

ANALISIS RISIKO *HYDROGEN RECOVERY UNIT* (HRU) DAN PRIORITAS RISIKO KEGAGALAN KOMPONEN PIPA GAS HIDROGEN DI PT PETROKIMIA

Risyad Kharisma Pradana, Endang Dwiyantri

Departemen Kesehatan dan Keselamatan Kerja
Fakultas Kesehatan Masyarakat Universitas Airlangga
E-mail: rishad.kharisma@gmail.com

ABSTRACT

Hydrogen Recovery Unit (HRU) is a unit which serves to purify hydrogen gas and an advanced process of Pure Gas Recovery Unit (PGRU) which serves to separate of ammonia gas from the other gaseous in the process. HRU is a high potential of fires due to the characteristics of hydrogen which is a highly flammable gas. In 2006, there was an explosion on pipeline in Ammonia Plant of PT Petrokimia Gresik. Therefore we need a re-analysis of the unit as a preventive measurement to avoid similar accidents in the future. The objective of this study was to analyze the risk level of HRU in Ammonia Plant area. This research was a descriptive study with an observational method. Data were obtained from interviews and observations. Data analysis was performed by using qualitative approach of Risk-Based Inspection (RBI) American Petroleum Institute (API) 581 and Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) method to identify the risk failure each component of hydrogen pipeline. The study was conducted at the HRU by using expert judgment as a subject in the assessment of data collection. The result showed that PT. Petrokimia Gresik has not been done a risk analysis unit using RBI and identify the risk failure analysis in each unit. The research concludes that HRU risk level is medium and the high risk component failure is the pipeline body.

Keywords: FMEA, hydrogen pipeline, risk-based inspection

ABSTRAK

*Hydrogen Recovery Unit (HRU) adalah unit yang berfungsi untuk memurnikan gas hidrogen dan merupakan proses lanjutan dari Pure Gas Recovery Unit (PGRU) yang berfungsi untuk memisahkan gas amoniak dengan gas-gas hasil samping dari proses. HRU merupakan unit yang berpotensi tinggi terjadi kebakaran karena karakteristik hidrogen yang sangat mudah menyala. Tujuan umum dari penelitian ini adalah untuk melakukan analisis tingkat risiko HRU pada area Pabrik Amoniak. Penelitian ini merupakan jenis penelitian deskriptif dengan cara pengambilan data bersifat observasional sedangkan berdasarkan waktunya, penelitian ini merupakan penelitian *cross-sectional*. Analisis data dilakukan dengan menggunakan pendekatan kualitatif *Risk-Based Inspection* (RBI) API 581 dan *Failure Mode Effect Analysis* (FMEA). Penelitian dilakukan pada HRU dengan menggunakan *expert judgment* sebagai subjek dalam pengambilan data penilaian. Hasil penelitian ditemukan bahwa PT Petrokimia Gresik belum melakukan analisis risiko unit dengan menggunakan metode RBI dan analisis risiko kegagalan komponen per unit. Serta ditemukan kurangnya sistem proteksi terhadap kebakaran pada unit terkait. Tingkat risiko HRU berada pada level medium dengan kategori *likelihood* berada di level 4 dan *consequence* berada pada kriteria A. Selain itu didapatkan hasil bahwa badan pipa gas merupakan peralatan yang berisiko tinggi mengalami kegagalan. Rekomendasi dari penelitian ini adalah hendaknya perusahaan melakukan analisis unit dengan metode RBI dan melakukan identifikasi risiko kegagalan komponen pipa gas mengingat usia peralatan yang sudah 15 tahun. Selain itu perusahaan hendaknya menambahkan sistem proteksi terhadap kebakaran seperti gas detektor dan sistem *fixed foam*.*

Kata kunci: FMEA, pipa gas hidrogen, risk-based inspection

PENDAHULUAN

Kesehatan dan keselamatan kerja saat ini menjadi salah satu fokus utama di Indonesia. Hal ini dikarenakan masih tingginya angka kecelakaan kerja di Indonesia. Data Kementerian Tenaga Kerja dan Transmigrasi (Kemenakertrans) menyebutkan

bahwa sepanjang tahun 2009 telah terjadi 54.398 kasus kecelakaan kerja di Indonesia (Jamsostek, 2010). Menurut *Pipeline Hazardous Materials Safety Administration* (PHSMA) pada Tahun 2012 telah terjadi lebih dari 80 ledakan dan kebakaran pada sistem perpipaan di Amerika. Dari 80 insiden yang

terjadi 38 diantaranya dikategorikan sebagai kasus yang signifikan. Insiden tersebut telah menyebabkan 7 orang terluka, dan kerusakan sebesar lebih dari 44 juta Dolar Amerika namun tidak ada korban jiwa. Angka ini semakin bertambah dengan adanya jalur pipa gas bawah tanah yang didistribusikan langsung kepada masyarakat sehingga menyebabkan 71 insiden dengan 9 kematian dan 21 orang terluka, beberapa dari kecelakaan pada pipa ini disebabkan karena tidak digantinya beberapa elemen pipa yang sudah habis masa pakainya, pecah, dan penipisan dinding pipa.

