

BAB IV

ANALISIS

4.1 IDENTIFIKASI SISTEM.

4.1.1 Identifikasi Pipa

Pipa gas merupakan pipa baja API 5L *Grade B Schedule 40*. Pipa jenis ini merupakan pipa baja dengan kadar karbon maksimal 0,28 % [15]. Pipa baja bisa digunakan pada lingkungan tanah dengan syarat terpasang sistem proteksi katodik. Pipa bediameter luar 152,4 mm, panjang 1800 m dan mempunyai ketebalan menurut standar 7,16 mm. Akan tetapi pada pengukuran, ditemukan ketebalan pipa sebesar 7,20 mm. Hal tersebut dikarenakan ketidakseragaman ketebalan pipa. Kemudian Pipa ditanam dengan kedalaman 1,5 m dari permukaan tanah

Pipa gas merupakan pipa yang bertekanan. Pipa gas diharuskan beroperasi dengan tekanan operasi maksimum 45 bar (652,6 psig). Oleh sebab itu perlu ditentukan kelayakan pipa dengan tekanan operasi maksimum tersebut. Tekanan maksimum pipa tersebut tidak boleh melebihi *design pressure* dari pipa. Berikut perhitungan *design pressure* dari pipa :

$$P = \frac{2St}{D} (FET)$$

$$P = \frac{2(35000 \text{ psi})(0,28 \text{ inc})}{6.625 \text{ inc}} (0.4)(1)(1) = 1183.396 \text{ psi}$$

Pada kondisi normal pipa dioperasikan dengan tekanan 17 bar (246,56 psig) dan temperatur pipa 27⁰ C. Tekanan tersebut jauh dibawah tekanan operasi maksimum dan *design pressure*

4.1.2 Identifikasi Lingkungan

Pipa gas berada di lingkungan tanah. Oleh karena sifat tanah yang bisa mendegradasi material, maka material seperti logam akan terdegradasi jika berada

di tanah. Ada banyak faktor yang menentukan tingkat kekorosifan tanah. Salah satu variabel yang bisa menentukan kekorosifan tanah adalah resistivitas tanah. Reaksi korosi pada tanah bergantung pada aliran arus ionik. Oleh karena itu tanah dengan resistivitas yang tinggi akan menurunkan tingkat reaksi korosi. Variabel lain yang dapat menentukan tingkat kekorosifan tanah adalah tingkat keasaman tanah.

Tabel 4.1 Nilai Resistivitas Tanah

Lokasi	R	R	Resistivitas	Resistivitas
	1m (ohm)	2m (ohm)	1m (ohmcm)	2m (ohmcm)
Metering 1	1.31	0.35	823.4285714	440
Metering 2	0.86	0.4	540.5714286	502.8571429
TP-1	0.58	0.18	364.5714286	226.2857143
TP-2	0.58	0.18	364.5714286	226.2857143
TP-3	0.7	0.25	440	314.2857143
TP-4	0.7	0.24	440	301.7142857

Dari tabel 4.1 dapat terlihat bahwa nilai resistivitas tanah yang dilalui pipa terendah bernilai 226.285 ohm-cm. Dengan rendahnya tahanan tanah maka arus ionik akan mudah mengalir pada tanah. Menurut rating kekorosifan pada tabel 2.2, lingkungan tanah yang dilalui pipa digolongkan pada level *extremely corrosive*.

Variabel lain yang menentukan kekorosifan tanah yaitu derajat keasaman tanah. Kemudian tingkat keasaman tanah berkisar pada tabel 3.4 antara 6.7 -6.9. Hal tersebut berarti tanah berada pada kondisi netral.

4.1.3 Identifikasi Sitem Mitigasi Korosi

Mengingat lingkungan pipa yang korosif, pipa tersebut terlebih dahulu dilengkapi dengan sistem mitigasi korosi. Sistem mitigasi korosi pada pipa berupa proteksi katodik dengan anoda korban dan *coating*. Pipa dilengkapi dengan anoda korban berupa magnesium, wajib diketahui kemampuan proteksi dari anoda korban tersebut. Dari tabel 3.5, potensial proteksi dari pipa berkisar antara -1.14 V sampai -1.17 V. Sistem proteksi katodik dinyatakan layak jika mempunyai

potensial proteksi lebih negatif dari -850 mV. [10] Maka anoda korban yang dipakai untuk proteksi katodik pipa dinyatakan layak.

