

TESIS

PENILAIAN RISIKO (*RISK ASSESSMENT*) DI LAPINDO BRANTAS INC.

(Studi Kasus pada Sistem Perpipaan Utama Pengolahan Gas Alam Wunut)



Nama:
BAMBANG HANDOKO SUSILO
NIM: 090210443L

**PROGRAM PASCA SARJANA
UNIVERSITAS AIRLANGGA SURABAYA**

2005

LEMBAR PRASYARAT GELAR MAGISTER

PENILAIAN RISIKO (*RISK ASSESSMENT*) DI LAPINDO BRANTAS INC.

(Studi Kasus pada Sistem Perpipaan Utama Pengolahan Gas Alam Wunut)

TESIS

Untuk memperoleh Gelar Magister
Dalam Program Studi Administrasi Kebijakan Kesehatan
Pada Program Pasca Sarjana Universitas Airlangga

Oleh:

BAMBANG HANDOKO SUSILO

NIM: 090210443L

**PROGRAM PASCA SARJANA
UNIVERSITAS AIRLANGGA
SURABAYA**

2005

LEMBAR PENGESAHAN

**Tesis Yang Telah Disetujui
Pada Tanggal 26 Agustus 2005**

Oleh

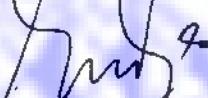
Pembimbing Ketua



H. M. Soekmono, dr.,M.S.,M.PH.,Sp.OK

NIP. 130531785

Pembimbing



Dra. Endang Dwiyanti, M.Kes

NIP. 132061806

LEMBAR PENETAPAN PANITIA PENGUJI

Tesis ini telah disetujui oleh panitia penguji
Program Pasca Sarjana Universitas Airlangga
Pada tanggal 26 Agustus 2005

PANITIA PENGUJI:

Ketua : Dr. Hj. Tri Martiana, dr.,MS

Anggota :

1. H. M. Soelaksmono, dr.,MPH.,Sp.OK
2. Endang Dwiyanti, Dra.,M.Kes
3. Sho'im Hidayat, dr.,MS
4. H. Mulyono, S.KM., M.Kes
5. Dwi Priyanta, Ir.M.SE

UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur kehadirat Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tesis ini.

Rasa terima kasih yang tak terhingga kepada Bapak H.M.Sulaksmono, dr., MS., MPH selaku pembimbing utama dan Ibu Dra. Endang Dwiyanti, M.Kes yang telah dengan rela meluangkan waktu untuk memberikan bimbingan, dorongan, dan saran selama penulisan tesis ini.

Pada kesempatan ini pula saya ingin menyampaikan atau mengungkapkan rasa terima kasih kepada:

1. Prof.Dr.Med. Puruhito, dr., selaku Rektor Universitas Airlangga Surabaya.
2. Prof.Dr. Mohammad Amin, dr., selaku Direktur Program Pascasarjan Universitas Airlangga Surabaya.
3. Dr.Widodo J. Pudjirahardjo, dr.,MS.,MPH., selaku ketua Program Studi Administrasi dan Kebijakan Kesehatan pada Program Pascasarjana Universitas Airlangga Surabaya.
4. Prof. Dr. Tjipto Suwandi, dr.,MOH., selaku Ketua Minat Studi Manajemen dan Keselamatan Kerja.

5. Seluruh Bapak-bapak dan Ibu-Ibu dosen Minat Studi Keselamatan dan Kesehatan Kerja yang telah membimbing selama saya menjalani pendidikan pada program tersebut.
6. Bapak. Ir. Rawindra, selaku Sr. Manager Operasi Lapindo Brantas Inc di Jawa Timur yang telah memberikan izin penelitian.
7. Istriku tercinta, Dewi Peny Herdianawati yang telah dengan rela meluangkan waktu dan tenaganya membantu aku dalam menyelesaikan pendidikan ini.
8. Ananda Hilmi dan Vira yang selalu dapat membangkitkan inspirasi dan semangatku untuk menyelesaikan tugas ini.
9. Ibu Tatik Maryati, Bapak Supadi, Ibu Suwarti dan Bapak M. Soleh, sebagai orang tua kami yang senantiasa mendoakan dan memberi dukungan moral selama menempuh pendidikan ini.
10. Seluruh pihak yang telah membantu kelancaran penulisan tesis ini.