Kegagalan pada sistem perpipaan yang berdampak pada kecelakaan dan ledakan juga sering dialami oleh perusahaan yang menggunakan peralatan bertekanan, pipa yang berisi gas-gas eksplosif seperti industri petrokimia. Berdasarkan hasil investigasi yang dilakukan oleh *Official* dari *University of Missouri* disebutkan bahwa peledakan yang terjadi pada Laboratorium Judy Wall, *University of Missouri* disebabkan karena adanya kebocoran gas hidrogen pada jalur pipa gas laboratorium tersebut. Ledakan ini menyebabkan 4 orang terluka dan kerusakan yang besar pada laboratorium.

Kecelakaan yang disebabkan oleh gas hidrogen dapat dikarenakan tingkat ignisi dari gas hidrogen yang tinggi yaitu 752° F selain itu gas hidrogen bersifat *highly flammable* dalam konsentrasi sebesar 4–75% di udara dan menjadi *explosive* pada kisaran 5–59%. Selain itu gas hidrogen dapat melakukan *displacing* terhadap oksigen sehingga apabila konsentrasi oksigen di bawah 12% dapat menyebabkan hilangnya kesadaran dan dapat terjadi tanpa gejala (*asymptomatic*). Sedangkan pada konsentrasi 19,5% Gas hidrogen dapat menyebabkan *asphyxia* dan dapat menimbulkan gangguan pernapasan, gangguan koordinasi otot, depresi, pusing, mual, muntah hingga koma dan kematian (*College of the Desert*, 2001).

PT. Petrokimia Gresik adalah sebuah perusahaan milik negara dan merupakan perusahaan penghasil pupuk terlengkap di Indonesia yang berbentuk Perseroan Terbatas. Kegiatan produksi yang berada di PT. Petrokimia Gresik terdiri dari dua macam yaitu produksi pupuk dan non pupuk. Salah satu produk non pupuk yang dihasilkan adalah bahan kimia berupa amoniak, asam sulfat, asam fosfat, *cement retarder*, aluminium sulfida, karbon dioksida cair, *dry ice*, asam klorida, oksigen, nitrogen, hidrogen, gipsum.

Data kecelakaan kerja yang dimiliki PT Petrokimia Gresik pada Tahun 2006 telah terjadi kasus peledakan pipa di unit ammonia yang mengakibatkan 2 orang pekerja terluka dan terhentinya proses produksi yang dapat mengakibatkan kerugian yang ditaksir hingga satu miliar rupiah. Kecelakaan tersebut dapat disebabkan karena pelaksanaan analisis risiko yang kurang adekuat serta faktor kegagalan pada pipa yang tidak teridentifikasi.

Berdasarkan pengamatan peneliti, kondisi pipa di PT. Petrokimia Gresik banyak mengalami korosi dan usia pipa khususnya pada pipa distribusi HRU sudah mencapai 15 tahun sehingga dapat meningkatkan kemungkinan terjadinya risiko kebocoran. Faktor kegagalan alat menjadi salah satu faktor yang penting dalam beberapa kasus ledakan atau pun kecelakaan yang terjadi pada sistem perpipaan di industri minyak dan gas maupun pada industri petrokimia. Sehingga sebagai upaya preventif perusahaan diharuskan melakukan beberapa pengendalian agar risiko terjadinya kegagalan alat dapat diminimalkan.

Pengendalian terhadap terjadinya kecelakaan dapat dilakukan dengan berbagai macam cara, salah satunya adalah dengan melakukan analisis risiko pada peralatan yang mempunyai potensi bahaya tinggi. Dengan melakukan analisis risiko perusahaan akan mengetahui seberapa besar potensi bahaya, efek dari risiko yang ditimbulkan apabila terjadi kegagalan serta upaya pengendalian yang dapat dilakukan untuk meminimalkan risiko bahaya tersebut.

Penelitian ini berfokus pada penilaian risiko *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) dan penentuan prioritas kegagalan pada komponen pipa gas hidrogen di mana hasil observasi menunjukkan bahwa terdapat korosi pada pipa dan karakteristik hidrogen yang sangat mudah terbakar.

METODE

Penelitian ini adalah penelitian deskriptif observasional, di mana memiliki tujuan utama menggambarkan suatu keadaan secara objektif dan sistematis mengenai fakta aktual dari kondisi unit yang diteliti. Rancang bangun penelitian ini termasuk penelitian *cross-sectional* (Nazir, 2005).

Objek penelitian adalah pipa gas di *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) dengan sumber informasi adalah operator ahli di bagian *Hydrogen Recovery*

Unit (HRU) dan karyawan bagian Kesehatan dan Keselamatan Kerja PT. Petrokimia.