Namun potensial proteksi yang berlebihan bisa merusak *coating* pada pipa. Aliran arus tersebut akan meningkatkan migrasi ion dan air sepanjang pipa. Jika potensial polarisasi cukup negatif, maka hidrogen dalam bentuk gelembung akan terbentuk pada permukaan pipa. Proses tersebut merugikan terhadap *coating* dan memungkinkan degradasi. Proses tersebut dikenal dengan nama *cathodic disbondment* [10].

Kerusakan *coating* akibat potensial polarisasi merupakan fungsi dari beberapa faktor diantaranya; ketahanan *coating* terhadap degradasi, keadaan tanah, dan temperatur pipa. Potensial proteksi lebih negatif dari -1.1 V berpotensi mengakibatkan degradasi *coating*. Potensial pipa hasil pengukuran lebih negatif dari -1.1 V [10]. Perlu diperhatikan bahwa kondisi tersebut terjadi pada penggunaan proteksi katodik arus tanding dan kadang-kadang terjadi pada penggunaan anoda korban dengan potensial galvanik yang tinggi seperti Mg. Akan tetapi anoda Mg digunakan pada tanah karena sifat dari tanah itu sendiri.

Tabel 4.2 Hubungan Potensial Dengan Resiko Korosi Pipa Baja Pada Tanah [9]

Potensial (V vs Cu/CuSO ₄)	Kondisi Baja
-0,5 sampai -0,6	Tingkat korosi tinggi
-0,6 sampai -0,7	Korosi
-0,7 sampai -0,8	Terproteksi sebagian
-0,8 sampai 0,9	Proteksi katodik
-0,9 sampai -1,0	Beberapa overproteksi
-1,0 sampai -1,1	Overproteksi meningkat
-1,1 sampai -1,4	Overproteksi, <i>coating disbondment</i> dan <i>blistering</i>

4.1.4 Identifikasi Area dan Kelengkapan Pipa

Area pipa terletak di kawasan industri dengan intensitas bangunan yang relatif jarang. Selain bangunan pabrik juga terdapat padang rumput yang sangat luas. Area pipa didominasi oleh parik-pabrik dan tidak ditemukan adanya

pemukiman penduduk di sekitar pipa. Kemudian pipa melewati jalan raya. Melihat kondisi tersebut maka area sekitar pipa digolongkan kepada Class II dimana terdapat 10 sampai 46 bangunan di area sekitar pipa.

Di sepanjang pipa terdapat marka-marka sebagai pertanda adanya pipa di bawah permukaan tanah. Marka atau rambu seperti gambar terletak dengan jarak yang sama di sepanjang pipa. Kemudian di sepanjang pipa terdapat 4 buah *test point*. *Tes point* tersebut seperti pada gambar 4.1 dalam kondisi terkunci.



Gambar 4.1 *Test Point*



Gambar 4.2 Marka



Gambar 4.3 Keadaan Lingkungan di Sekitar Pipa

4.2 POTENSI BAHAYA

Pipa gas bawah tanah berpotensi mengalami beberapa potensial kegagalan. Kesesuaian pipa dengan tekanan dan lingkungan, tingkat korosi baik eksternal maupun internal perlu ditimbang sebagai parameter yang memicu terjadinya kegagalan. Kemungkinan terjadinya bahaya tersebut dianalisis dan kemudian dieliminasi dengan sistem mitigasi yang ada pada pipa.

Pipa yang digunakan dikategorikan Class IV sesuai dengan keinginan pihak penyalur pipa gas. Namun pada kenyataan dilapangan dikategorikan Class III. Hal ini tentu menguntungkan demi keamanan, dimana pipa digunakan pada area dengan *class* yang lebih rendah. Pemakaian faktor Class IV pada perhitungan *design pressure* untuk mengatasi kemungkinan terjadinya penambahan bangunan pada area pipa.