Semoga tesis ini bermanfaat bagi pihak-pihak yang membutuhkan.

Surabaya, 26 Agustus 2005

Penulis,

Bambang Handoko S

RINGKASAN

PENILAIAN RISIKO (RISK ASSESSMENT) DI LAPINDO BRANTAS INC. (Studi Kasus pada Sistem Perpipaan Utama Pengolahan Gas Alam Wunut)

Industri eksplorasi dan eksplorasi minyak dan gas bumi merupakan salah satu industri dengan tingkat risiko yang relatif tinggi. Jika terjadi kegagalan atau kerusakan peralatan akan menimbulkan implikasi yang sangat serius. Kegagalan operational peralatan yang mengakibatkan fasilitas produksi tidak dapat berfungsi atau terjadi penurunan kapasitas sudah memberikan kerugian yang nyata bagi perusahaan. Apalagi jika kegagalan tersebut berupa kebocoran peralatan bertekanan tinggi dan diikuti terlepasnya material berbahaya ke lingkungan yang berpotensi menimbulkan ledakan, kebakaran atau keracunan. Kejadian tersebut akan memperbesar kerugian yang diderita baik oleh perusahaan ataupun lingkungan dimana perusahaan itu berada.

Lapindo Brantas Inc. merupakan salah satu perusahaan sektor migas yang bergerak dalam bidang eksplorasi dan eksplorasi gas alam. Dalam operasional produksinya, Lapindo Brantas Inc. memproduksi gas alam mulai dari sumur-sumur produksi, mengalir menuju pusat pengolahan (*gas plant*) melalui sistem pipa penyaluran, hingga akhirnya gas alam tersebut siap dijual. Sesuai dengan karakteristik dan sifat komoditi yang diolah yaitu gas, maka dapat dipahami bahwa fasilitas produksi yang dikelola oleh perusahaan ini memiliki potensi yang relatif besar terhadap timbulnya bahaya kebakaran dan peledakan.

Penelitian ini bertujuan untuk mempelajari kebijakan manajemen Lapindo Brantas Inc, dan pelaksanaan program pengendalian risiko sebagai bagian dari pelaksanaan sistem manajemen keselamatan dan keshatan kerja. Selain itu penelitian ini pun mencoba untuk memetakan tingkat risiko pada fasilitas pengolahan gas alam Wunut dengan metoda *RBI*.

Berdasarkan pada tempatnya, penelitian ini dikategorikan sebagai observasional lapangan dengan pendekatan semi-quantitatif. Hasil dari penelitian ini diharapkan akan memberikan penjelasan (*deskripsi*) mengenai tingkat risiko pada sistem perpipaan fasilitas pengolahan gas (*gas plant*) Wunut. Tidak ada perlakuan objek pada penelitian ini (*ex post facto*), pengumpulan data dilakukan secara cross-sectional. Objek penelitian adalah sistem perpipaan pada fasilitas pengolahan gas ('*Gas dehydration Plant*') di lapangan Wunut. Sistem tersebut meliputi unit pemisahan gas (*separator*), unit kolom kontak (*contactor unit*), unit metering (*metering unit*), dan sistem perpipaan utama yang menghubungkan masing-masing peralatan tersebut. Data teknis

yang digunakan pada penelitian ini mengacu pada dokumen engincering yang tersedia. Data operasi diambil dari pemantauan atau pembacaan peralatan instrumentasi di lapangan. Penilaian risiko mengacu pada petunjuk API RP-581 dengan menggunakan analisis semi-kuantitatif.

Hasil analisis RBI pada fasilitas utama pengolahan gas alam Wunut (*Wunut Gas Plant*) dengan metode analisis semikuantitatif dan menggunakan alat bantu komputer untuk melakukan perhitungan menunjukkan bahwa 7 item peralatan memiliki risiko tinggi dan 14 item peralatan memiliki risiko menengah-tinggi. Ketujuh item peralatan yang termasuk kategori tinggi semuanya terletak pada bagian awal pengolahan gas yaitu saluran header sampai masuk ke ‘*separator*’. Penyebab utama yang mempengaruhinya adalah adanya mekanisme penipisan pipa yang lebih besar dibandingkan dengan peralatan lain. Penipisan terjadi akibat dari proses korosi. Kecepatan korosi sangat tergantung kepada jumlah air yang terdapat di dalam aliran gas. Pada bagian ini kandungan air berada pada jumlah yang paling besar, dikarenakan belum terjadi pemisahan antara air dan gas.