Penelitian dilakukan di PT. Petrokimia Gresik yang beralamatkan di Jalan Jenderal Ahmad Yani 61119, Gresik khususnya pada pabrik amoniak atau urea di bagian *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) dan dilakukan pada bulan Mei hingga Juli 2013.

Variabel penelitian ini meliputi kegagalan alat (pipa), penilaian risiko unit (pendekatan kualitatif *risk-based inspection*) yaitu *likelihood*, *damage consequence*, *health consequence*, analisis risiko kegagalan (metode *failure mode effect analysis*), prioritas risiko kegagalan. Data dikumpulkan dengan menggunakan metode wawancara mendalam, observasi serta data sekunder mengenai objek penelitian.

Teknis analisis data yang digunakan yaitu dengan menggunakan metode *Risk-Based Inspection* (RBI) serta analisis metode *Failure Mode Effect Analysis* (FMEA) yang dilakukan secara kualitatif dan disajikan ke dalam bentuk narasi.

HASIL

Pendekatan Kualitatif *Risk-Based Inspection* API 581

Pendekatan kualitatif RBI API 581 sangat efektif untuk menilai tingkat risiko unit karena memuat faktor-faktor penilaian yang detail. Penilaian pada setiap faktor di kategori *likelihood* dan *consequence* mengacu pada lembar pendekatan kualitatif RBI API 581 yang sudah ditetapkan oleh *American Petroleum Institute* (API).

Penilaian Kategori *Likelihood*

Kategori *likelihood* terdiri dari 6 faktor penilaian. Penilaian ini bertujuan untuk melihat seberapa besar peluang terhadap kerusakan pada setiap unit. Setiap faktor penilaian memiliki poin penilaian yang berbeda-beda. Hasil penilaian menunjukkan bahwa total *likelihood* sebesar 38 poin dengan poin tertinggi pada faktor kerusakan.

Tabel 1. Penilaian Kategori *Likelihood* HRU

	Kategori <i>Likelihood</i>	Nilai	Keterangan
Faktor Peralatan (EF)	Jika seluruh unit operasi yang dievaluasi, (5–20 item peralatan utama) EF = 0	0	
	Jumlah	0	
Faktor Kerusakan (DF)	Jika mekanisme kerusakan dapat disebabkan karena <i>corrosion cracking</i> pada karbon dan <i>alloy steel</i> . DF1 = 5	5	
	Jika terdapat hidrogen dengan temperatur tinggi. DF4 = 3	3	
	Jika terjadi korosi lokal DF6 = 3	3	
	Terjadi penurunan material, seperti fase formasi, <i>carburation</i> DF9 = 1	-	Tidak diketahui
	Mekanisme kerusakan lainnya telah diidentifikasi DF10 = 1	-	
	Mekanisme kerusakan dalam operasi unit tidak dievaluasi dan tidak direview secara periodik.	10	<i>Review</i> dilakukan jika terjadi gangguan saja
	Jumlah	20	Karena nilai maksimum DF adalah 20
Faktor Inspeksi (IF)	Inspeksi vessel	-2	Terdapat inspeksi periodik
	a. Terdapat program inspeksi formal di tempat dan beberapa inspeksi dilakukan, tetapi dilakukan secara visual dan UT Ketebalan saja, IF1 = -2		
	Inspeksi pipeline	-2	Inspeksi pada pipa keseluruhan belum dilakukan secara periodik, hanya pada bagian-bagian tertentu saja seperti pada pv 1038
	a. Terdapat program inspeksi formal di tempat dan beberapa inspeksi sedang dilakukan, tetapi dilakukan secara visual dan UT Ketebalan saja, IF2 = -2		
	Tidak terdapat identifikasi mekanisme kegagalan, IF3 = 0.	0	
	Jumlah	-4	

Lanjutan Tabel 1

	Kategori <i>Likelihood</i>	Nilai	Keterangan
Faktor Kondisi (CCF)	Program <i>maintenance</i> untuk <i>painting</i> dan <i>insulating</i> dibawah standar industri secara signifikan, CCF1 = 5.	5	<i>Maintenance</i> hanya berupa <i>painting</i> , tidak melakukan <i>insulating</i> . <i>Painting</i> dilakukan tidak secara periodik.
	Kualitas desain dan konstruksi <i>pipeline</i> standar industri CCF2 = 2	2	
	Melakukan <i>review</i> Program <i>maintenance</i> termasuk fabrikasi Dilakukan di bawah standar industri secara signifikan, CCF3 = 5.	5	
	Jumlah	12	
	Jumlah hambatan proses yang terencana (<i>shutdown</i>) dan tidak terencana dalam setahun.	5	Jumlah <i>shutdown</i> dalam setahun lebih dari 12 kali
Faktor Proses (PF)	Jumlah interupsi	PF1	
	0 hingga 1	0	
	2-4	1	
	5-8	3	
	09-12	4	
	>12	5	
	Menetapkan variabel proses dalam operasi yang dievaluasi. Jika kondisi gangguan diketahui dapat mempercepat kerusakan peralatan atau kondisi yang tidak aman lainnya, PF2 = 3.	3	
	Menilai peralatan proteksi seperti peralatan <i>relief</i> dan elemen kritikal.	0	
	Peralatan baik, tidak menimbulkan potensi PF3 = 0.		
Faktor Desain Mekanik (MDF)	Jumlah	8	
	Peralatan yang diidentifikasi sesuai dengan Kode yang berlaku pada saat dibangun, MDF1 = 2.	2	
	Proses umum, dengan kondisi desain normal, MDF2 = 0.	0	
	Jumlah	2	
Jumlah Kategori <i>Likelihood</i>		38	

