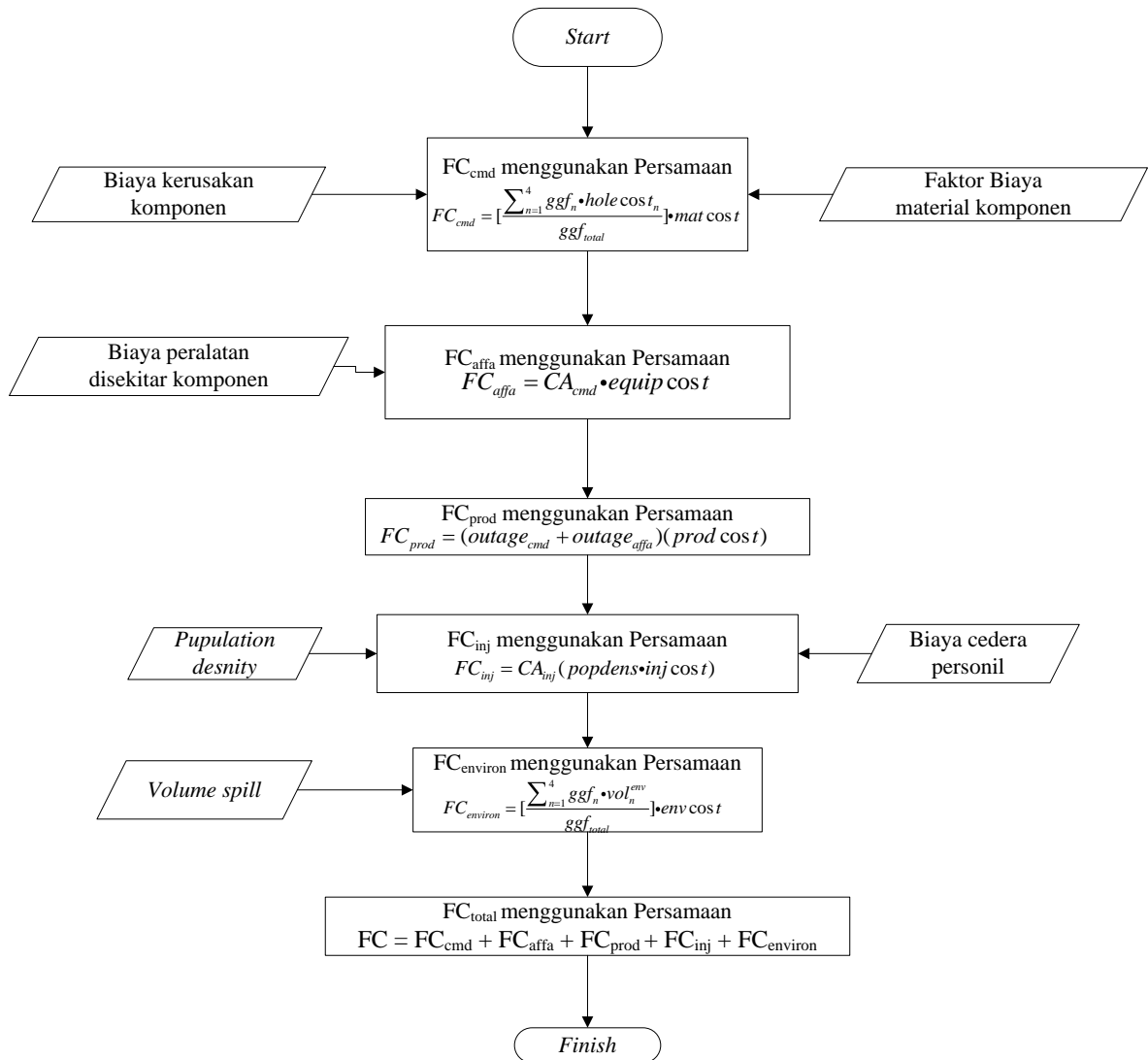
Gambar 3.17 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *toxic consequence*.



Gambar 3.17. Diagram alir menentukan *toxic consequence*.

3.2.4.10 Penentuan *Financial Consequences*

Gambar 3.18 di bawah ini menunjukkan prosedur menentukan *financial consequences*.



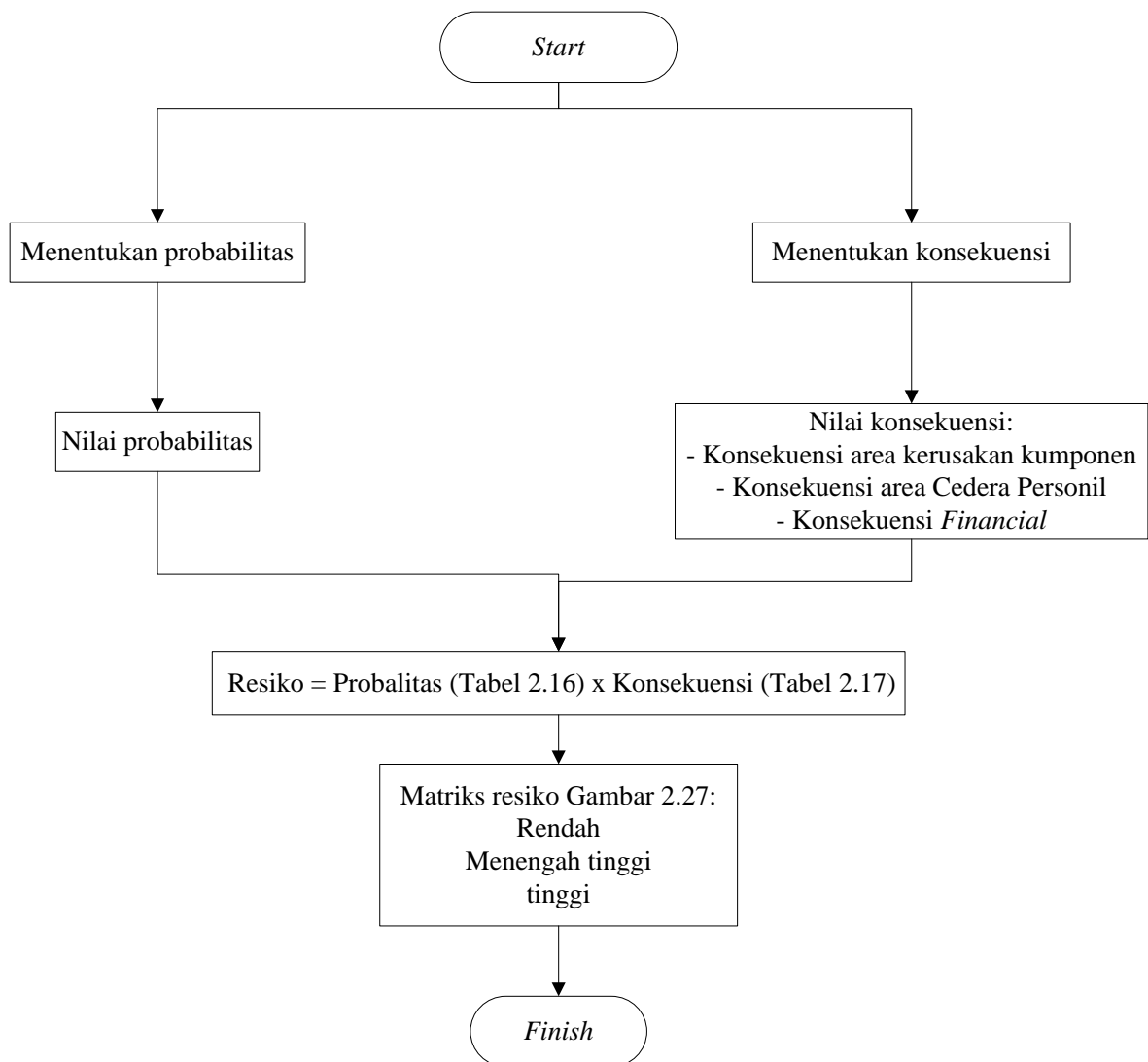
Gambar 3.18. Diagram alir menentukan *financial consequences*.

Tabel 3.10. Biaya kerusakan komponen.

No	Jenis peralatan	Jenis komponen	Biaya kerusakan (2001 us dollars), <i>holecost</i>			
			<i>Small</i>	<i>Medium</i>	<i>Large</i>	<i>Rupture</i>
1	<i>Compressor</i>	<i>COMPC</i>	10000	20000	100000	300000
2	<i>Compressor</i>	<i>COMPR</i>	5000	10000	50000	100000
3	<i>Heat Exchanger</i>	<i>HEXSS</i>	1000	2000	20000	60000
4	<i>Heat Exchanger</i>	<i>HEXTS</i>	1000	2000	20000	60000
5	<i>Heat Exchanger</i>	<i>HEXTUBE</i>	1000	2000	20000	60000
6	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-1 inch</i>	5	0	0	20
7	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-2 inch</i>	5	0	0	40
8	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-4 inch</i>	5	10	0	60
9	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-6 inch</i>	5	20	0	120
10	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-8 inch</i>	5	30	60	180
11	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-10 inch</i>	5	40	80	240
12	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-12 inch</i>	5	60	120	360
13	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-16 inch</i>	5	80	160	500
14	<i>Pipe</i>	<i>PIPE-GT 16 inch</i>	10	120	240	700
15	<i>Pump</i>	<i>PUMP2S</i>	1000	2500	5000	5000
16	<i>Pump</i>	<i>PUMPR</i>	1000	2500	5000	10000
17	<i>Pump</i>	<i>PUMP1S</i>	1000	2500	5000	5000
18	<i>Tank650</i>	<i>TANKBOTTOM</i>	5000	0	0	120000
19	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-1</i>	5000	12000	20000	40000
20	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-2</i>	5000	12000	20000	40000
21	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-3</i>	5000	12000	20000	40000
22	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-4</i>	5000	12000	20000	40000
23	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-5</i>	5000	12000	20000	40000
24	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-6</i>	5000	12000	20000	40000
25	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-7</i>	5000	12000	20000	40000
26	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-8</i>	5000	12000	20000	40000
27	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-9</i>	5000	12000	20000	40000
28	<i>Tank650</i>	<i>COURSE-10</i>	5000	12000	20000	40000
29	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>KODRUM</i>	5000	12000	20000	40000
30	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>COLBTM</i>	10000	25000	50000	100000
31	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>FINFAN</i>	1000	2000	20000	60000
32	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>FILTER</i>	1000	2000	4000	10000
33	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>DRUM</i>	5000	12000	20000	40000
34	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>REACTOR</i>	10000	24000	40000	80000
35	<i>Vessel/FinFan</i>	<i>COLTOP</i>	10000	25000	50000	100000

3.2.5 Diagram Alir Analisis Resiko

Dalam analisis nilai resiko yang dilakukan menggunakan matriks 5 x 5 berdasarkan pada API 581 RBI. Kategori nilai dalam matriks tersebut adalah tinggi, menengah tinggi, sedang dan rendah. Dalam API RBI kategori risiko adalah simetris untuk menunjukkan bahwa kategori konsekuensi diberikan bobot lebih tinggi dari kategori probabilitas, pada Gambar 3.19 menjelaskan prosedur dalam menentukan nilai resiko.