Hasil penilaian terhadap sistem manajemen di lapangan adalah 66.3%. Dengan hasil penilaian tersebut terdapat peluang yang cukup lebar untuk melakukan perbaikan. Terdapat beberapa elemen yang memiliki nilai dibawah 60% antara lain; *mechanical integrity* (51.67%), *operating procedure* (55%) dan *management of change* (52.5%). Skor yang rendah lebih banyak diakibatkan oleh sistem dokumentasi yang kurang baik. Untuk itu disarankan melakukan perbaikan pada sistem pengelolaan dokumen.

Mengacu pada hasil penilaian risiko maka disarankan kepada pengelola fasilitas pengolahan gas alam Wunut untuk menyusun program inspeksi dengan memberikan prioritas pada peralatan dengan tingkat risiko yang lebih tinggi.

SUMMARY

**Risk Assessment at Lapindo Brantas Inc,
 Case Study on Main Piping System of Wunut Gas Plant
 By using Risk Based Inspection Method**

Oil and Gas Industry is such an industry which facing with relatively high risk on day to day operation. Operation fail or equipment damage will imply a serious problem. Operation or equipment failure and reduced capacity mean real losses for the company. Moreover if the failure is a kind of leak on high pressurized equipment which is followed by release of dangerous material that may creating explosion, fire, or pollution.

Lapindo Brantas Inc is one of Oil and Gas Company which processes natural gas from production wells, transports the gas to Gas Processing Plant, processes the gas, and then sends the gas to customers. Considering the characteristic and behavior of the commodity i.e. natural gas, it is acceptable that production facilities handled by this company have a relatively high risk for fire and explosion.

This research was intended to review the policy of Lapindo Brantas's Management and implementation of Risk Management Program as a part of Safety and Health management System. This research is also trying to make a map of risk level on Wunut Gas Plant by using Risk Based Investigation (RBI) method.

Based on location, this research was categorized as field observation with semi-quantitative approach. The result is expected to give a description of risk level on the piping system of the Wunut gas plant. There won't be any research object handling (ex post facto), and data gathering will be done by cross sectional. Research object is Piping System on the Gas Dehydration Plant of Wunut Gas Plant. The system includes gas separators, contactor column unit, metering unit, and main piping system that connect those equipments.

RBI analysis result on natural gas processing facilities (Wunut Gas Plant) with semi-quantitative method indicates that 7 equipments are high risk and 14 equipments are medium-high risk. Seven items which high risk category all laying in part of beginning gas processing facility from header to production separators. Water content on the section is higher than others section due to no liquid separation yet. High water content directly effect to corrosion rate increasing.

Assessment result of management systems evaluation was 66.3%. Regarding to the score there are high opportunity in making improvement. There are some elements with score below 60% for example; mechanical integrity (51.67%),

operating procedure (55%) and management of change (52.5%). Low score is influenced by un-proper documentation system. It is highly recommended to develop proper documentation systems by absorbing the established documentation management system.

Related to RBI analysis result hence suggested to Field LBI management to improve or adjust the inspection program by prioritizes equipment with higher risk. There are some elements

ABSTRACT

The problems faced in the operation of a gas plant are the risks of having leakage of pipelines and pressure vessels. The risks might be high, medium or low. They depend on how likely the pipelines or pressure vessels are being leaked and how severe is the consequences of them.

Lapindo Brantas Inc is one of Oil and Gas Company which processes natural gas from production wells, transports the gas to Gas Processing Plant, processes the gas, and then sends the gas to customers. Considering the characteristic and behavior of the commodity i.e. natural gas, it is acceptable that production facilities handled by this company have a relatively high risk for fire and explosion.

Risk is defined as the product of two separate terms – the *likelihood* that a failure will occur and the *consequence* of a failure. This thesis discusses the process of identifying risks of pipelines and pressure vessels operated by Lapindo Brantas, Inc. The methodology outlined in API 581 is adopted in determining risks of current operational practice of Lapindo Brantas, Inc. The risk analysis discusses in this thesis is comprised of five steps; system definition, hazard identification, likelihood assessment, consequence assessment, and risk result.

The results of this thesis is the risk mapping of equipment items currently operated in Lapindo Brantas, Inc. Having these risks mapped, the inspection program of the equipment items can be prioritized.