Penilaian Kategori *Damage Consequence*

Kategori *damage consequence* berfokus pada penilaian aspek keselamatan terhadap kebakaran. Penilaian ini bertujuan untuk melihat seberapa besar dampak yang dihasilkan terhadap unit. Hasil

penilaian menunjukkan bahwa terdapat beberapa aspek kebakaran yang belum terpenuhi seperti gas detektor, tembok pelindung kebakaran, *fire proofing* serta sistem *foam* yang masih menggunakan sistem *portable foam*.

Tabel 2. Penilaian Kategori *Damage Consequence* HRU

	Kategori <i>Damage Consequence</i>	Nilai	Keterangan
Faktor Kimia (CF)	<i>Flash</i> faktor berdasarkan NFPA	4	Tidak dapat dilakukan perhitungan karena nilai faktor reaktivitas minimal adalah 1
	Faktor reaktivitas berdasarkan NFPA	0	
	Jumlah	0	
Faktor Kuantitas (QF)	Jumlah material yang terlepas (<i>menggunakan jumlah terbesar material yang mudah terbakar yang bisa hilang dalam peristiwa kebocoran tunggal</i>)		28
	Jumlah Bahan	Faktor Kuantitas	
	< 1000 pound	15	
	1K–2K pound	20	
	2K–10K pound	25	
	10K–30K pound	28	
	30K–80K pound	31	
	80K–200K pound	34	
	200K–700K pound	37	
	700K–1 juta	39	
	1–2 juta	41	
	2–10000000	45	
	> 10 juta	50	
Faktor Keadaan (SF)	Nilai <i>boiling point</i> : Tb (° F) State Factor	8	<i>Boiling point</i> hidrogen di lokasi –432,04° F
	Di bawah –100 8		
	–100 sampai 100 6		
	100 sampai 250 5		
	250 sampai 400 1 di atas 400 -3		
Faktor <i>Autoignition</i> (AF)	Temperatur operasi fluida diproses bawah AIT nya, masukkan –10	-10	Temperatur operasi fluida 42,43° C/108,374° F, AIT gas hidrogen adalah 752° F
Faktor Tekanan (PRF)	Terdapat gas di dalam peralatan, dan pada tekanan lebih besar dari 150 psig, masukkan (–10).	-10	Tekanan operasi adalah 19,5 bar/282,75 psig
Faktor Kredit (CRF)	Tidak ada gas deteksi (0)	0	
	Jika peralatan dioperasikan di bawah atmosfer inert (–1)	-1	
	Jika terdapat <i>fire fighting</i> jika terjadi insiden (–1)	1	
	Terdapat isolasi dan instrumentasi terkait terlindungi dari kebakaran saja, masukkan (–1)	-1	
	Tidak terdapat tembok pelindung pada peralatan yang kritis (0).	0	
	Tidak ada <i>fire proofing</i> (0).	0	
	Terdapat suplai air pemadam min. 4 jam ada (–1)	-1	
	Tidak terdapat sistem <i>fixed foam</i> (0)	0	Terdapat <i>portable foam</i> Menggunakan <i>fire hose</i> dengan <i>Fixed Hydrant</i>
	Terdapat air untuk kebakaran yang menjangkau area, jika ada (–1)	-1	
	Jumlah	-5	
Jumlah Katagori <i>Damage Consequence</i>		11	

Penilaian Kategori Health Consequence

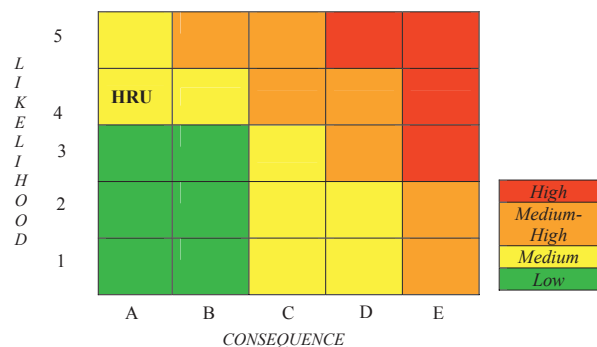
Penilaian pada kategori *health consequence* bertujuan untuk melihat potensi bahan kimia terhadap kesehatan pekerja. Hasil penilaian menunjukkan bahwa gas hidrogen tidak beracun dan tidak berbahaya bagi pekerja.