Gambar 3.19. Diagram alir menentukan analisis resiko.

3.3 Program Bantu Perhitungan Resiko

Pada subbab berikut akan dibahas mengenai cara penggunaan program bantu perhitungan yang dibuat oleh penulis. Program bantu perhitungan ini dibuat dengan menggunakan *Microsoft Office Excel* 2010, dengan format *.xlsx*. Program bantu/template ini dibuat untuk dapat mempermudah penulis dalam mengolah data *pipeline* agar keakuratan perhitungan dapat dipertahankan. Berikut adalah langkah-langkah yang harus dilakukan untuk menjalankan program bantu perhitungan untuk menghitung resiko *pipeline*.

3.3.1 Langkah-langkah Program Bantu Perhitungan Probabilitas

Langkah 1

Membukan *file* program bantu perhitungan dengan nama “Program Bantu Perhitungan Kuantitatif *Risk Based Inspection* untuk *Pipeline* API 581 2008.xlsx”. Akan terlihat tampilan seperti pada Gambar 3.20.

Langkah pertama dalam menentukan nilai probabilitas adalah menentukan *generic frequency failure*. Pilih jenis peralatan yaitu pipa, kemudian pilih jenis komponen pipa untuk diameter tertentu. Secara otomatis akan keluar nilai *generic failure frequency* untuk setiap ukuran lubang *release* dan total *generic failure frequency*.

Operating Unit:	Risk = Probability [Pf(t)] x Consequence $P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{cr}$ Consequence level 1	DESCRIPTION	INPUT MANUAL
Equipment No :		STEP	INPUT
Description :		* NOTE	OUTPUT

PART A. PROBABILITY OF FAILURE CALCULATIONS [Pf(t)]				
GENERIC FAILURE FREQUENCY (gff)				
ESTIMATION FREQUENCY FAILURE FOR COMPONENT				
STEP	CALCULATE GENERIC FAILURE	UNITS	CALCULATIONS	
1	ENTER EQUIPMENT TYPE		Pipe	
2	ENTER COMPONENT TYPE		PIPE-16 inch	
3	HOLE SIZE	Inch	Small (1/4)	Medium (1)
4	GENERIC FAILURE FREQUENCIES (gff)	Failures/year	0.000008	0.00002
			Large (4)	Rupture (16)
			0.000002	0.000006
5	GENERIC FAILURE FREQUENCIES (gff) TOTAL	Failures/year	0.0000306	

Gambar 3.20. Tampilan program bantu *generic failure frequency* (gff).

Langkah 2

Langkah kedua dalam menentukan nilai probabilitas adalah menentukan *damage factor*, untuk menentukan *damage factor* yang pertama adalah *thinning damage factor* seperti pada Gambar 3.21. Pilih jumlah inspeksi yang telah dilakukan serta kategori efektifitas inspeksi yang telah dilakukan. Masukkan umur pipa, tebal dinding pipa pada saat terakhir inspeksi, *corrosion rate* maksimum dan diameter pipa *outside* (do) untuk menentukan tebal minimum yang diperlukan agar pipa tersebut masih dapat menahan *pressure* yang diterima.

DAMAGE FACTOR (Df (t))				
STEP	CALCULATE THINNING DAMAGE FACTOR	UNITS	CALCULATIONS	
1	ENTER NUMBER INSPECTIONS		3 INSPECTION	
2	ENTER CORRESPONDING INSPECTION EFFECTIVENESS CATEGORY FOR ALL PAST INSPECTION SEE TABLE 5.5 & 5.6		A HIGHLY EFFECTIVE	
3	DETERMINE THE TIME IN-SERVICE, AGE SINCE THE LAST INSPECTION	year	23	
4	LAST INSPECTION THICKNESS READING, BASED ON EXISTING INSPECTION DATA (trd)	Inch	0.2402	trd (mm) 6.10
5	CORROSION RATE BASED ON EXISTING INSPECTION DATA (Cr,cm)	Inch/year	0.0114	Cr,cm (mm/year) 0.29
6	DETERMINE THE MINIMUM REQUIRED WALL THICKNESS, (t _{min}) SEE EQUATION (2.18) TA	Inch	SIZE OF PIPE (Do) 16 0.2111	
7	DETERMINE DAMAGE FACTOR PARAMETER (A _{rt}) USE EQUATION 2.13 API/(2.20) TA BASE ON AGE FROM STEP 3, (trd) FROM STEP 4, (Cr,cm) FROM STEP 5, AND (t _{min}) FROM STEP 6.		1.08	
8	BASE VALUE OF THE DAMAGE FACTOR FOR THINNING, SEE TABLE 5.11 API AND CORRECTION/INTERPOLATION IF NEEDED		2936 LABEL THINNING: B	
9	DAMAGE FACTOR FOR THINNING (D _{thinning})		146.8	

Gambar 3.21. Tampilan program bantu *thining damage factor*.

Langkah 3

Langkah ketiga dalam menentukan nilai *damage factor* adalah *sulfide stress cracking* (SSC) dapat dilihat pada Gambar 3.22. Pilih jumlah inspeksi yang telah dilakukan dan kategori efektifitas inspeksi. Kemudian pilih kandungan pH air, kadar H₂S dalam air, dan kekerasan hasil lasan.

SCC DAMAGE FACTOR - SULFIDA STRESS CRACKING				
STEP	CALCULATE SSC DAMAGE FACTOR	UNITS	CALCULATIONS	
1	ENTER NUMBER INSPECTIONS		3 INSPECTION	
2	ENTER CORRESPONDING INSPECTION EFFECTIVENESS CATEGORY FOR ALL PAST INSPECTION SEE TABLE 9.2 API/ 2.23 TA		A HIGHLY EFFECTIVE	
3	DETERMINE THE TIME IN-SERVICE, AGE SINCE THE LAST INSPECTION	year	23	
4	DETERMINE THE ENVIRONMENTAL SEVERITY (POTENTIAL LEVEL OF HYDROGEN FLUX) FOR CRACKING BASED ON THE H ₂ S CONTENT OF THE WATER AND ITS PH USING TABLE 9.3/2.24		LOW	pH Water 5.5 to 7.5 Environmental Severity 50 to 1000 ppm
5	DETERMINE THE SUSCEPTIBILITY FOR CRACKING USING FIGURE 9.1 API/2.25 TA AND TABLE 9.4/2.25 TA BASED ON THE ENVIRONMENTAL SEVERITY FROM STEP 4, THE MAXIMUM BRINELL HARDNESS OF WELDMENTS, AND KNOWLEDGE OF WHETHER THE COMPONENT WAS SUBJECT TO PWHT		Environmental Severity As-Welded Max Brinnell Hardness LOW	PWHT Max Brinnell Hardness NOT
6	BASED ON THE SUSCEPTIBILITY IN STEP 5, DETERMINE THE SEVERITY INDEX, SWI, FROM TABLE 9.5 API/2.26 TA		Susceptibility LOW Severity Index - SWI 1	
7	DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR FOR SULFIDE STRESS CRACKING, USING TABLE 7.4 API/ 2.27 TA BASED ON THE NUMBER OF, AND THE HIGHEST INSPECTION EFFECTIVENESS DETERMINED IN STEP 2, AND THE SEVERITY INDEX (D _{SSC})		FALSE	1 FALSE
8	CALCULATE THE ESCALATION IN THE DAMAGE FACTOR BASED ON THE TIME IN-SERVICE SINCE THE LAST INSPECTION USING THE AGE FROM STEP 2 AND EQUATION (2.19) API/(2.23) TA. IN THIS EQUATION, IT IS ASSUMED THAT THE PROBABILITY FOR CRACKING WILL INCREASE WITH TIME SINCE THE LAST INSPECTION AS A RESULT OF INCREASED EXPOSURE TO UPSET CONDITIONS AND OTHER L CONDITIONS.		0	23 0 23

Gambar 3.22. Tampilan program bantu *sulfide stress cracking*.

Langkah 4

Langkah keempat dalam menentukan nilai *damage factor* adalah HIC/SOHIC-H₂S dapat dilihat pada Gambar 3.23. Pilih jumlah inspeksi yang telah dilakukan dan kategori efektifitas inspeksi. Kemudian pilih kandungan pH air, kadar H₂S dalam air, dan kandungan sulfur material.

SCC DAMAGE FACTOR - HIC/SOHIC-H ₂ S				
STEP	CALCULATE SSC DAMAGE FACTOR	UNITS	CALCULATIONS	
1	ENTER NUMBER INSPECTIONS		3 INSPECTION	
2	ENTER CORRESPONDING INSPECTION EFFECTIVENESS CATEGORY FOR ALL PAST INSPECTION SEE TABLE 10.2 API/ 2.29 TA		A	
3	DETERMINE THE TIME IN-SERVICE, <i>AGE</i> SINCE THE LAST INSPECTION	year	23	
4	DETERMINE THE ENVIRONMENTAL SEVERITY (POTENTIAL LEVEL OF HYDROGEN FLUX) FOR CRACKING BASED ON THE H ₂ S CONTENT OF THE WATER AND ITS PH USING TABLE 10.3/2.30		HIGHLY EFFECTIVE	
5	DETERMINE THE SUSCEPTIBILITY FOR CRACKING USING FIGURE 10.1 API/2.26 TA AND TABLE 10.4/2.31 TA BASED ON THE ENVIRONMENTAL SEVERITY FROM STEP 4, THE MAXIMUM BRINELL HARDNESS OF WELDMENTS, AND KNOWLEDGE OF WHETHER THE COMPONENT WAS SUBJECT TO PWHT		LOW	pH Water 5.5 to 7.5
			Environmental Severity	Environmental Severity 50 to 1000 ppm
			As-Welded	PWHT
6	BASED ON THE SUSCEPTIBILITY IN STEP 5, DETERMINE THE SEVERITY INDEX, <i>S_{vi}</i> , FROM TABLE 10.5 API/ 2.32 TA		MEDIUM	LOW
7	DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR FOR HIC/SOHIC-H ₂ S CRACKING, USING TABLE 7.4 API/ 2.27 TA BASED ON THE NUMBER OF, AND THE HIGHEST INSPECTION EFFECTIVENESS DETERMINED IN STEP 2, AND THE SEVERITY INDEX		Susceptibility	
8	CALCULATE THE ESCALATION IN THE DAMAGE FACTOR BASED ON THE TIME IN-SERVICE SINCE THE LAST INSPECTION USING THE AGE FROM STEP 2 AND EQUATION (2.20) API/(2.24) TA. IN THIS EQUATION, IT IS ASSUMED THAT THE PROBABILITY FOR CRACKING WILL INCREASE WITH TIME SINCE THE LAST INSPECTION AS A RESULT OF INCREASED EXPOSURE TO UPSET CONDITIONS AND OTHER CONDITIONS.		FALSE	1
			0	23

Gambar 3.23. Tampilan program bantu HIC/SOHIC-H₂S.