Kemudian pipa ditanam pada lingkungan yang dikategorikan *extremely corrosive* telah diproteksi dengan anoda korban dan *coating*. Pada pengujian yang dilakukan membuktikan bahwa anoda korban yang digunakan dinyatakan layak memproteksi pipa. Sedangkan jenis *coating* yang digunakan sesuai dengan standar yang direkomendasikan pada NACE RP0169.

Akan tetapi, potensial kerusakan yang membahayakan pipa adalah korosi internal dari pipa. Pipa yang membawa gas alam mengandung gas CO₂ rentan

terhadap korosi CO₂. CO₂ larut dalam air yang terakumulasi pada bagian bawah pipa. CO₂ tersebut yang menyebabkan terjadinya korosi. Korosi internal inilah yang berpotensi membahayakan pipa gas ini, karena sifat gas alam mudah terbakar pada lingkungan

Berdasarkan API 581, potensi bahaya tersebut harus dinilai dari dua sisi, *Probability* dan *Consequence*. Faktor *Probability* menilai aspek kemungkinan terjadinya sebuah bahaya. Aspek ini ditentukan oleh beberapa variabel. Pada pipa gas ini, faktor tersebut ditentukan oleh aspek yang dapat menyebabkan kerusakan seperti korosi dan kecocokan pipa dengan sistem. Faktor lain yang mempengaruhi nilai *Probability* adalah kelengkapan inspeksi. Sedangkan faktor *Consequence* ditentukan oleh akibat yang dapat ditimbulkan oleh kegagalan pipa. Pada pipa ini aspek tersebut ditentukan oleh bahaya dari gas alam dan kerugian dari pihak penyalur gas alam.

4.3 RISK ASSESSMENT

4.3.1 Analisis *Probability*

4.3.1.1 Faktor Inspeksi

Faktor inspeksi merupakan faktor utama dalam menilai *Probability* dari sebuah bahaya. Jika semua inspeksi dilakukan terhadap pipa maka keadaan pipa akan diketahui secara keseluruhan. Akan tetapi, jika ada beberapa inspeksi yang tidak dilakukan maka keadaan pipa tidak dapat diketahui secara keseluruhan. Hal tersebut akan mengakibatkan adanya kemungkinan bahaya yang tidak diketahui. Terdapat beberapa inspeksi yang dilakukan terhadap pipa diantaranya inspeksi ketebalan pipa, inspeksi proteksi katodik, inspeksi resistivitas dan pH tanah, dan inspeksi area dan kelengkapan pipa. Namun inspeksi resistivitas tanah tidak dapat mewakili kekorosifan tanah, karena terdapat faktor lain yang menyebabkan tingkat kekorosifan tanah.

Tabel 4.3 *Probability Factor 1*

PoF 1 (20%)	Variabel	Nilai	Nilai PoF
Faktor Inspeksi	Kelengkapan Inspeksi (%)		20% x 2 = 0,4
	80%	(100%-80%) x 10	

4.3.1.2 Faktor Korosi

Faktor Korosi merupakan faktor yang berpotensi besar menyebabkan kerusakan pada pipa gas terlebih pipa berada pada lingkungan korosif dan membawa material yang korosif. Berikut faktor yang mempengaruhi kemungkinan korosi terhadap pipa:

1. Korosi Internal

Korosi Internal pipa dipengaruhi oleh material yang disalurkan pipa yaitu berupa gas alam. Korosi ini diakibatkan oleh material korosif yang disalurkan pipa. Ada beberapa variabel yang mempengaruhi kekorosifan gas alam tersebut diantara kandungan CO₂. Fraksi mol CO₂ pada gas alam bernilai 0,124. Tekanan operasi pipa bernilai 246,56 psig. Tekanan parsial CO₂ didapat dari perkalian fraksi mol dengan dengan tekanan operasi pipa. Tekanan parsial CO₂ bernilai 30,57 psig. Berdasarkan nilai tekanan parsial CO₂ maka korosi CO₂ dapat terjadi. Selain kandungan CO₂ pada gas alam, kandungan H₂S pada gas alam juga merupakan salah satu faktor yang memicu terjadinya korosi internal pada pipa.