Penilaian Risiko HRU

Penilaian risiko HRU dilakukan dengan plotting hasil penjumlahan total setiap faktor yang telah ditransformasi terhadap tabel matrik risiko. Namun dalam menetapkan kategori *consequence unit* dilakukan dengan membandingkan kedua nilai *consequence* yaitu *damage consequence* dan *health consequence*, nilai *consequence* tertinggi merupakan nilai *consequence unit*. Hasil transformasi nilai total *likelihood* sesuai dengan kategori API 581 didapatkan kategori *likelihood* di tingkat 4, sedangkan *damage consequence* di kategori A. Sehingga tingkat risiko *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) adalah *medium*. Berikut ini adalah plotting setiap kategori terhadap tabel matriks risiko.

Identifikasi Risiko Kegagalan (FMEA)

Identifikasi risiko kegagalan dilakukan pada pipa gas hidrogen dengan pertimbangan bahwa pada pipa gas hidrogen belum dilakukan inspeksi secara berkala dan menunjukkan terdapat korosi pada beberapa bagian pipa. FMEA bertujuan untuk



Gambar 1. Tabel Matrik Risiko

(Sumber: *Risk-Based Inspection Base Resource Document* API 581)

mengidentifikasi potensi bahaya dan menyelidiki model kegagalan setiap komponen pipa gas.

Berdasarkan hasil identifikasi bahaya menggunakan metode FMEA dengan melakukan wawancara kepada operator unit HRU maka didapatkan 6 komponen pada pipa yang memiliki potensi bahaya, yaitu: *connection*, pipa/badan pipa, *elbow* (siku pipa), *Pressure Safety Valve* (PSV), *control valve*, dan *Relief Valve* (RV). Keenam komponen tersebut mempunyai mekanisme kegagalan yaitu *overpressure*, malfungsi, korosi pada bagian peralatan. Dalam identifikasi risiko kegagalan di atas juga dapat diketahui cara mendeteksi kegagalan dan efek yang ditimbulkan baik secara lokal, sistem, dan keseluruhan.

Tabel 3. Penilaian Kategori Health Consequence HRU

	Kategori Health Consequence	Nilai	Keterangan
Faktor Kuantitas Toksik	1. Jumlah Racun		Gas hidrogen merupakan gas tidak beracun
	2. Kategori Racun berdasarkan NFPA		Faktor toksisitas gas hidrogen menurut NFPA = 0
	Jumlah		Tidak dapat di hitung
Faktor Dispersi	Kemampuan dispersi pada <i>boiling point</i>	1	<i>Boiling point</i> hidrogen di lokasi -432,04° F
	Tb(F) Faktor Dispersi		
	< 30	1	
	30–80	0.5	
	80–140	0.3	
	140–200	0.1	
Faktor Kredit	200–300	0.05	
	> 300	0.03	
	Tidak terdapat detektor gas, masukkan	0	
	Tidak terdapat isolasi dalam faktor kesehatan	0	
Faktor Populasi	Tidak terdapat mitigasi (0).	0	
	Jumlah	0	
Jumlah Kategori Health Consequence	Jumlah orang radius 1,15 mil adalah 10–100	7	
		8	

Tabel 4. Identifikasi Risiko Kegagalan Berdasarkan Metode FMEA

Description of Unit		Description of failure			Effect of Failure		
<i>Identification</i>	<i>Function</i>	<i>Failure Mode</i>	<i>Failure Mechanism</i>	<i>Detection of Failure</i>	<i>Local</i>	<i>System</i>	<i>Plant</i>
<i>Connection</i>	Penghubung pipa dengan pipa lain.	Small leak	Korosi celah, Gasket retak/ rusak	Visual, Kebocoran gas	Celah pada <i>connection</i>	Tertutupnya blok valve	<i>Shutdown upstream pipeline</i>
Pipa	Distribusi gas	<i>Small Leak</i>	Korosi	Visual, Ketebalan, Kebocoran.	Terkikisnya pipa	Aliran gas terganggu	<i>Shutdown down-stream pipeline</i>
		<i>Medium Leak</i>	Korosi	Visual, Ketebalan, Kebocoran, <i>Pressure drop</i>	<i>Cracking</i> pada pipa	Aliran gas terganggu	<i>Shutdown down-stream pipeline</i>
		<i>Big Leak</i>	Tegangan berlebih	Visual, Ketebalan, Kebocoran, <i>Pressure drop</i>	Pecah	Aliran gas terganggu	<i>Shutdown down-stream pipeline</i>
<i>Elbow</i>	Penghubung pada beda potensial dari atas (Unit) ke pipa distribusi	Small Leak	Korosi mekanis, Overpres-sure	Visual, Ketebalan, Kebocoran gas	Terkikisnya pipa	Aliran gas terganggu	<i>Shutdown upstream pipeline</i>
<i>Pres-sure Safety Valve</i>	Alat pengaman jika terjadi <i>overpressure</i>	Mal-fungsi (gagal membuka)	klep rusak, pegas tidak terbuka, <i>overpressure</i>	Visual, tekanan meningkat secara drastis	<i>Shut-down valve</i> aktif	Aliran gas berhenti	<i>Shutdown upstream pipeline</i>
<i>Relief Valve</i>	Melepas tekanan yang berlebih	Mal-fungsi	<i>Overpressure</i>	Visual (<i>sistem interlock</i>)	<i>Flange</i> bocor	Tekanan meningkat	Kadar H ₂ pada proses meningkat