Key words : Risk assessment, gas processing.

DAFTAR ISI

	Halaman
Sampul Depan	i
Sampul Dalam	ii
Prasyarat Gelar	iii
Lembar Pengesahan	iv
Penetapan Panitia Penguji	v
Ucapan Terimakasih	vi
Ringkasan	viii
Summary	x
Abstract	xii
Daftar Isi	xiii
Daftar Gambar	xvii
Daftar Tabel	xviii
Daftar Lampiran	xix
Istilah dan Singkatan	xx
 BAB 1. PENDAHULUAN	 1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Identifikasi Masalah	6
1.3. Rumusan Masalah	8
1.4. Tujuan Penelitian	8
1.5. Manfaat Penelitian	9
 BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	 10
2.1. Gas Alam	10
2.1.1. Komposisi Gas Alam	11

2.7.4. Perhitungan Laju Alir Kebocoran	50
2.7.5. Menentukan Jenis Kebocoran	51
2.7.6. Menentukan Wujud Akhir Fluida	51
2.7.7. Evaluasi Akibat yang Timbul bila Terjadi Kebocoran	52
2.7.8. Menentukan Konsekuensi Akibat Kebocoran	53
BAB 3. KERANGKA KONSEPTUAL DAN HIPOTESIS PENELITIAN	55
BAB 4. METODE PENELITIAN	57
4.1. Rancang Bangun Penelitian	57
4.2. Objek Penelitian	57
4.3. Lokasi dan Waktu Penelitian	57
4.4. Variabel Penelitian	57
4.5. Definisi Operasional Variabel Penelitian	58
4.6. Teknik Pengumpulan Data	61
4.7. Instrumen Pengumpulan Data	61
4.8. Analisis Data	63
BAB 5. ANALISA HASIL PENELITIAN	64
5.1. Gambaran Umum Perusahaan	64
5.1.1. Uraian Kerja Pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut	66
5.1.2. Proses Pengolahan Gas	68
5.1.3. Lingkungan Kerja	79
5.2. Pelaksanaan Manajemen K3	81

5.2.1. Organisasi dan Administrasi	81
5.2.2. Proses Informasi Keselamatan	84
5.2.3. Proses Analisis Bahaya	86
5.2.4. Manajemen Perubahan	87
5.2.5. Prosedur Pengoperasian	88
5.2.6. Praktek Kerja Aman	89
5.2.7. Pelatihan	92
5.2.8. Integrasi Mekanik	92
5.2.9. Pengecekan Sistem Keselamatan Sebelum Pengoperasian	93
5.2.10. Tanggapan Terhadap Kondisi Darurat	94
5.2.11. Penyidikan Kecelakaan Kerja	94
5.2.12. Pengelolaan K3 bagi Kontraktor	95
5.2.13. Sistem Penilaian Manajemen	96
5.2.14. Hasil Evaluasi Sistem Manajemen di Lapangan Wunut	97
5.3. Analisis RBI Pada Fasilitas dan Sistem Perpipaan Utama Pengolahan Gas Wunut	100
5.3.1. Data Teknis	102
5.3.2. Pemodelan Mekanisme Kerusakan	105
5.3.3. Perhitungan Peluang ‘ <i>Likelihood</i> ’ Kegagalan	107
5.3.4. Perhitungan Konsekuensi ‘ <i>Consequences</i> ’ Kegagalan	110
5.3.5. Penentuan Tingkat Risiko	111
BAB 6 PEMBAHASAN	114
6.1 Manajemen Risiko dan Inspeksi	114
6.2. Penerapan Manajemen Inspeksi Berbasis Risiko	117
6.3. Analisis RBI pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut	119
6.4. Hasil Analisis Semikuantitatif	121

BAB 7 PENUTUP	123
7.1. Kesimpulan	123
7.2. Saran	124
Daftar Pustaka	125
Lampiran	127

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Rangkaian Teknik Pendekatan RBI	38
Gambar 3.1 Kerangka Konsep penelitian	56
Gambar 4.1 Matrix Risiko Semi-Kuantitatif	63
Gambar 5.1 Diagram Permohonan Izin Melakukan Pekerjaan	91
Gambar 5.2 Diagram Jaring Laba-laba sebagai Representasi nilai Evaluasi Sistem Manajemen	98
Gambar 5.3 Nilai Konversi Sistem Evaluasi Manajemen versus Nilai Koreksi Faktor Modifikasi	100
Gambar 5.4 Formulasi Perhitungan “ <i>Likelihood</i> ”	107
Gambar 5.5 Matrik Tingkat Risiko	112
Gambar 5.6 Mapping Risiko Pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut	113
Gambar 6.1 Relasi antara Risk Analysis, Risk Assessment, dan Risk Management	115