Langkah 5

Langkah kelima dalam menentukan nilai *damage factor* adalah *eksternal corrosion damage factor* dapat dilihat pada Gambar 3.24. Masukkan umur pipa, umur *coating*, temperatur operasi, *corrosion rate* faktor lingkungan (*arid/dry*), dan penyesuaian untuk penahan pipa .

EXTERNAL CORROSION DAMAGE FACTOR - FERRITIC COMPONENT				
STEP	CALCULATE EXTERNAL DAMAGE FACTOR	UNITS	CALCULATIONS	
1	ENTER NUMBER INSPECTIONS		3 INSPECTION	
2	ENTER CORRESPONDING INSPECTION EFFECTIVENESS CATEGORY FOR ALL PAST INSPECTION SEE TABLE 16.2 API/ 2.34 TA		A	
3	DETERMINE THE TIME IN-SERVICE, (<i>AGE</i> <i>trj</i>) SINCE THE LAST INSPECTION	year	23	
4	LAST INSPECTION THICKNESS READING, BASED ON EXISTING INSPECTION DATA (<i>trd</i>)	inch	0.2402	
5	DETERMINE THE TIME IN-SERVICE, (<i>AGE</i> <i>coatj</i>) SINCE THE COATING HAS BEEN DETERMINED TO BE INEFFECTIVE USING EQUATION (2.26) API/ (2.24) TA	Year	KAHUN PEMASANGAN	1984
			COATING QUALITY	NO COATING
6	DETERMINE THE IN-SERVICE TIME, (<i>AGE</i>), OVER WHICH EXTERNAL CORROSION MAY HAVE OCCURRED USING EQUATION (2.30) / (2.28) TA	year	AGE	27
			OPERATING TEMPERATURE (F)	0
7	DETERMINE THE BASE CORROSION RATE, BASED ON THE DRIVER AND OPERATING TEMPERATURE USING TABLE 16.3. API/ 2.35 TA (<i>CRB</i>)	MPY	CORROSION RATE AS A FUNCTION OF DRIVER (1) (MPY)	160
			ADJUSTMENT FOR PIPE SUPPORTS & INTERFACE	2
8	COMPUTE THE FINAL CORROSION RATE USING EQUATION (2.31) API/ (2.29) TA (<i>CR</i>)	MPY	ADJUSTMENT FOR PIPE SUPPORTS & INTERFACE	2
			inch	0
9	DETERMINE THE MINIMUM REQUIRED WALL THICKNESS, (<i>tmin</i>) SEE Equation (2.18) TA		INTERFACES	
10	DETERMINE DAMAGE FACTOR PARAMETER (<i>Art</i>) USE EQUATION (2.32) API/(2.30) TA BASED ON AGE FROM STEP 6, (<i>trd</i>), FROM STEP 4, (<i>Cr</i>) FROM STEP 8, AND (<i>tmin</i>) FROM STEP 9.		COATING QUALITY	0.2111
			NO COATING	167.94
11	CALCULATE THE DAMAGE FACTOR FOR EXTERNAL CORROSION <i>FD</i> , USING TABLE 5.11 API/2.10 TA, AS APPLICABLE, BASED ON THE NUMBER OF, AND HIGHEST EFFECTIVE INSPECTION CATEGORY FROM STEP 1, AND THE PA		MEDIUM	160.64
			HIGH	87.68
			TABEL 5.11	970782
				672546
				367002

Gambar 3.24. Tampilan program bantu *eksternal corrosion damage factor*.

Langkah 6

Langkah keenam dalam menentukan nilai *damage factor* adalah *piping mechanical fatigue* dapat dilihat pada Gambar 3.25. Masukkan jumlah kegagalan yang pernah terjadi, kebisingan suara, pembebanan *cyclic* dalam jarak 50 ft pada pipa, faktor koreksi, faktor kompleksitas pipa, kondisi pipa, jenis sambungan pipa, dan percabangan pipa.

PIPING MECHANICAL FATIGUE DAMAGE FACTOR				
STEP	CALCULATE MECHANICAL FATIGUE DAMAGE FACTOR	UNITS	CALCULATIONS	
1	DETERMINE THE NUMBER OF PREVIOUS FAILURES THAT HAVE OCCURRED, AND DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR BASED ON THE FOLLOWING CRITERIA		1	NONE
2	DETERMINE THE AMOUNT OF VISIBLE/AUDIBLE SHAKING OR AUDIBLE NOISE OCCURRING IN THE PIPE, AND DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR BASED ON THE FOLLOWING CRITERIA		1	MINOR
3	DETERMINE THE ADJUSTMENT FACTOR FOR VISIBLE/AUDIBLE SHAKING BASED ON THE FOLLOWING CRITERIA. THIS ADJUSTMENT IS BASED ON OBSERVATION THAT SOME PIPING SYSTEMS MAY ENDURE VISIBLE SHAKING FOR YEARS. A REPEATED STRESS WITH A CYCLE OF ONLY 1 HERTZ (1/S) RESULTS IN OVER 30 MILLION CYCLES IF		0.02	BETWEEN 10 AND 52 WEEKS
4	DETERMINE THE TYPE OF CYCLIC LOADING CONNECTED DIRECTLY OR INDIRECTLY WITHIN APPROXIMATELY 15.24 METERS (50 FEET) OF THE PIPE, AND DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR BASED ON THE FOLLOWING CRITERIA.		1	NONE
5	DETERMINE THE BASE DAMAGE FACTOR USING EQUATION (2.5)		1	0.0002
6	DETERMINE THE FINAL VALUE OF THE DAMAGE FACTOR USING EQUATION (2.6)		0.002	MODIFICATION BASE ON COMPLETE ENGINEERING ANALYSIS
	ADJUSTMENT FOR CORRECTIVE ACTION (Fca)		0.5	0 TO 5 TOTAL PIPE FITTINGS
	ADJUSTMENT FOR PIPE COMPLEXITY (Fpc)		1	GOOD CONDITION
	ADJUSTMENT FOR CONDITION OF PIPE (Fcp)		0.2	PIPING TEE, WELDOLETS
	ADJUSTMENT FOR JOINT TYPE OR BRANCH DESIGN (Fjb)		1	ALL BRANCHES LESS THAN OR EQUAL 2 NPS
	ADJUSTMENT FOR BRANCH DIAMETER (Fbd)			

Gambar 3.25. Tampilan program bantu *piping mechanical fatigue*.

Langkah 7

Langkah ketujuh dalam menentukan nilai probabilitas adalah faktor sistem manajemen. Nilai yang didapat dari hasil wawancara, menjadi nilai masukan kedalam program bantu perhitungan dapat dilihat pada Gambar 3.26 dan akan didapat nilai probabilitas.

MANAGEMENT SYSTEM FACTOR (F _{MS})					
ESTIMATION MANAGEMENT SYSTEM FACTOR					
STEP	CALCULATE MAGEMENT SYSTEM FACTOR	UNITS	CALCULATIONS		
1	LEADERSHIP AND ADMINISTRATION (MAX 70)				65
2	PROCESS SAFETY INFORMATION (MAX 80)				75
3	PROCESS HAZARD ANALYSIS (MAX 100)				90
4	MANAGEMENT OF CHANGE (MAX 80)				70
5	OPERATING PROCEDURES (MAX 80)				75
6	SAFE WORK PRACTICES (MAX 85)				75
7	TRAINING (MAX 100)				95
8	MECHANICAL INTEGRITY (MAX 120)				110
9	PRE-STARTUP SAFETY REVIEW (MAX 60)				50
10	EMERGENCY RESPONSE (MAX 65)				50
11	INCIDENT INVESTIGATION (MAX 75)				70
12	CONTRACTORS (MAX 45)				40
13	AUDITS (MAX 40)				35
14	TOTAL Score				900
15	FMS				0.158
PROBABILITY OF FAILURE CALCULATIONS [Pf (t)]					
ESTIMATION PROBABILITY OF FAILURE CALCULATIONS [Pf (t)] = gff · Df (t) · Fms					
STEP	CALCULATE PROBABILITY OF FAILURE	UNITS	CALCULATIONS		
1	GENERIC FAILURE FREQUENCY (gff)	Inch	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		Failures/year	0.000008	0.00002	0.000002
2	DAMAGE FACTOR (Df (t))	Failures/year	0.0000306		
			970951.8		
3	MANAGEMENT SYSTEM FACTOR (FMS)		0.158		
4	PROBABILITY OF FAILURE	Inch	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		Failures/year	1.231083919	3.077709797	0.30777098
	Failures/year		4.70890		

Gambar 3.26. Tampilan program bantu faktor sistem manajemen dan nilai probabilitas.

3.3.2 Langkah-langkah Program Bantu Perhitungan Konsekuensi

Langkah 1

Langkah pertama dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan komposisi fluida dan sifat-sifatnya. Pilih jenis fluida yang akan dianalisa, dan akan keluar contoh fluida yang dianalisa dan sifat-sifat fluida tersebut seperti pada Gambar 3.27.

PART B. CONSEQUENCE ANALYSIS - LEVEL 1				
DETERMINE THE FLUID COMPOSITION AND ASSOCIATED PROPERTIES				
STEP	CALCULATE	UNITS	CALCULATIONS	
1	SELECT A REPRESENTATIVE FLUID GROUP FROM TABLE 5.1 API/ 2.41 TA		C25*	EXAMPLES OF APPLICABLE MATERIALS residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
2	DETERMINE THE STORED FLUID PHASE: LIQUID OR VAPOR. IF TWO-PHASE, A LEVEL 2 CONSEQUENCE ANALYSIS SHOULD BE PERFORMED. TABLE 5.2/ 2.42 TA		LIQUID	« AMBIENT STATE
3	DETERMINE THE STORED FLUID PROPERTIES: DENSITAS (lb/ft ³), AUTO IGNITION TEMPERATUR (F), MOLECULAR WEIGHT (MW), IDEAL GAS SPECIFIC RATIO (k)		FOR A STORED LIQUID	
			DENSITAS (lb/ft ³)	AIT (Rankine)
4	DETERMINE THE STEADY STATE PHASE OF THE FLUID AFTER RELEASE TO THE ATMOSPHERE, USING TABLE 5.3 AND THE PHASE OF THE FLUID STORED IN THE EQUIPMENT AS DETERMINED IN STEP 1.2		FOR A STORED VAPOR	
			MW	AIT (Rankine)
			56.187	855.67
				k
				1.014
			LIQUID-LIQUID	AMBIENT (AFTER RELEASE) API RBI DETERMINATION
			LIQUID	LIQUID
				LIQUID

Gambar 3.27. Tampilan program bantu menentukan jenis fluida yang dianalisa.

Langkah 2

Langkah kedua dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan ukuran lubang *release* yaitu dengan memasukkan *input* ukuran lubang *small, medium, large* dan *rupture* seperti pada Gambar 3.28.