Prioritas Risiko Kegagalan Komponen Pipa Gas Hidrogen

Penentuan prioritas risiko kegagalan pada komponen pipa gas hidrogen dilakukan dengan mengalikan nilai *likelihood* dan *severity* setiap bagian pipa sehingga didapatkan nilai risiko setiap komponen pipa tersebut. Nilai *likelihood* dan *severity* setiap komponen didapatkan dari hasil diskusi peneliti bersama operator pipa gas hidrogen dengan menggunakan panduan penilaian yang dimiliki oleh PT. Petrokimia. Kemudian dilakukan pemeringkatan sesuai dengan hasil risiko setiap komponen.

Tabel 5 menjelaskan tentang cara melakukan menentukan prioritas risiko kegagalan pada komponen pipa gas hidrogen. Nilai dari *likelihood*

dan *severity* ini merupakan hasil dari wawancara dan diskusi antara peneliti dengan beberapa operator unit yang kemudian dikalikan di antara keduanya. Hasil perhitungan risiko didapatkan bahwa badan pipa/pipa gas hidrogen mempunyai angka risiko kegagalan yang paling besar dibandingkan alat lain yaitu sebesar 10 poin.

PEMBAHASAN

Analisis Pendekatan Kualitatif Risk-Based Inspection API 581

Hasil penelitian terhadap analisis *likelihood* HRU adalah pada penilaian garis besar desain alat tercermin pada faktor kondisi dan faktor desain

Tabel 5. Penentuan Prioritas Risiko Kegagalan Komponen Pipa Gas

<i>Unit</i>	<i>Failure Mode</i>	<i>Likelihood</i>	<i>Severity</i>	<i>Risk</i>
<i>Connection</i>	<i>Small Leak</i>	4	1	4
Pipa	<i>Small Leak</i>	3	1	3
	<i>Medium Leak</i>	2	2	4
	<i>Big Leak</i>	2	5	10
<i>Elbow</i>	<i>Small Leak</i>	3	1	3
PSV	Malfungsi	3	1	3
<i>Control Valve</i>	Malfungsi	3	2	6
<i>Relief Valve</i>	Malfungsi	3	1	3

mekanik yang menghasilkan kesimpulan bahwa kondisi dari HRU sangat berpotensi menyebabkan kegagalan. Hal tersebut disebabkan karena pada program pemeliharaan hanya dilakukan pengecatan (*painting*) dan tidak terdapat program *review* terhadap peralatan. Pada penilaian mekanisme penurunan material menghasilkan kesimpulan bahwa HRU berpotensi mengalami penurunan material. Penurunan material tersebut disebabkan oleh keretakan akibat korosi, korosi lokal, temperatur gas hidrogen yang tinggi, selain itu risiko kerusakan diperparah dengan tidak adanya evaluasi mengenai mekanisme kegagalan pada alat secara periodik. Pada penilaian kondisi operasi ditunjukkan pada faktor proses yang menghasilkan kesimpulan bahwa terjadi proses operasi yang tidak normal. Hal tersebut dibuktikan dengan tingginya hambatan proses (*shutdown*) dalam setahun sehingga dapat meningkatkan potensi kegagalan dan kerugian materi. Pada penilaian kemungkinan terjadinya kebocoran ditunjukkan pada faktor inspeksi yaitu terdapat perbedaan pada jalur pipa tidak diinspeksi secara keseluruhan dan periodik. Selain itu program inspeksi yang dilakukan juga sangat minimal sehingga dapat disimpulkan bahwa program inspeksi yang telah dijalankan kurang efektif dalam mencegah kebocoran.

Berdasarkan hasil penelitian pada analisis risiko kebakaran yang tercermin pada kategori *damage consequence* menghasilkan kesimpulan bahwa penanggulangan risiko kebakaran yang terdapat pada HRU sangat minim hal tersebut ditunjukkan dengan tidak adanya beberapa hal yang penting yaitu tidak adanya sistem *fixed foam*, tembok pelindung, *fire proofing* dan gas detektor. Dengan tidak adanya beberapa alat tersebut maka memiliki potensi risiko yang tinggi terjadi jika terjadi kebakaran karena karakteristik dari gas hidrogen sendiri merupakan gas yang sangat mudah menyala dengan level *flammability* menurut *Hazard Rating System*

NPFA berada pada kategori berbahaya. Selain itu menurut MSDS gas hidrogen yang dimiliki oleh PT Petrokimia tingkat *autoignition* gas hidrogen mencapai nilai 752° F. Hal tersebut mengisyaratkan bahwa gas hidrogen adalah gas yang sangat mudah sekali menyala pada suhu 752° F.