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Komposisi Gas Alam di Indonesia	13
Tabel 2.2 Frekuensi Kegagalan Generik yang disarankan	43
Tabel 2.3 Kategori Sistem Evaluasi Manajemen	45
Tabel 2.4 Properti Fluida	47
Tabel 2.5 Ukuran Lubang Kebocoran yang Digunakan pada Analisis Kuantitatif RBI	48
Tabel 2.6 Petunjuk untuk Menentukan Wujud Akhir Fluida Kebocoran	52
Tabel 4.1 Kategori ‘ <i>Likelihood</i> ’	59
Tabel 4.2 Kategori ‘ <i>Consequence</i> ’	60
Tabel 5.1 Hasil Penilaian Sistem Manajemen Keselamatan(‘ <i>Process Safety Management</i> ’) pada Fasilitas Pengolahan Gas Alam Wunut	97
Tabel 5.2 Konversi Nilai Evaluasi Sistem Manajemen Keselamatan terhadap Faktor Koreksi Untuk menentukan nilai peluang terjadinya Kegagalan	99
Tabel 5.3 Daftar Pipa Penyalur dan Peralatan yang di Analisis Menggunakan Metode RBI	102
Tabel 5.4 Data-data Teknis Pipa Penyalur dan Peralatan yang di Analisis Menggunakan metode RBI	104
Tabel 5.5 Pertanyaan Skrining untuk Modul Teknik HTHA	105
Tabel 5.6 Daftar Bahan Material Pembuat Pipa	106
Tabel 5.7 Nilai Kategori ‘ <i>Likelihood</i> ’ Masing-masing Peralatan	109
Tabel 5.8 Konsekuensi Luas Area Cakupan bila terjadi Kebocoran Pada Sistem perpipaan	111
Tabel 5.9 Kategori Risiko Pada masing-masing Peralatan	112
Tabel 6.1 Komparasi AS/NZS 4360 dengan API Publication 581	118

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1: Rumus-rumus Perhitungan dan Tabel yang Bersumber dari API RP-581

Lampiran 2: Lembar Sistem Evaluasi Manajemen

Lampiran 3: Formulir Hasil Penilaian Risiko

Lampiran 4: Lain-lain

DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN

AMDAL	:	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan
AFA	:	Authorization for Alteration
API	:	American Petroleum Institute
BDV	:	Blow Down Valve
BP Migas	:	Badan Pelaksana Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
FCP	:	Flow Control Valve
GDU	:	Gas Dehydration Unit
HAZID	:	Hazard Identification
HAZOP	:	Hazard and Operability
HC	:	Hydrocarbon
HP	:	High Pressure (<i>tekanan tinggi</i>)
HSE	:	Health Safety Environment
HTHA	:	High Temperature Hydrogen Attack
LP	:	Low Pressure (<i>tekanan rendah</i>)
MIC	:	Gas Methyl Isocyanate
MMSCF	:	Million Standard Cubic Feet (<i>satuan volume gas</i>)
MMSCFD	:	Million Standard Cubic Feet per Day (<i>satuan laju alir gas</i>)
NDE	:	Non Destructive Examination
PCV	:	Pressure Control Valve

PGN	:	Perusahaan Gas Negara
PHA	:	Process Hazard Analysis
P&ID	:	Process & Instrumentation Diagram
PSIG	:	Pound per Square Inch Gauge (<i>satuan tekanan British standard</i>)
P2K3	:	Panitia Pembina Keselamatan dan Kesehatan Kerja
RBI	:	Risk Based Inspection
RES	:	Request for Engineering Service
SDV	:	Shut Down Valve
Separator	:	Bejana tekan yang digunakan untuk proses pemisahan gas, cairan hidrokarbon dan air
SMK3	:	Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja
SCC	:	Stress Corrosion Cracking
SOP	:	Standard Operating Procedure
UCIL	:	Union Carbide India Limited
TEG	:	Triethylene Glycol (<i>absorbent</i>)

BAB I
PENDAHULUAN



1.1. Latar Belakang

Pembangunan saat ini telah memasuki era industrialisasi dimana terdapat permasalahan industri yang semakin kompleks, semakin maju teknologi maka masalah keselamatan dan kesehatan kerja perlu mendapat perhatian dan penanganan yang serius. Seperti yang tercantum dalam Undang-Undang No. 1 Tahun 1970 tentang Keselamatan Kerja, bahwa setiap tenaga kerja mempunyai jaminan terhadap kesehatan dan keselamatannya.