RELEASE HOLE SIZE SELECTION				
1	BASED ON THE COMPONENT TYPE AND TABLE 5.4 API/2.11 TA, DETERMINE THE RELEASE HOLE SIZE DIAMETERS, (d _r)	Inch	MEDIUM	
2	DETERMINE THE GENERIC FAILURE FREQUENCY gff _n , FOR THE n th RELEASE HOLE SIZE FROM PART 2, TABLE 4.1 API/2.10 TA, AND THE TOTAL GENERIC FAILURE FREQUENCY FROM THIS TABLE OR FROM EQUATION (3.2) API/2.33 TA.	Inch	Small (1/4)	Medium (1)
		Failures/year	0.000008	0.00002
		Failures/year	0.000002	0.000006
			0.0000306	Rupture (16)

Gambar 3.28. Tampilan program bantu menentukan ukuran lubang *release*.

Langkah 3

Langkah ketiga dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan *teoritic release rate* yaitu dengan memasukkan data viskositas fluida (lb/s ft), (Q) *flowrate* (bbl/day), tekanan *storage* (psi), dan temperatur *storage* pada pipeline dapat dilihat pada Gambar 3.29.

RELEASE RATE CALCULATION							
1	SELECT THE APPROPRIATE RELEASE RATE EQUATION AS DESCRIBED ABOVE USING THE		LIQUID-LIQUID				
2	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, COMPUTE THE RELEASE HOLE SIZE AREA, (A _n), USING EQUATION (3.8) BASED ON D _n .	in ²	0.785				
3	FOR LIQUID RELEASES, FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE VISCOSITY CORRECTION FACTOR, (K _{vn}), USING EQUATION (3.4).	lb/ft ³	DENSITY (ρ)	56.187	Re	3065.38	
		lb/s ft	VISCOSITY (μ)	0.08	Corection Factor (K _{vn})	0.95	
		bbbl/day	FLOWRATE (Q)	70298			
4	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE RELEASE RATE, (W _n), FOR EACH RELEASE AREA.	psi	Tekanan Storage (P _s)	150	Jenis aliran Pada GAS/UAP		
		psi	Tekanan atmosfer (P _{atm})	14.69595	Sonic		
			Tekanan transisi (P _{trans})	24.35			
		F	(Ts) - Fahrenheit	160			
		rankine	(Ts) - Rankine	619.67			
		lb/s	W _n (Liquid)			26.66	
		lb/s	W _n (gas/Vapor)	Sonic	7.70		
lb/s		Subsonic	2.73				

Gambar 3.29. Tampilan program bantu menentukan *teoritic release rate*.

Langkah 4

Langkah keempat dalam menentukan nilai konsekuensi adalah mengestimasi jumlah *fluida* yang tersedia untuk *release*. Pertama masukkan panjang pipa, untuk mengetahui massa dari komponen tersebut. Kedua masukkan panjang pipa-pipa yang berada disekitar komponen yang di analisa dan jumlah komponen yang lain misalnya pompa untuk mengetahui massa inventori dapat dilihat pada Gambar 3.30.

ESTIMATE THE FLUID INVENTORY AVAILABLE FOR RELEASE						
		PIPE-16 inch				
1	GROUP COMPONENTS AND EQUIPMENT ITEMS INTO INVENTORY GROUPS (SEE ANNEX 3.A).	Equipment Description	Default Liquid Volume Percent			
2	CALCULATE THE FLUID MASS, MASS _{COMP} , IN THE COMPONENT BEING EVALUATED	Piping	100% full, calculated for Level 2 Analysis			
		Do (in)	16	length in map (cm)	7.6	
		MASS _{COMP}	244332.04			
3	CALCULATE THE FLUID MASS IN EACH OF THE OTHER COMPONENTS THAT ARE INCLUDED IN THE INVENTORY GROUP, MASS _{COMP,i}	Calculation Mass				
			Size Of Piping (in)	length in map (cm)	Component	Total MASS _{COMP,i}
		lbs	30	7.1	1	802468.00
		lbs	30	1.6	1	180837.86
		lbs				0.00
		lbs	20	4.3	1	216000.78
		lbs				0.00
		lbs				0.00
		lbs				0.00
		lbs				0.00
		lbs				0.00
		lbs				0.00
				Other Component	Mass Component (lb)	Component
		Pump	1000	2	2000.00	
4	CALCULATE THE FLUID MASS IN THE INVENTORY GROUP, MASS _{INV} , USING EQUATION (3.9)	lbs	1201306.64			
5	CALCULATE THE FLOW RATE FROM A 203 MM (8 IN) DIAMETER HOLE, W _{MAX8} , USING EQUATIONS (3.3), (3.6) OR (3.7), AS APPLICABLE, WITH A _e = 32,450 mm ² (50.3 IN ²). THIS IS THE MAXIMUM FLOW RATE THAT CAN BE ADDED TO THE EQUIPMENT FLUID MASS FROM THE SURROUNDING EQUIPMENT IN THE INVENTORY GROUP.	in ²	A ₈ (Area)			
		lb/s	W ₈ (Liquid)			
		lb/s	W ₈ (gas/Vapor)	Sonic	493.16	
			Subsonic	174.89		
6	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE ADDED FLUID MASS, MASS _{ADD,n} , RESULTING FROM THREE MINUTES OF FLOW FROM THE INVENTORY GROUP USING EQUATION (3.10) WHERE W _n IS THE LEAKAGE RATE FOR THE RELEASE HOLE SIZE BEING EVALUATED AND W _{MAX8} IS FROM STEP 4.5.	lbs	MASS _{ADD} Liquid		4797.92	
		lbs	MASS _{ADD} Gas Sonic		1385.37	
		lbs	MASS _{ADD} Gas Subsonic		491.28	
7	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE AVAILABLE MASS FOR RELEASE USING EQUATION (3.11). MASS _{AVAIL,n}	lbs	MASS _{AVAIL,n} Liquid		249129.96	
		lbs	MASS _{AVAIL,n} Gas Sonic		245717.41	
		lbs	MASS _{AVAIL,n} Gas Subsonic		244823.32	

Gambar 3.30. Tampilan program bantu menentukan estimasi jumlah *fluida* yang *release*.

Langkah 5

Langkah kelima dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan jenis *release continuous* atau *instantaneous* dapat dilihat pada Gambar 3.31. Hasil dari perhitungan *release* pada langkah ketiga digunakan untuk mencari waktu yang diperlukan untuk *release* 10.000, apabila kurang dari 3 menit jenis *release instantaneous*, jika lebih dari 3 menit jenis *release continuous*.

DETERMINE THE REALESE TYPE (CONTINUOUS OR INSTANTANNEOUS)					
1	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE TIME REQUIRED TO RELEASE 4,536 KGS (10,000 LBS) OF FLUID. (tn)	s	(tn) Liquid	375.16	
		s	(tn) Gas Sonic	1299.29	
		s	(tn) Gas Subsonic	3663.89	
2	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, DETERMINE IF THE RELEASE TYPE IS INSTANTANEOUS OR CONTINUOUS USING THE FOLLOWING CRITERIA.	in	dn release Hole size s	0.25	CONTINUOUS
			LIQUID	GAS SONIC	GAS SUBSONIC
			CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS

Gambar 3.31. Tampilan program bantu menentukan jenis *release*.

Langkah 6

Langkah keenam dalam menentukan nilai konsekuensi adalah mengestimasi jumlah fluida yang akan *release* dampak dari sistem deteksi dan isolasi dapat dilihat pada Gambar 3.32. Pertama tentukan kategori sistem deteksi kemudian yang kedua tentukan kategori sistem isolasi untuk menentukan waktu *release*.

ESTIMATE THE IMPACT OF DETECTION AND ISOLATION SYSTEMS ON RELEASE MAGNITUDE					
1	DETERMINE THE DETECTION AND ISOLATION SYSTEMS PRESENT IN THE UNIT.		Equipment Description	Percentage of Detection and Isolation System	
2	USING TABLE 5.5, SELECT THE APPROPRIATE CLASSIFICATION (A, B, C) FOR THE DETECTION		Piping		
3	USING TABLE 5.5, SELECT THE APPROPRIATE CLASSIFICATION (A, B, C) FOR THE ISOLATION SYSTEM.		C		
4	USING TABLE 5.6 AND THE CLASSIFICATIONS DETERMINED IN STEPS 6.2 AND 6.3, DETERMINE THE RELEASE REDUCTION FACTOR. (FACT _{RI})		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, di fact	
5	USING TABLE 5.7 AND THE CLASSIFICATIONS DETERMINED IN STEPS 6.2 AND 6.3, DETERMINE THE TOTAL LEAK DURATIONS FOR EACH OF THE SELECTED RELEASE HOLE SIZES.	MINUTE	No adjustment to release rate or mass	D	
			Maximum Leak Duration, Id _{max}	40	

Gambar 3.32. Tampilan program bantu menentukan sistem deteksi dan isolasi.

Langkah 7

Langkah ketujuh dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan *release rate* dan *release mass* dapat dilihat pada Gambar 3.33.

DETERMINE THE RELEASE RATE AND MASS FOR CONSEQUENCE ANALYSIS					
1	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE ADJUSTED RELEASE RATE, (rate _a) USING EQUATION (3.13) WHERE THE THEORETICAL RELEASE RATE, W ₀ IS FROM STEP 3.2. NOTE THAT THE RELEASE REDUCTION FACTOR, FACT _{RI} DETERMINED IN STEP 6.4 ACCOUNTS FOR ANY DETECTION AND ISOLATION SYSTEMS THAT ARE PRESENT (for Continuous)	lb/s	RAT _{En} LIQUID	26.66	
			RAT _{En} GAS SONIC	7.76	
			RAT _{En} GAS SUB SONIC	2.73	
2	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE LEAK DURATION, (Id _n) OF THE RELEASE USING EQUATION (3.15), BASED ON THE AVAILABLE MASS, MASS _{avail,n} , FROM STEP 4.6 AND THE ADJUSTED RELEASE RATE, RATE _n , FROM STEP 7.1. NOTE THAT THE LEAK DURATION CANNOT EXCEED THE MAXIMUM DURATION, Id _{max,n} , DETERMINED IN STEP 6.5. (for	S	Id _n LIQUID	2400.00	
		S	Id _n GAS SONIC	2560.00	
		S	Id _n GAS SUB SONIC	2400.00	
3	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE RELEASE MASS, (MASS _n), USING EQUATION (3.14) BASED ON THE RELEASE RATE, RATE _n FROM STEP 7.1, THE LEAK DURATION, Id _n FROM STEP 7.2, AND THE AVAILABLE MASS MASS _{avail,n} , FROM STEP 4.7 (for Instantaneous)	lbs	MASS _n LIQUID	63972.20	
		lbs	MASS _n GAS SONIC	1441.14	
		lbs	MASS _n GAS SUB SONIC	6550.42	

Gambar 3.33. Tampilan program bantu menentukan *release rate* dan *release massa*.

Langkah 8

Langkah kedelapan dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan konsekuensi area karena *flammable*. Pilih kategori untuk faktor reduksi *mitigation* untuk mereduksi konsekuensi area dapat dilihat pada Gambar 3.34.