Analisis risiko toksisitas pada HRU ditunjukkan pada kategori *health consequence*. Pada kategori ini didapatkan kesimpulan bahwa gas hidrogen tidak beracun dan tidak membahayakan pekerja/manusia. MSDS gas hidrogen menyebutkan bahwa menurut *Hazard Rating System* NFPA level kesehatan pada gas hidrogen menunjukkan level 0. Namun gas hidrogen dapat menyebabkan sesak nafas (*asphyxia*) pada konsentrasi tinggi. Hal tersebut dikarenakan gas hidrogen dapat melakukan *displacing* terhadap oksigen sehingga kadar oksigen dalam lingkungan menurun. Apabila penurunan kadar oksigen tersebut menurun hingga di bawah 12% maka dapat menurunkan tingkat kesadaran pekerja. Sedangkan pada area terbatas (*confined space*) kebocoran kecil saja pada gas hidrogen dapat menjadi masalah yang sangat serius karena daya apung dan difusi gas hidrogen yang tinggi.

Penilaian Risiko Unit

Tingkat risiko dari *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) berada pada tingkat *medium* dengan kategori *likelihood unit* berada di tingkat 4 (*probable*) yang berarti bahwa program inspeksi yang dilakukan sebelumnya tidak lengkap dan kurang efektif, selain itu rasio degradasi dari peralatan tidak diketahui dan kategori *consequence unit* pada kategori A yang berarti bahwa dampak keselamatan pada unit yang diteliti hanya menimbulkan luka ringan, hal tersebut dapat terjadi karena pengoperasian pada unit dilakukan menggunakan *interlock system* sehingga pekerja tidak perlu terlalu sering berada pada lokasi. Efek kesehatan pada kategori yang ditimbulkan pada kategori ini adalah efek kesehatan yang minim dan

tidak menyebabkan kehilangan waktu kerja (tidak perlu perawatan khusus).

Identifikasi Risiko Kegagalan Komponen Pipa Gas Hidrogen

Identifikasi Model Kegagalan pada Komponen Pipa Gas HRU

Model kegagalan komponen berupa *small leak*, *medium leak*, *big leak*, dan malfungsi. Hal tersebut sesuai dengan klasifikasi ukuran lubang kebocoran pipa menurut API 581 yang membagi ukuran kebocoran menjadi 4 yaitu: *small*, *medium*, *large/big*, dan *rupture*.

Sedangkan risiko kegagalan pada komponen pipa gas HRU berupa malfungsi sesuai dengan teori model kegagalan komponen yang terjadi pada *Pressure Relief Device* (PRD) yang membagi model kegagalan komponen menjadi dua yaitu gagal membuka atau menutup (malfungsi) dan kegagalan komponen karena kebocoran (API 581, 2000).

Identifikasi Mekanisme Kegagalan Pada Komponen Pipa Gas HRU

Hasil identifikasi risiko kegagalan menurut mekanisme kegagalan pada komponen pipa gas HRU dapat berupa korosi, korosi mekanis, kerusakan pada komponen alat seperti kerusakan *gasket*, kerusakan klep, pegas yang tidak terbuka, dan tekanan yang berlebihan pada alat (*overpressure*). Kerusakan pipa akibat korosi, korosi mekanis dapat menyebabkan penipisan pada pipa sehingga apabila mendapat tekanan berlebih maka akan terjadi keretakan pada pipa. Sedangkan dampak kerusakan pada *gasket* dapat menyebabkan rembesan material isi pipa sehingga apabila terjadi pada pipa gas hidrogen maka akan terjadi kebocoran karena *gasket* berfungsi sebagai segel untuk mencegah kebocoran material. Pada kasus kerusakan klep atau pegas yang tidak terbuka maka akan mengakibatkan kenaikan tekanan pada pipa selain itu kegagalan pegas juga dapat menyebabkan aliran material isi pipa terhambat. Hasil tersebut sesuai dengan penelitian sebelumnya yang dilakukan pada pipa penyalur minyak mentah bahwa mekanisme kegagalan pada pipa terjadi karena korosi, tekanan berlebihan, korosi celah getaran, korosi mekanis, dan masa pakai komponen (Wulansari, 2008).