Pada pemberian nilai dari dua aspek yang menyebabkan korosi internal, faktor kandungan H₂S diberi nilai lebih tinggi dari faktor kandungan CO₂. Hal tersebut dikarenakan akibat dari dua gas tersebut. Baja pada lingkungan yang mengandung H₂S akan membentuk besi sulfat, dimana zat tersebut akan larut. Berbeda dengan reaksi antara baja dengan CO₂ yang cenderung membentuk *scale*.

Tabel 4.4 Probability Factor 2

PoF 2 (30%)	Variabel	Nilai	Nilai PoF 2
Korosi Internal	CO ₂ (10 %)*		
	Tekanan parsial < 7 psig	0	10% x 10 = 1
	Tekanan parsial 7-30 psig	5	
	Tekanan parsial > 30 psig	10	
	H ₂ S (20 %)		
	< 250 ppm	0	15% x 0
	> 250 ppm*	10	
	Jumlah		1

* Gas diasumsikan mengandung H₂O

2. Korosi Eksternal

Korosi Eksternal pipa ditentukan oleh resistivitas pipa dan pH tanah. Pipa digolongkan *extremely corrosive* dan pH yang netral. Akan tetapi pipa tersebut diproteksi oleh proteksi katodik berupa anoda korban dan *coating*. Potensial proteksi bernilai lebih negatif dari -0.85 V , yang pada NACE dianggap telah melindungi pipa. Akan tetapi karena penggunaan Anoda korban magnesium yang mempunyai potensial yang sangat negatif maka pada pipa terjadi overproteksi. Potensial proteksi pipa lebih negatif dari -1.1 V dapat menyebabkan overproteksi. Overproteksi berpotensi merusak *coating*.

Tabel 4.5 Proteksi Dari Anoda korban

Lokasi	Potensial Proteksi (V)	Kondisi
TP-1	-1,15	Terproteksi
TP-2	-1,15	Terproteksi
TP-3	-1,17	Terproteksi
TP-4	-1,14	Terproteksi

Tabel 4.6 Probability Factor 3

PoF 3 (30%)	Variabel	Nilai	Nilai PoF
Mitigasi Korosi Internal	Potensial Proteksi		30% x 4 = 1,2
	< 850 mV vs CSE	4	
	> 850 mV vs CSE	0	
	<i>Coating</i>		
	Ya	0	
	Tidak	4	
	Kemungkinan <i>Overprotection</i>	4	
	pH		
	Asam	2	
	Netral	0	

4.3.1.3 Faktor Kondisi

Faktor kondisi merupakan faktor yang kondisi sistem pipa. Faktor ini ditentukan oleh kecocokan material dengan lingkungan serta kondisi operasi pipa. Pipa merupakan baja dengan jenis API 5L *Grade B*. Pipa baja bisa digunakan pada tanah dengan syarat harus diproteksi. Kemudian pipa digunakan pada tekanan dan temperatur yang relatif normal dimana tekanan operasi pipa bernilai 246,56 psig dan temperatur pipa 27⁰ C. Kemudian lingkungan digolongkan *extremely corrosive* akan tetapi bukan merupakan lingkungan agresif yang membutuhkan material paduan tinggi.

Tabel 4.7 Probability Factor 4

PoF 4 (20%)	Variabel	Nilai	Nilai PoF
Faktor Kondisi	Kecocokan Material	4	20 %x 0 = 0
	Temperatur > 80 ⁰ C	2	
	Tekanan > 10.000 psig	2	
	Lingkungan agresif	2	

4.3.2 Analisis Consequence

4.3.2.1 Faktor Kerusakan

Faktor kerusakan dari pipa dinilai berdasarkan sifat kimia material yang disalurkan melalui pipa. Faktor kimia dinilai berdasarkan kecenderungan gas alam untuk terbakar. Faktor kimia ditentukan *Flash Factor* dan *Reactivity factor*. *Flash factor* dinilai berdasarkan NFPA *Flammable Hazard Rating*. Sedangkan *Reactivity factor* dinilai berdasarkan NFPA *Reactivity Hazard Rating* [14]. Gas alam akan cepat menguap pada temperatur dan tekanan normal, atau dengan cepat menyebar pada udara dan dengan cepat terbakar. Gas biasanya stabil pada tekanan normal, tapi bisa menjadi tidak stabil pada temperatur tertentu. Berdasarkan sifat ini maka berdasarkan NFPA *Flammable Hazard Rating*, gas alam diberi nilai 4. Sedangkan berdasarkan NFPA *Reactivity Hazard Rating*, gas alam diberi nilai 1 [13].