DETERMINE FLAMMABLE AND EXPLOSIVE CONSEQUENCES																														
1	SELECT THE CONSEQUENCE AREA MITIGATION REDUCTION FACTOR, (FACTmit), FROM TABLE 5.10.		<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Foam spray system</td> </tr> <tr> <td>Consequence Area Adjustment</td> <td>Consequence Area Reduction Factor, mit</td> </tr> <tr> <td>Reduce consequence area by 15%</td> <td>0.15</td> </tr> </table>	Foam spray system		Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, mit	Reduce consequence area by 15%	0.15																					
Foam spray system																														
Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, mit																													
Reduce consequence area by 15%	0.15																													
2	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE ENERGY EFFICIENCY CORRECTION FACTOR, (ENEFFn) USING EQUATION (3.18) (Not to applied to continuous release)		<table border="1"> <tr> <td>ENEFFn LIQUID</td> <td>4.22</td> </tr> <tr> <td>ENEFFn GAS SONIC</td> <td>2.17</td> </tr> <tr> <td>ENEFFn GAS SUBSONIC</td> <td>1.00</td> </tr> </table>	ENEFFn LIQUID	4.22	ENEFFn GAS SONIC	2.17	ENEFFn GAS SUBSONIC	1.00																					
ENEFFn LIQUID	4.22																													
ENEFFn GAS SONIC	2.17																													
ENEFFn GAS SUBSONIC	1.00																													
3	DETERMINE THE FLUID TYPE, EITHER TYPE 0 OR TYPE 1 FROM TABLE 5.1.		<table border="1"> <tr> <td colspan="3">FLUID TYPE</td> </tr> <tr> <td colspan="3">TYPE 0</td> </tr> <tr> <td></td> <td>CONTINUOUS</td> <td>RELEASE</td> </tr> <tr> <td></td> <td>LIQUID</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Small (1/4)</td> <td>Medium (1)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Large (4)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>1.44</td> <td>3.60</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Rupture (16)</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>0.11</td> </tr> </table>	FLUID TYPE			TYPE 0				CONTINUOUS	RELEASE		LIQUID			Small (1/4)	Medium (1)		Large (4)			1.44	3.60			Rupture (16)			0.11
FLUID TYPE																														
TYPE 0																														
	CONTINUOUS	RELEASE																												
	LIQUID																													
	Small (1/4)	Medium (1)																												
	Large (4)																													
	1.44	3.60																												
		Rupture (16)																												
		0.11																												
	DETERMINE THE FINAL CONSEQUENCE AREAS (PROBABILITY WEIGHTED ON RELEASE HOLE SIZE) FOR COMPONENT DAMAGE AND PERSONNEL INJURY USING EQUATIONS (3.71) AND (3.72) BASED ON THE CONSEQUENCE AREAS FROM STEP 8.15.	ft ²	<table border="1"> <tr> <td rowspan="3">CA^{FLAM}_{cmd}</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	CA^{FLAM}_{cmd}																										
CA^{FLAM}_{cmd}																														
	DETERMINE THE FINAL CONSEQUENCE AREAS (PROBABILITY WEIGHTED ON RELEASE HOLE SIZE) FOR COMPONENT DAMAGE AND PERSONNEL INJURY USING EQUATIONS (3.71) AND (3.72) BASED ON THE CONSEQUENCE AREAS FROM STEP 8.15.	ft ²	<table border="1"> <tr> <td rowspan="3">CA^{FLAM}_{inj}</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	CA^{FLAM}_{inj}																										
CA^{FLAM}_{inj}																														

Gambar 3.34. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *flammable*.

Langkah 9

Langkah kesembilan dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan konsekuensi karena *toxic* dapat dilihat pada Gambar 3.35, dengan memasukkan waktu durasi tiap ukuran lubang berdasarkan hasil perhitungan *leak duration* maksimum.

DETERMINE TOXIC CONSEQUENCES																																							
1	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE SELECTED IN STEP 2.2, CALCULATE THE EFFECTIVE DURATION OF THE TOXIC RELEASE USING EQUATION (3.79).	<table border="1"> <tr> <td>s - minutes</td> <td>Id^{tox}_n</td> <td>LIQUID</td> <td>2400.00</td> <td>40.00</td> </tr> <tr> <td>s - minutes</td> <td>Id^{tox}_n</td> <td>GAS SONIC</td> <td>2400</td> <td>40</td> </tr> <tr> <td>s - minutes</td> <td>Id^{tox}_n</td> <td>GAS SUBSONIC</td> <td>2400</td> <td>40</td> </tr> </table>	s - minutes	Id^{tox}_n	LIQUID	2400.00	40.00	s - minutes	Id^{tox}_n	GAS SONIC	2400	40	s - minutes	Id^{tox}_n	GAS SUBSONIC	2400	40																						
s - minutes	Id^{tox}_n	LIQUID	2400.00	40.00																																			
s - minutes	Id^{tox}_n	GAS SONIC	2400	40																																			
s - minutes	Id^{tox}_n	GAS SUBSONIC	2400	40																																			
2	DETERMINE THE TOXIC PERCENTAGE OF THE TOXIC COMPONENT ($mfrac^{tox}$), IN THE RELEASE MATERIAL IF THE RELEASE FLUID IS A $mfrac^{tox}$, MFRAC _{TOX} =1.0. NOTE THAT IF THERE IS MORE THAN ONE TOXIC COMPONENT IN THE RELEASED FLUID MIXTURE, THIS PROCEDURE CAN BE REPEATED FOR EACH TOXIC COMPONENT.		0.0004																																				
3	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE RELEASE RATE, AND RELEASE Mk_{mass}^{tox} , $xmass^{tox}_n$, TO BE USED IN THE TOXIC CONSEQUENCE ANALYSIS USING EQUATIONS (3.73) AND (3.74).	<table border="1"> <tr> <td>lb/s</td> <td>$rate^{tox}_n$</td> <td>LIQUID</td> <td>0.01</td> </tr> <tr> <td>lb/s</td> <td>$rate^{tox}_n$</td> <td>GAS SONIC</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>lb/s</td> <td>$rate^{tox}_n$</td> <td>GAS SUBSONIC</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>lbs</td> <td>$xmass^{tox}_n$</td> <td>LIQUID</td> <td>25.59</td> </tr> <tr> <td>lbs</td> <td>$xmass^{tox}_n$</td> <td>GAS SONIC</td> <td>7.39</td> </tr> <tr> <td>lbs</td> <td>$xmass^{tox}_n$</td> <td>GAS SUBSONIC</td> <td>2.62</td> </tr> </table>	lb/s	$rate^{tox}_n$	LIQUID	0.01	lb/s	$rate^{tox}_n$	GAS SONIC	0.00	lb/s	$rate^{tox}_n$	GAS SUBSONIC	0.00	lbs	$xmass^{tox}_n$	LIQUID	25.59	lbs	$xmass^{tox}_n$	GAS SONIC	7.39	lbs	$xmass^{tox}_n$	GAS SUBSONIC	2.62													
lb/s	$rate^{tox}_n$	LIQUID	0.01																																				
lb/s	$rate^{tox}_n$	GAS SONIC	0.00																																				
lb/s	$rate^{tox}_n$	GAS SUBSONIC	0.00																																				
lbs	$xmass^{tox}_n$	LIQUID	25.59																																				
lbs	$xmass^{tox}_n$	GAS SONIC	7.39																																				
lbs	$xmass^{tox}_n$	GAS SUBSONIC	2.62																																				
	FOR EACH RELEASE HOLE SIZE, CALCULATE THE TOXIC CONSEQUENCE AREA FOR EACH OF THE RELEASE HOLE SIZES	MINUTES	<table border="1"> <tr> <td colspan="4">CONTINUOUS RELEASE DURATION</td> </tr> <tr> <td></td> <td>CONTINUOUS RELEASE</td> <td>HF Acid</td> <td>H2S</td> </tr> <tr> <td></td> <td>LIQUID</td> <td>20.89</td> <td>33.19</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GAS SONIC</td> <td>5.07</td> <td>7.10</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GAS SUBSONIC</td> <td>1.55</td> <td>1.96</td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="2">INSTANTANEOUS RELEASE</td> <td>HF Acid H2S</td> </tr> <tr> <td></td> <td>LIQUID</td> <td>218653.72</td> <td>14000.67</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GAS SONIC</td> <td>38146.41</td> <td>4209.68</td> </tr> <tr> <td></td> <td>GAS SUBSONIC</td> <td>8883.90</td> <td>1544.16</td> </tr> </table>	CONTINUOUS RELEASE DURATION					CONTINUOUS RELEASE	HF Acid	H2S		LIQUID	20.89	33.19		GAS SONIC	5.07	7.10		GAS SUBSONIC	1.55	1.96		INSTANTANEOUS RELEASE		HF Acid H2S		LIQUID	218653.72	14000.67		GAS SONIC	38146.41	4209.68		GAS SUBSONIC	8883.90	1544.16
CONTINUOUS RELEASE DURATION																																							
	CONTINUOUS RELEASE	HF Acid	H2S																																				
	LIQUID	20.89	33.19																																				
	GAS SONIC	5.07	7.10																																				
	GAS SUBSONIC	1.55	1.96																																				
	INSTANTANEOUS RELEASE		HF Acid H2S																																				
	LIQUID	218653.72	14000.67																																				
	GAS SONIC	38146.41	4209.68																																				
	GAS SUBSONIC	8883.90	1544.16																																				
	HF ACID AND H2S – COMPUTE $CA^{tox}_{inj,n}$ USING EQUATION (3.75) FOR A CONTINUOUS RELEASE OR EQUATION (3.76) FOR AN INSTANTANEOUS RELEASE, THE CONSTANTS USED IN THESE EQUATIONS ARE FROM TABLE 5.11.	ft ²	<table border="1"> <tr> <td rowspan="3">$CA^{tox}_{inj,n}$</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	$CA^{tox}_{inj,n}$																																			
$CA^{tox}_{inj,n}$																																							
	DETERMINE THE FINAL TOXIC CONSEQUENCE AREAS FOR PERSONNEL INJURY IN ACCORDANCE WITH EQUATION (3.80).	ft ²	<table border="1"> <tr> <td rowspan="3">$CA^{tox}_{inj,n}$</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>	$CA^{tox}_{inj,n}$																																			
$CA^{tox}_{inj,n}$																																							

Gambar 3.35. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *toxic*.

Langkah 10

Langkah kesepuluh dalam menentukan nilai konsekuensi adalah menentukan konsekuensi *finance*. Pertama tentukan konsekuensi *finance* untuk kerusakan komponen dengan memasukkan material pipa yang dianalisa dapat dilihat pada Gambar 3.36.

DETERMINE FINANCIAL CONSEQUENCE						
1	CALCULATE THE COST (CONSEQUENCE IN \$) TO REPAIR THE SPECIFIC PIECE OF EQUIPMENT, FC_{cmd} , USING EQUATION (3.98) WITH THE RELEASE HOLE SIZE DAMAGE COSTS FROM TABLE 5.15 AND GENERIC FAILURE FREQUENCIES FOR THE RELEASE HOLE SIZES FROM STEP 2.2. THE MATERIAL COST FACTOR, $MATCOST$, IS OBTAINED FROM TABLE 5.16.		Damage Cost (2001 US Dollars), $holecost$			
		\$	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
		\$	\$5	\$80	\$160	\$500
			Material Cost Factors			
			Material	Cost Factor, $matcost$		
			Carbon Steel	1		
		\$	FC_{cmd}	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		\$		\$1	\$52	\$10
		\$		Rupture (16)	\$10	

Gambar 3.36. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *finance* kerusakan komponen

Kedua tentukan konsekuensi *finance* untuk kerusakan komponen disekitar, masukkan biaya komponen per ft^2 seperti pada Gambar 3.37.