Identifikasi Cara Mendeteksi Kegagalan Pada Komponen Pipa Gas HRU

Berdasarkan hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa deteksi kegagalan pada komponen pipa gas

hidrogen terdiri dari deteksi secara visual, kebocoran, secara instrumentasi (*pressure drop*, *interlock system*), dan ketebalan pipa. Hasil penelitian tersebut sesuai dengan teori mengenai sistem deteksi menurut API 581 (2000) yang menyebutkan bahwa sistem deteksi terbagi menjadi 3 yaitu sistem deteksi secara instrumentasi, deteksi fisik yang ditempatkan di lokasi, dan visual detektor.

Identifikasi Efek Kegagalan Pada Komponen Pipa Gas HRU

Efek lokal yang ditimbulkan dari masing-masing alat adalah celah pada *connection*, terkikisnya pipa, *cracking* (keretakan) pipa, kebocoran *flange*, aktifnya *shutdown valve*, terhambatnya aliran gas hingga pecahnya badan pipa.

Efek kegagalan pada sistem meliputi tertutupnya blok *valve*, terganggunya aliran gas, peningkatan tekanan hingga terhentinya aliran gas.

Efek kegagalan yang ditimbulkan pada pabrik meliputi *shutdown* pada *upstream* dan *downstream pipeline* serta meningkatnya kadar H_2 pada proses yang dapat menyebabkan tidak maksimalnya hasil produksi.

Hasil penelitian di atas sedikit berbeda dengan hasil penelitian yang dilakukan oleh Wulansari (2008) pada pipa *crude oil* yang menyebutkan hanya terdapat dua efek kegagalan saja, yaitu pada lokal dan sistem dan tidak ditemukan efek kegagalan pada pabrik/*plant*. Perbedaan ini dapat disebabkan karena terdapat perbedaan antara karakteristik isi dari pipa yang diteliti yaitu berupa *crude oil* dengan tekanan dan suhu yang berbeda serta perbedaan cara mengidentifikasi efek kegagalan yang terjadi.

Penentuan Prioritas Risiko Kegagalan Komponen Pipa Gas Hidrogen

Penilaian risiko didapatkan dari perkalian antara *likelihood* dan *severity* setiap komponen pipa. Hasil dari perkalian tersebut diranking untuk menentukan prioritas risiko.

Berdasarkan Tabel 5 dapat dilihat bahwa terdapat 2 komponen pipa yang memiliki nilai risiko tinggi yaitu control valve dan badan pipa.

Control Valve memiliki total poin sebesar 6 dengan nilai *likelihood* sebesar 3 dengan asumsi bahwa kemungkinan terjadi kegagalan pada *control valve* memiliki peluang sebesar 4–5 kali dalam setahun. Hal ini dapat dikarenakan adanya korosi pada *control valve* sehingga menyebabkan malfungsi pada saat digunakan. Dengan dampak atau *severity* sebesar 2 dengan asumsi apabila terjadi kegagalan

saat dioperasikan secara manual dapat melukai tangan pekerja.

Berdasarkan penelitian terdahulu mengenai pipa bertekanan menyebutkan bahwa pipa dengan asumsi terjadi *big leak* memiliki kategori *remote* pada *likelihood* yaitu kasus kegagalan dapat terjadi sepanjang pengoperasian pabrik dan memiliki kategori *catastrophic* pada *severity* yaitu dampak dari kegagalan dapat berakibat ke lingkungan pabrik maupun lingkungan di luar instalasi dan dapat mengakibatkan kematian atau kerugian yang serius pada masyarakat dalam waktu yang lama (Wulansari, 2008).

KESIMPULAN

Penilaian Risiko pada *Hydrogen Recovery Unit* (HRU) di area pabrik amoniak menghasilkan tingkat risiko unit *medium*. Identifikasi kegagalan komponen pipa gas hidrogen menghasilkan model kegagalan berupa *big leak* sebagai konsekuensi atau risiko terparah dengan mekanisme kegagalan berupa korosi dan tekanan berlebih. Penentuan prioritas risiko kegagalan menghasilkan badan pipa sebagai

prioritas utama komponen pipa gas hidrogen yang berpotensi mengalami risiko kegagalan lebih besar daripada kelima komponen lain.

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. 2000. *Risk-Based Inspection Base Resource Document*. Washington DC: API Publication.
- Jamsostek, 2010. *Tingkat Kecelakaan Kerja Masih Tinggi*. <http://www.jamsostek.co.id/content/news.php?id=1031> (Sitasi 6 Oktober 2012).
- College of the Desert, 2001. *Module I Hydrogen Properties*. http://www.ehs.cor-nell.edu/file/DSR/Hydrogen_Gas_Explosion_U_of_Missouri.pdf (Sitasi Desember 2001).
- Nazir, M. 2005, *Metode Penelitian*. Bogor: Ghalia Indonesia.
- Wulansari, L.S. 2008. Perencanaan Jadwal Inspeksi Dengan Metode Risk Based Inspection (RBI) Pada Onshore Pipeline di JOB Pertamina Petrochina East Java-Tuban. *Skripsi*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November Surabaya.