Tabel 4.8 Chemical Factor [6]

	Reactivity factor				
		1	2	3	4
Flash	1	7	9	12	15

Factor	2	10	12	15	20
	3	12	15	18	25
	4	13	15	20	25

Tabel 4.9 *Consequence Factor 1*

CoF 1 (30%)	Variabel	Nilai	Nilai CoF
Faktor	Nilai <i>Chemical Factor</i>		30% x 5,2 = 1,56
Kerusakan	13	(13/25) x 10 = 5,2	

4.3.2.2 Faktor Tekanan.

Faktor tekanan memperlihatkan kecenderungan fluida untuk menyebar dengan cepat. Faktor ini ditentukan oleh jenis dan tekanan fluida yang berada di dalam pipa. Material berupa gas cenderung menyebar dengan cepat dibandingkan dengan material cair. Kemudian tekanan operasi pipa juga mempengaruhi kecepatan material untuk menyebar. Jenis material yang disalurkan oleh pipa API 5L Grade B adalah gas dengan tekanan operasi 246,56 psig.

Tabel 4.10 *Consequence Factor 2*

CoF 2 (20%)	Variabel	Nilai	Nilai CoF
Faktor Tekanan	Material liquid	5	20% x 10 = 2
	Material Gas, tekanan > 150 psig	10	
	Material Gas, tekanan < 150 psig	5	

4.3.2.3 Kehilangan Material Gas

Dengan mempertimbangkan kemungkinan terjadinya kegagalan pada pipa, maka konsekuensi yang harus ditanggung oleh pihak pemasok gas adalah kehilangan gas akibat kegagalan tersebut. Jumlah gas yang akan hilang jika terjadi kegagalan dapat dipertimbangkan dari masa gas yang disalurkan oleh pipa per harinya. Jumlah gas yang disalurkan oleh pipa dirumuskan dalam MMSCFD (*Million Metric Standard Cubic Foot per Day*). SCF adalah sejumlah gas yang diperlukan untuk mengisi ruangan 1 kaki kubik, dengan tekanan sebesar 14,7 psi dan pada temperatur 60 F dalam kondisi kering.

Jumlah gas yang disalurkan oleh pipa adalah sebesar 4,5 MMSCFD. Nilai tersebut dikategorikan *low flow rate*, karena berada dibawah 5 MMSCFD. Oleh karena itu konsekuensi kehilangan gas jika terjadi kegagalan pipa dikategorikan rendah.

Tabel 4.11 *Consequence Factor 3*

CoF 3 (20%)	Variabel	Nilai	Nilai CoF
Kehilangan Gas	MMSCFD < 5	2	20% x 2 = 0,4
	MMSCFD 5-20	5	
	MMSCFD > 20	10	

4.3.2.4 Faktor Kesehatan

Faktor kesehatan ditentukan oleh dampak material gas terhadap kesehatan dan keselamatan manusia. Gas alam akan menyebabkan iritasi dan cedera ringan jika terkena manusia. Pada NFPA *Health Hazard Rating*, dikategorikan golongan 1 [13].