DETERMINE FINANCIAL CONSEQUENCE						
2	CALCULATE THE COST OF DAMAGE TO SURROUNDING EQUIPMENT IN THE AFFECTED AREA, FC_{affa} , USING EQUATION (3.99) AND THE PROBABILITY WEIGHTED COMPONENT DAMAGE CONSEQUENCE AREA, FC_{cmd} , CALCULATED IN STEP 11.1. THE FC_{cmd} , EQUIPCOST, IS THE UNIT EQUIPMENT REPLACEMENT COST IN $[\$/FT^2]$.		EQUIPCOST		Kurs $\$/IDR$	IDR 8,200.00
		Rp/ ft^2	RUPIAH (Rp)	Rp1,640,000.00		
		$\$/ft^2$	Dollar (\$)	\$200.00		See Label
			FC_{affa}	CONTINUOUS RELEASE		
		\$		LIQUID		
		\$		Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
				\$288.28	\$720.71	\$72.07
				Rupture (16)	\$21.62	
		\$	FC_{affa}	INSTANTANEOUS RELEASE		
		\$		LIQUID		
\$	Small (1/4)	Medium (1)		Large (4)		
		\$478.36	\$1,195.89	\$119.59		
		Rupture (16)	\$35.88			

Gambar 3.37. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *finance* kerusakan komponen disekitar.

Ketiga tentukan konsekuensi *finance* untuk kerugian produksi, masukkan biaya produksi per hari seperti pada Gambar 3.38.

DETERMINE FINANCIAL CONSEQUENCE						
3	CALCULATE THE COST OF BUSINESS INTERRUPTION, FC_{prod} , USING EQUATION (3.102). THE PRODUCTION COSTS, $PRODCOST$, IS THE COST OF LOSS PRODUCTION ON THE UNIT, $\$/DAY$.		PRODCOST		Kurs $\$/IDR$	IDR 8,200.00
		Rp/day	RUPIAH (Rp)	Rp5,533,835,600.00		
		$\$/day$	Dollar (\$)	\$674,858.00		
			FC_{prod}	CONTINUOUS RELEASE		
		\$		LIQUID		
		\$		Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
				100047.66	1494253.24	220896.78
				Rupture (16)	88,147.11	
		\$	FC_{prod}	INSTANTANEOUS RELEASE		
		\$		LIQUID		
\$	Small (1/4)	Medium (1)		Large (4)		
		134544.71	1553215.87	236228.01		
		Rupture (16)	95727.52			

Gambar 3.38. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *finance* kerugian produksi.

Keempat tentukan konsekuensi *finance* untuk cedera personil, masukkan jumlah personil yang ada disekitar pipa yang dianalisis dan biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan jika terjadi cedera personil hari seperti pada Gambar 3.39.

4	CALCULATE THE COSTS ASSOCIATED WITH PERSONNEL INJURY USING EQUATION (3.103) AND THE PERSONNEL INJURY CONSEQUENCE AREA CALCULATED IN STEP 11.2. THE UNIT POPULATION DENSITY, POPDENS, IS THE AVERAGE NUMBER OF PERSONNEL ON THE UNIT PER M2(PERSONNEL/FT2). THE PERSONNEL INJURY COST, INJCOST, IS THE COST INCURRED BY THE COMPANY AS A RESULT SERIOUS INJURY OR FATALITY OF PERSONNEL.	Personnel/ft2	Population Density (Popdens)	0		
		\$	Serious injury or fatality of personnel (injcost)	\$120.00		
			FC_{inj}	CONTINUOUS RELEASE		
				Liquid		
				Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		\$		\$0.00	\$0.00	\$0.00
		\$		Rupture (16)	\$0.00	
			FC_{inj}	INSTANTANEOUS RELEASE		
				Liquid		
		\$		Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		\$		\$0.00	\$0.00	\$0.00
				Rupture (16)	\$0.00	

Gambar 3.39. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi cedera personil.

Kelima tentukan konsekuensi *finance* untuk pembersihan lingkungan, masukkan biaya yang dikeluarkan perusahaan untuk pembersihan lingkungan. Kemudian dapat dilihat hasil total konsekuensi *finance* pada Gambar 3.40.

5	CALCULATE THE PROBABILITY WEIGHTED ENVIRONMENTAL CLEANUP COSTS, FC_{env} , USING EQUATION (3.106) AND THE SPILL VOLUME CALCULATED FOR EACH RELEASE HOLE SIZE. THE ENVIRONMENTAL COSTS, ENVCOST, ARE THE ENVIRONMENTAL CLEANUP COSTS, \$/BBL	\$/cubic feet	The environmental costs (envcost)	\$0.54		
		\$	FC_{env}	Liquid		
				Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		\$		\$28.04	\$70.10	\$7.01
		Rupture (16)	\$2.10			
6	CALCULATE THE TOTAL FINANCIAL CONSEQUENCE USING EQUATION (3.97), WHICH IS THE SUM OF THE COSTS DETERMINED IN STEPS 12.1 THROUGH 12.5.		FC_{total}	CONTINUOUS RELEASE		
				Liquid		
		\$		Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)
		\$		\$100,365.29	\$1,495,096.34	\$220,986.32
		Rupture (16)	\$88,180.64			
	FC_{total}	INSTANTANEOUS RELEASE				
		Liquid				
\$		Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)		
\$		\$135,052.41	\$1,554,534.15	\$236,365.06		
		Rupture (16)	\$95,775.30			

Gambar 3.40. Tampilan program bantu menentukan konsekuensi *finance* untuk pembersihan lingkungan dan total konsekuensi *finance*.

3.3.3 Langkah-langkah Program Bantu Analisis Resiko

Hasil perhitungan probabilitas dan konsekuensi diatas, dimasukkan ke dalam kategori matriks berdasarkan API 581 untuk probabilitas dan konsekuensi. Dari matriks tersebut akan didapat kategori rendah, menengah tinggi dan tinggi, dapat dilihat pada Gambar 3.41.

PART C. RISK ANALYSIS						
Risk = Probability [Pf (t)] x Consequence						
STEP	CALCULATE	UNITS	CALCULATIONS			
	PROBABILITY OF FAILURE	Inch	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
	$P_f(t)$	Failures/year	1.231083919	3.077709797	0.30777098	0.092331294
		Failures/year	4.708895989			
			1	2	1	1
	CONSEQUENCE AREA		2			
	CA_{cmd}		CONTINUOUS RELEASE			
			LIQUID			
		ft2	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
			1.44	3.60	0.36	0.11
			A	A	A	A
			Low	Low	Low	Low
	CA_{cmd}		INSTANTANEOUS RELEASE			
			LIQUID			
		ft2	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
			2.39	5.98	0.60	0.18
			A	A	A	A
			Low	Low	Low	Low
	CA_{inj}		CONTINUOUS RELEASE			
			LIQUID			
		ft2	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
			8.68	21.69	2.17	0.65
			A	A	A	A
			Low	Low	Low	Low
	CA_{inj}		INSTANTANEOUS RELEASE			
			LIQUID			
		ft2	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
			3660.31	9150.76	915.08	274.52
			D	D	B	B
			Medium	Medium	Low	Low
	FINANCE CONSEQUENCE					
	FC_{total}		CONTINUOUS RELEASE			
			LIQUID			
		\$	Small (1/4)	Medium (1)	Large (4)	Rupture (16)
			\$100,365.29	\$1,495,096.34	\$220,986.32	\$88,180.64
			E	E	E	E
			Medium-High	Medium-High	Medium-High	Medium-High

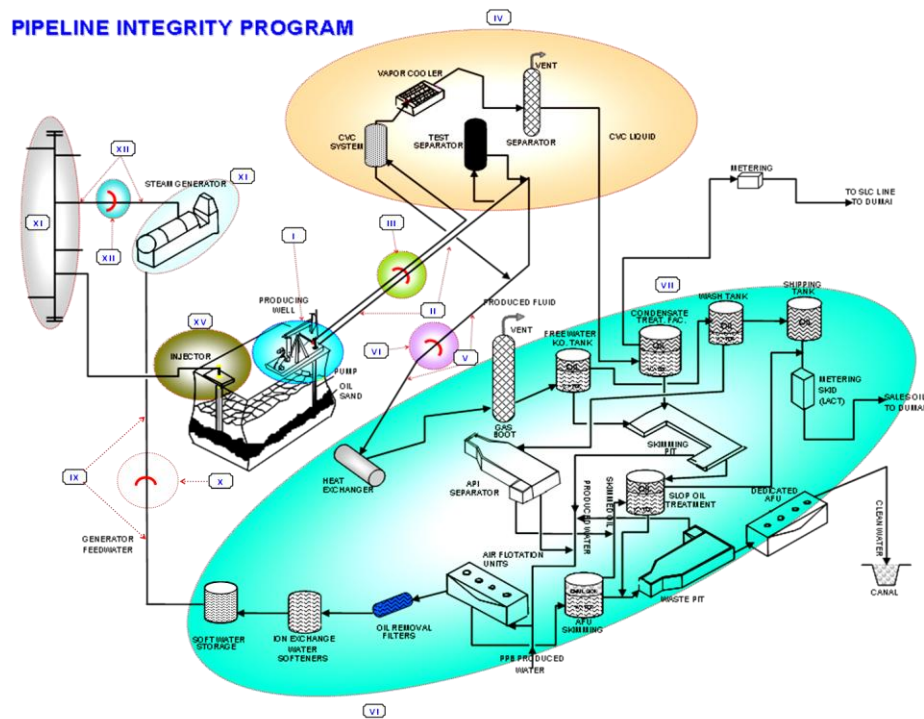
Gambar 3.41. Hasil analisis resiko.

3.4 Studi Kasus

3.4.1 Pipeline Production Gathering Line Duri

Pipeline pada Production Gathering Line milik PT. Chevron Pacific Indonesia (CPI) yang terletak di Duri, Riau dijadikan studi kasus dalam Tugas Akhir ini. PT. CPI adalah kontraktor BP Migas yang bergerak dibidang perminyakan dan merupakan perusahaan minyak asing yang terbesar di Indonesia. Berdirinya PT. CPI diawali dari eksplorasi minyak di Pulau Sumatera, Jawa Timur, dan Kalimantan Timur pada tahun 1924 yang dipimpin oleh Emerson M. Butterworth. PT CPI juga merupakan perusahaan minyak kontraktor terbesar di Indonesia, dengan produksi yang sudah mencapai 2 miliar barrel minyak. Ladang minyak Duri memberikan sumbangan sebesar 42% dari seluruh total produksi minyak. PT. CPI pernah mengalami penurunan produksi yang tajam pada 1960an. Untuk mengatasi permasalahan tersebut PT. CPI melaksanakan suatu produksi yang dinamakan proyek injeksi uap di ladang minyak Duri pada bulan Maret 1990.