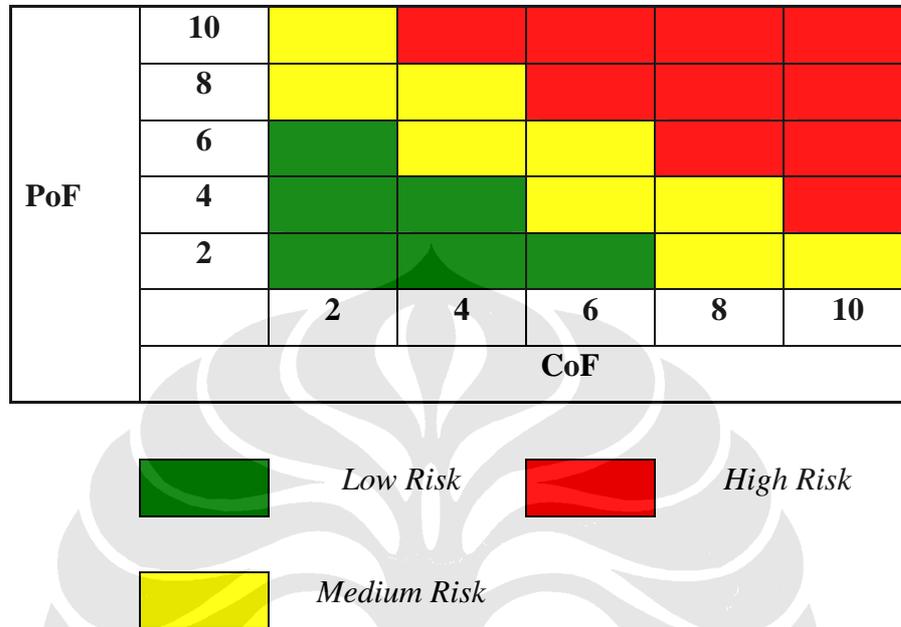
Tabel 4.12 *Consequence Factor 4*

CoF 4 (30%)	Variabel	Nilai	Nilai CoF
Faktor Kesehatan	NFPA <i>Health Hazard Rating</i>		30% x 2,5 = 0,75
	0	0	
	1	2,5	
	2	5	
	3	7,5	
	4	10	

4.4 RISK ANALISIS

Resiko dihitung berdasarkan dua faktor; *Probability* dan *Consequence*. Nilai resiko merupakan perkalian dua faktor tersebut yang telah diberi nilai. Dalam menentukan resiko perlu terlebih dahulu menentukan batasan resiko. Untuk pendekatan kualitatif yang dipakai untuk menilai resiko pada penelitian ini resiko dikategorikan 3, diantaranya *low risk*, *medium risk* dan *high risk*. Penentuan batasan resiko tersebut diambil berdasarkan range dari nilai *Probability* dan *Consequence*.

Nilai maksimum dari masing-masing *Probability* dan *Consequence* adalah 10. Maka matriks resiko dibuat dengan nilai maksimal 10. Berikut matriks dari resiko yang membagi batasan resiko.



Gambar 4.4 Batasan Resiko Pada Matriks Resiko

Nilai jumlah dari *Probability* dan *Consequence* dimasukkan ke dalam tabel untuk menentukan lokasi resiko.

Tabel 4.13 Akumulasi *Probability* dan *Consequence Factor*

PoF 1	Faktor Inspeksi	0,4
PoF 2	Korosi Internal	1
PoF 3	Korosi Eksternal	1,2
PoF 4	Faktor Kondisi	0,0
Jumlah		2,6

CoF 1	Faktor Kerusakan	1,56
CoF 2	Faktor Tekanan	2
CoF 3	Kehilangan Gas	0,4
CoF 4	Faktor Kesehatan	0,75
Jumlah		4,71

PoF	10					
	8					
	6					
	4			X		
	2					
		2	4	6	8	10
	CoF					

Gambar 4.5 Lokasi Resiko Pada Matriks Resiko

Jumlah nilai *probability* sama dengan 2,6 dan *consequence* 4,71. Berdasarkan nilai tersebut maka resiko terletak pada daerah kuning dan dikategorikan resiko sedang.

4.5 POTENTIAL IMPACT AREA.

Potensial Impact Area menentukan area yang terkena dampak oleh pipa jika pipa gagal. Berikut perhitungan Potential Impact Area.

$$r = 0,69d\sqrt{p}$$

$$r = 0,69(6.625inch)\sqrt{652.6\text{ psig}}$$

$$r = 116.7\text{ ft}$$

Berdasarkan nilai yang didapat maka daerah sekitar pipa dalam radius 116,7 ft atau sama dengan 35,6 m akan terkena dampak jika pipa gagal. Untuk penilaian faktor *Consequence* dari nilai Potensial impact area, *range* nilai diambil berdasarkan keadaan area disekitar pipa. Pada radius 35,6 m, terdapat beberapa bangunan berupa bangunan industri dan jalan raya.