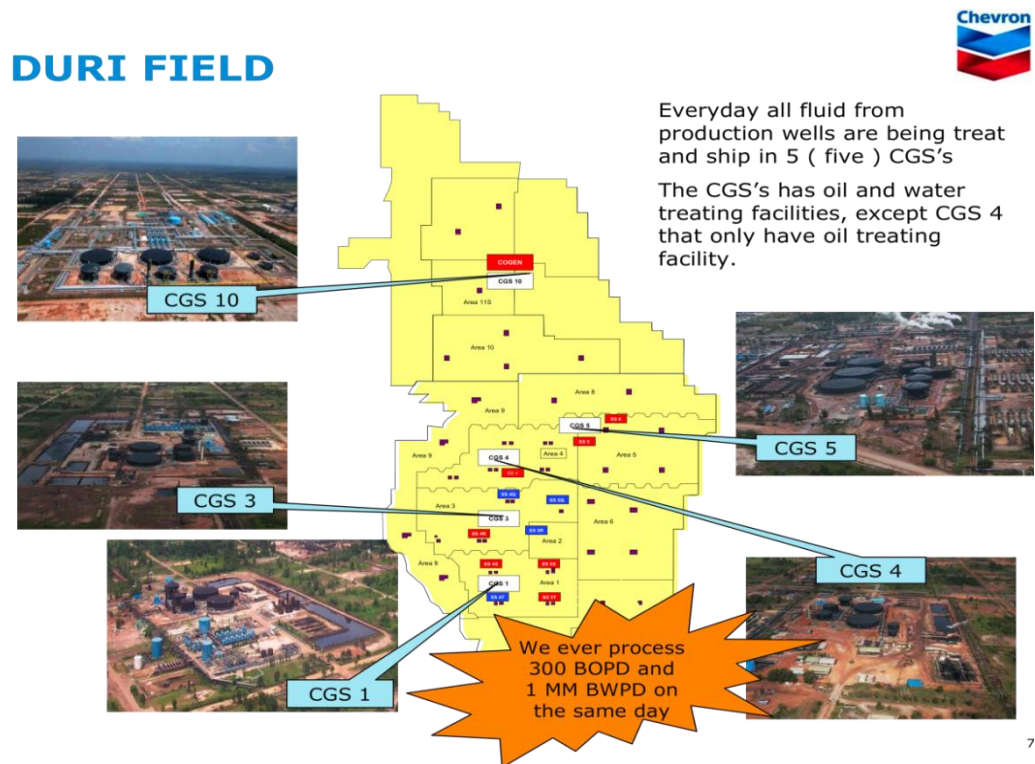
Wilayah operasi PT. CPI terdiri dari wilayah produksi minyak berat (*heavy oil*) dan minyak ringan (*light oil*). Lapangan minyak berat terdiri dari lapangan Duri yang merupakan satu-satunya wilayah yang memproduksi minyak berat. Sedangkan lapangan minyak ringan yaitu Sumatra *North Light Oil* yang terdiri dari Bangko, Balam, Bekasap, dan Petani serta Sumatra *South Light Oil* terdiri dari Minas, Libo, dan Petapahan. Saat ini, PT. CPI telah berhasil mengoperasikan area 1 sampai area 12 sedangkan area 13 masih dalam pengembangan.



Gambar 3.42. Proses pengambilan minyak dan pengolahannya.

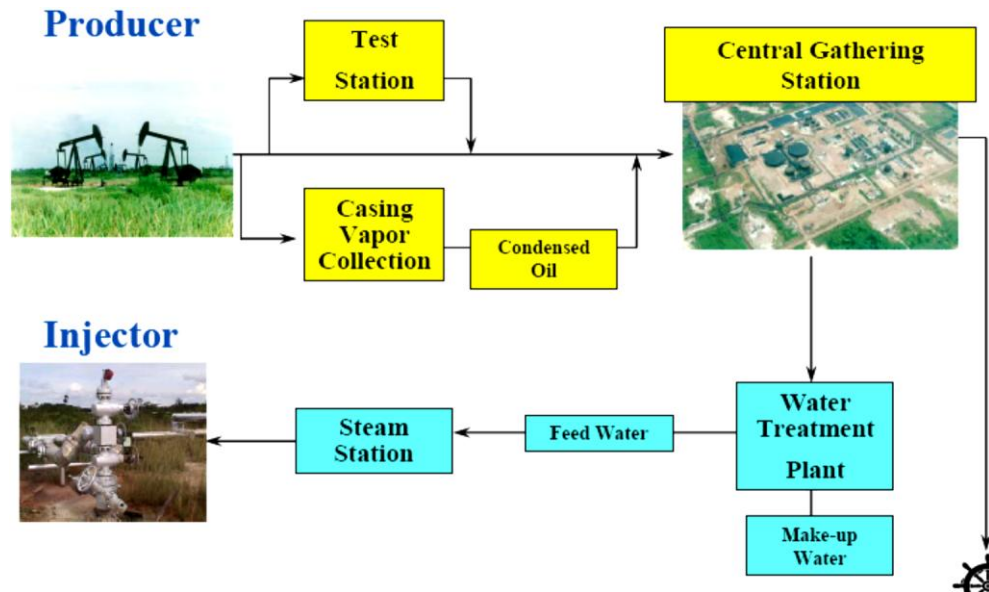
Perusahaan CPI sangat terintegrasi dari produksi, pengumpulan, dan juga penyaluran minyak bumi seperti pada Gambar 3.42 di atas. Proses dimulai dari produksi minyak melalui pompa pada sumur produksi, saat ini jumlah sumur yang ada sebanyak 5500 sumur produksi dan 1800 sumur injeksi uap. Minyak yang sudah terpompa ke atas akan disalurkan melalui jalur pipa ke masing-masing unit pusat pengumpulan, yaitu CGS, untuk diproses lebih lanjut.

Pembangunan juga mencakup fasilitas pendukung utama seperti stasiun pengumpul minyak dan stasiun pembangkit uap, sampai saat ini telah ada 5 stasiun pengumpul pusat atau *Central Gathering Station* (CGS) yaitu CGS 1, 3, 4, 5, dan 10. Penyebaran lokasi CGS terlihat pada Gambar 3.43. Masing-masing CGS memiliki beberapa unit utama, yaitu unit pengolahan minyak (*oil treating plant*), unit pengolahan air (*water treating plant*), dan unit pengolahan pasir (*sand treating plant*). Terdapat pengecualian pada CGS 4 yang hanya memiliki unit pengolahan minyak saja.



Gambar 3.43. CGS di Duri *Steamflood Field*.

Minyak yang terdapat pada lapangan minyak Duri memiliki viskositas yang sangat besar, sehingga bersifat kental. Untuk memompa minyak tersebut ke atas harus terlebih dahulu mengencerkannya yaitu dengan mengalirkan uap panas ke bawah tanah di tempat minyak tersebut terkumpul. Teknik ini dijadikan nama lapangan tempat PT CPI Duri beroperasi, yaitu Duri *Steamflood Field*, data produksi total pada tahun 2011 sebesar 180 ribu *barrel oil per day* (BOPD).

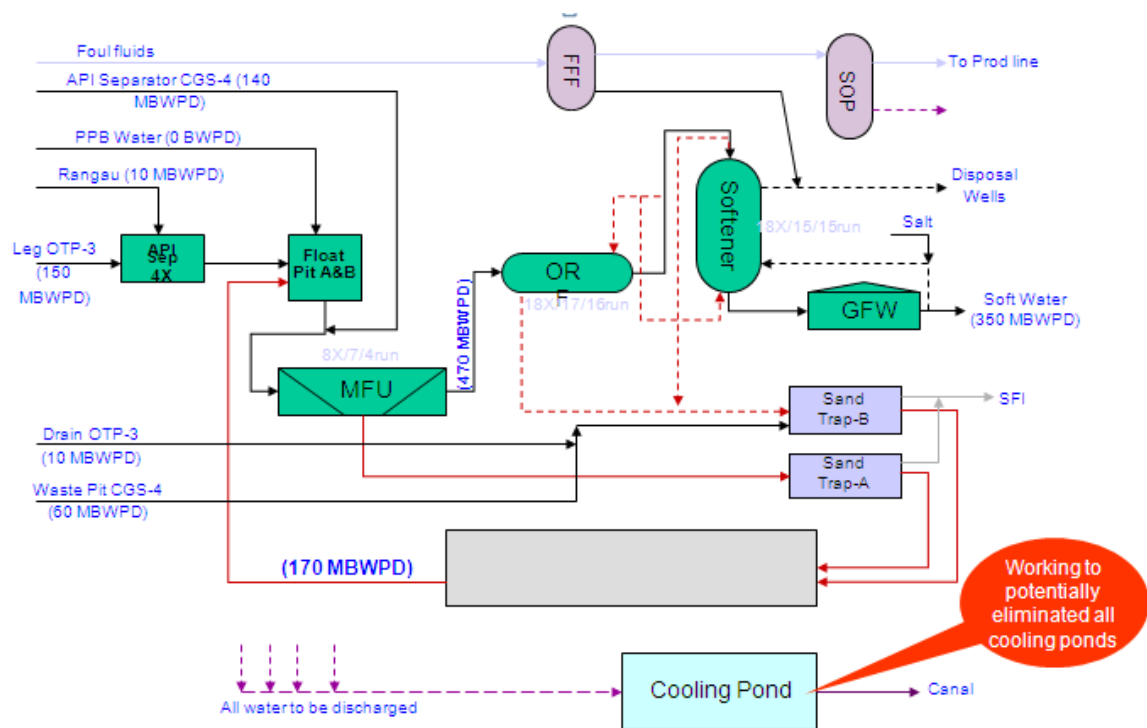


Gambar 3.44. CGS dalam suatu sistem pengumpulan minyak bumi.

Pada Gambar 3.44 dijelaskan proses pengambilan minyak berat dari dari sumur menggunakan *well* keluarnya berupa *vapor* yang hasil dari *steam injector* dan *crude oil*, kemudian dikumpulkan *test station* kemudian *vapor* tersebut diolah untuk memisahkan *oil* yang terikut. Dari *test station crude oil* dialirkan menggunakan *Pipeline Production Gathering Line* ke *Central Gathering Station (CGS)*, dengan ukuran pipa minimal 12 in dan maksimul 36 in. Di CGS *crude oil* tersebut diolah untuk memisahkan *oil* dari air, pasir dan bahan-bahan lainnya menggunakan unit pengolah minyak (*oil treating plant*), unit pengolah air (*water treating plant*), dan unit pengolah pasir (*sand treating plant*). *Oil* yang terpisah dari dari air dan pasir ditampung di *shipping tank* sudah menjadi *light oil*, untuk dialirkan ke Dumai.

Air dari hasil pemisahan *crude oil* tersebut digunakan kembali untuk *steam generator* dan pembangkit listrik (*cogen*). Dalam prosesnya air dari hasil pemisahan dengan *crude oil* dialirkan ke *API separator* untuk pemisahan lanjut kemudian masuk ke *Mechanical Flotation Unit (MFU)* untuk mengurangi kadar minyak hingga 3 ppm.

Kemudian air dari MFU masuk ke *Oil Removal Filter* (ORF), dimana kandungan minyak disaring lagi sehingga dibawah 1 ppm dengan menggunakan bahan-bahan penyaring seperti *atrasit* dan *garnet*. Kemudian air dari ORF masuk ke dalam *softener* untuk menurunkan nilai total *hardnessnya* terutama *magnesium* dan *kalsium*. Proses tersebut menggunakan resin dan air garam disini berfungsi untuk mengaktifkan kembali resin-resin yang sudah jenuh. Pada akhirnya *Generated Feed Water* (GFW) siap digunakan kembali, untuk lebih jelas dapat dilihat pada Gambar 3.45 di bawah ini.



Gambar 3.45. *Water Treatment Plant* (WTP) di Duri.

Dalam studi kasus yang dilakukan, data PGL yang akan di analisa tingkat risikonya adalah PGL yang ada di area 1, 7, dan 8 Duri *Field*, yang mengalirkan *crude oil* ke CGS 1 dan 5 dapat dilihat pada Gambar 3.45 PGL 16 in, Gambar 3.46 PGL 24 in dan Gambar 3.47 *support* PGL dari area 7 ke CGS 1. Pipa yang digunakan menggunakan material *class 300 carbon steel* dengan *schedule 40*.



Gambar 3.46. Pipeline Production Gathering Line (PGL) 16 in di area 7 ke CGS 1.



Gambar 3.47. Pipeline Production Gathering Line (PGL) 24 in di area 7 ke CGS 1.



Gambar 3.48. Support pipeline Production Gathering Line di area 7 ke CGS 1.

3.4.2 Data Studi Kasus

Data yang diperlukan untuk melakukan *risk based inspection* pada *pipeline Production Gathering Line* (PGL) yang didapat dari hasil pengukuran, evaluasi data inspeksi, data historis, dan juga wawancara. Data-data tersebut terangkum dalam tabel-tabel dibawah ini.

Tabel 3.11. Data fase dan densitas fluida PGL di area 1 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Fase fluida	Densitas cair (lb/ft³)	pH
1	811NW-PF-401-14"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
2	816GN-PF-303-16"C1-EWCR8	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
3	811NW-PF-403-20"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
4	811NW-PF-404-24"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
5	811SW-PF-402-16"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
6	811SW-PF-403-20"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
7	811SW-PF-404-24"-C1-NSC48	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73

Tabel 3.12. Data fase dan densitas fluida PGL di area 7 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Fase fluida	Densitas cair (lb/ft³)	pH
1	817GN-PF-403-16"-C1-NSC46	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
2	817GN-PF-305-24"-C1-EWCU6	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
3	817GN-PF-404-16"-C1-NSC55	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
4	817GN-PF-406-24"-C1-NSC55	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
5	817GN-PF-406-24"-C1-EWCT8	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
6	817GN-PF-406-24"-C1-NSC54	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
7	817GN-PF-405-16"-C1-NSC65	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
8	817GN-PF-304-20"-C1-EWCU6	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
9	817GN-PF-402-16"-C1-NSC65	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
10	817GN-PF-401-16"-C1-NSC72	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
11	817GN-PF-302-20"-C1-EWCT2	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73

Tabel 3.13. Data fase dan densitas fluida PGL di area 8 [28].

No	<i>Pipeline ID</i>	Keterangan	Fase Fluida	Densitas Cair (lb/ft3)	pH
1	818GN-PF-402-20"-C1-NSC70	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
2	818GN-PF-403-30"-C1-NSC70	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
3	818GN-PF-401-30"-C1-NSC56	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73
4	818GN-PF-404-30"-C1-NSC56	<i>Production Gathering Line</i>	Cair	56.187	6.73

Tabel 3.14. Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di area 1 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Data proses				Material dan perlindungan korosi				
			Design pressure (psig)	Opr. pressure (psig)	Design temp. (°F)	Opr. temp. (°F)	Material konstruksi	Coating	Internal lining	Corrosion protection	Insulation
1	811NW-PF-401-14"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
2	816GN-PF-303-16"-C1-EWCR8	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
3	811NW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
4	811NW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
5	811SW-PF-402-16"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
6	811SW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
7	811SW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak

Tabel 3.15. Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di area 7 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Data proses				Material dan perlindungan korosi				
			Design pressure (psig)	Opr. pressure (psig)	Design temp. (°F)	Opr. Temp. (°F)	Material konstruksi	Coating	Internal lining	Corrosion protection	Insulation
1	817GN-PF-403-16"-C1-NSC46	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
2	817GN-PF-305-24"-C1-EWCU6	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
3	817GN-PF-404-16"-C1-NSC55	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
4	817GN-PF-406-24"-C1-NSC55	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
5	817GN-PF-406-24"-C1-EWCT8	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
6	817GN-PF-406-24"-C1-NSC54	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
7	817GN-PF-405-16"-C1-NSC65	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
8	817GN-PF-304-20"-C1-EWCU6	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
9	817GN-PF-402-16"-C1-NSC65	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
10	817GN-PF-401-16"-C1-NSC72	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
11	817GN-PF-302-20"-C1-EWCT2	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak

Tabel 3.16. Data proses dan jenis material dan perlindungan korosi PGL di Area 8 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Data proses				Material dan perlindungan korosi				
			Design pressure (psig)	Opr. pressure (psig)	Design temp. (°F)	Opr. temp. (°F)	Material konstruksi	Coating	Internal lining	Corrosion protection	Insulation
1	818GN-PF-402-20"-C1-NSC70	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
2	818GN-PF-403-30"-C1-NSC70	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
3	818GN-PF-401-30"-C1-NSC56	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak
4	818GN-PF-404-30"-C1-NSC56	PGL	200	150	250	160	API 5L-B	Tidak	Tidak	Tidak	Tidak

Tabel 3.17. Data dimensi PGL di 1 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Diameter utama (in)	do (in)	Thicness (in)		User input corr. rate (mm/thn)
					Desain	CA	
1	811NW-PF-401-14"-C1-NSC48	PGL	14	14	0.375	0.063	0.34
2	816GN-PF-303-16"C1-EWCR8	PGL	16	16	0.375	0.063	0.71
3	811NW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	20	20	0.375	0.063	0.33
4	811NW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	24	24	0.5	0.063	0.67
5	811SW-PF-402-16"-C1-NSC48	PGL	16	16	0.375	0.063	1.20
6	811SW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	20	20	0.375	0.063	0.65
7	811SW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	24	24	0.5	0.063	0.84

Tabel 3.18. Data dimensi PGL di area 7 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Diameter utama (in)	do (in)	Thicness (in)		User input corr. rate (mm/thn)
					Desain	CA	
1	817GN-PF-403-16"-C1-NSC46	PGL	16	16	0.375	0.063	0.29
2	817GN-PF-305-24"-C1-EWCU6	PGL	24	24	0.5	0.063	1.90
3	817GN-PF-404-16"-C1-NSC55	PGL	16	16	0.375	0.063	1.73
4	817GN-PF-406-24"-C1-NSC55	PGL	24	24	0.5	0.063	0.75
5	817GN-PF-406-24"-C1-EWCT8	PGL	24	24	0.5	0.063	1.88
6	817GN-PF-406-24"-C1-NSC54	PGL	24	24	0.5	0.063	1.95
7	817GN-PF-405-16"-C1-NSC65	PGL	16	16	0.375	0.063	0.62
8	817GN-PF-304-20"-C1-EWCU6	PGL	20	20	0.375	0.063	1.14
9	817GN-PF-402-16"-C1-NSC65	PGL	16	16	0.375	0.063	1.62
10	817GN-PF-401-16"-C1-NSC72	PGL	16	16	0.375	0.063	1.70
11	817GN-PF-302-20"-C1-EWCT2	PGL	20	20	0.375	0.063	1

Tabel 3.19. Data dimensi PGL di area 8 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Diameter utama (in)	do (in)	Thicness (in)		User input corr. rate (mm/thn)
					Desain	CA	
1	818GN-PF-402-20"-C1-NSC70	PGL	20	20	0.375	0.063	5.58
2	818GN-PF-403-30"-C1-NSC70	PGL	30	30	0.5	0.063	1.54
3	818GN-PF-401-30"-C1-NSC56	PGL	30	30	0.5	0.063	1.42
4	818GN-PF-404-30"-C1-NSC56	PGL	30	30	0.5	0.063	0.09

Tabel 3.20. Data historis inspeksi PGL di area 1 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Inspeksi terakhir					
			Tahun	Metode	Cakupan	Efektifitas	Thickness (mm)	Thickness (in)
1	811NW-PF-401-14"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	3.66	0.1441
2	816GN-PF-303-16"-C1-EWCR8	PGL	2007	UTM	100%	Highly	2.88	0.1134
3	811NW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.02	0.1976
4	811NW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	7.20	0.2835
5	811SW-PF-402-16"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	6.20	0.2441
6	811SW-PF-403-20"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.99	0.2358
7	811SW-PF-404-24"-C1-NSC48	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.40	0.2126

Tabel 3.21. Data historis inspeksi PGL di area 7 [28].

No	Pipeline ID	Keterangan	Inspeksi terakhir					
			Tahun	Metode	Cakupan	Efektifitas	Thickness (mm)	Thickness (in)
1	817GN-PF-403-16"-C1-NSC46	PGL	2007	UTM	100%	Highly	6.10	0.2402
2	817GN-PF-305-24"-C1-EWCU6	PGL	2007	UTM	100%	Highly	3.6	0.1417
3	817GN-PF-404-16"-C1-NSC55	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.33	0.1705
4	817GN-PF-406-24"-C1-NSC55	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4	0.1575
5	817GN-PF-406-24"-C1-EWCT8	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.3	0.1693
6	817GN-PF-406-24"-C1-NSC54	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.97	0.1957
7	817GN-PF-405-16"-C1-NSC65	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.46	0.1756
8	817GN-PF-304-20"-C1-EWCU6	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.05	0.1988
9	817GN-PF-402-16"-C1-NSC65	PGL	2007	UTM	100%	Highly	3.48	0.1370
10	817GN-PF-401-16"-C1-NSC72	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.29	0.2083
11	817GN-PF-302-20"-C1-EWCT2	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.81	0.1894

Tabel 3.22. Data historis inspeksi PGL di area 8 [28].

No	<i>Pipe Line ID</i>	Keterangan	Inspeksi terakhir					
			Tahun	Metode	Cakupan	Efektifitas	<i>Thickness (mm)</i>	<i>Thickness (in)</i>
1	818GN-PF-402-20"-C1-NSC70	PGL	2007	UTM	100%	Highly	2.49	0.098
2	818GN-PF-403-30"-C1-NSC70	PGL	2007	UTM	100%	Highly	6.05	0.2382
3	818GN-PF-401-30"-C1-NSC56	PGL	2007	UTM	100%	Highly	5.65	0.2224
4	818GN-PF-404-30"-C1-NSC56	PGL	2007	UTM	100%	Highly	4.53	0.1783