Ada beberapa peristiwa yang akan mengingatkan betapa pentingnya Keselamatan dan Kesehatan Kerja dalam dunia industri. Kasus kebocoran *Gas Methyl Isocyanate (MIC)* milik Union Carbide yang menyebabkan kematian pada 2000 orang penduduk kota Bhopal dan sekitar 200.000 orang cedera. Peristiwa tersebut terjadi karena kelebihan tekanan di dalam tangki penyimpanan Metyl Isocynate sehingga gas beracun tersebut dilepaskan ke udara dan mematikan 2000 orang serta 200.000 cedera. Selain itu terjadi juga berbagai malapetaka industri, antara lain: meledaknya tangki elpiji di Mexico City, peledakan gas alam di Siberia dan kebakaran di sebuah pabrik kimia di Basle Swiss yang berakibat rusaknya habitat sungai Rhin. Masih banyak peristiwa lain yang dapat melengkapi agenda malapetaka yang terjadi di sektor industri, seperti yang terjadi di Jawa Timur akhir-akhir ini

yaitu meledaknya tangki perusahaan kimia PT. Petrowidada dan perusahaan baja PT. Ispat Indo.

Kecelakaan kerja betapapun kecilnya dan penyakit akibat kerja akan selalu membawa kerugian bagi berbagai pihak dan harus ditanggung oleh perusahaan. Dengan adanya perkembangan industri yang semakin pesat ini diharapkan dapat membuat sebuah sistem keselamatan di tempat kerja dengan sebaik-baiknya agar tidak menurunkan tingkat kesehatan tenaga kerjanya. Berbagai upaya untuk menciptakan tempat kerja yang aman, sehat bagi pekerja telah banyak dilakukan akan tetapi jumlah kasus kecelakaan kerja termasuk terjadinya penyakit akibat kerja yang menyebabkan kerugian, kerusakan, cedera, cacat serta kematian sering terjadi. Kecelakaan dan penyakit akibat kerja tidak terjadi secara kebetulan melainkan ada sebabnya oleh karena itu pencegahan perlu ditujukan pada lingkungan kerja, alat kerja dan manusianya.

Tujuan penerapan Sistem Manajemen K3 adalah untuk mengeliminasi, menghindari dan mengurangi risiko yang dapat terjadi di lingkungan kerja, maka setiap perusahaan harus memahami pentingnya penerapan manajemen pengendalian risiko pada perusahaannya masing-masing. Risiko memiliki berbagai macam definisi, namun secara sederhana risiko dapat diartikan sebagai sesuatu yang berhubungan dengan kemungkinan akan terjadinya akibat buruk atau akibat yang merugikan, seperti timbulnya kebakaran, terjadinya peledakan dan keracunan (Darmawi II., 2002 dalam Mulyanti, 2004).

Untuk mencapai seluruh hal di atas, maka diperlukan adanya keseimbangan terhadap pemenuhan sumber daya manusia yang berkualitas dan memiliki mutu yang baik

sehingga proses globalisasi pembangunan di bidang perkembangan industri menjadi optimal. Mengingat sumber daya manusia merupakan sumber daya terbaharu dan teregenerasi serta merupakan nilai budaya dan aset nasional, maka diperlukan pula pengalokasian sumber daya manusia yang tepat berdasarkan disiplin ilmu yang sesuai sehingga proses produksi dapat berjalan efektif dan efisien yang pada akhirnya mengantarkan kepada suatu produktivitas yang tinggi.

Kecelakaan kerja dapat terjadi karena dipengaruhi oleh beberapa sebab antara lain bahan-bahan produksi yang mudah terbakar dan meledak, kesalahan prosedural kerja, potensi bahaya yang ada di perusahaan terkait untuk terjadinya kecelakaan dan lain sebagainya.

Lapindo Brantas, Inc merupakan salah satu perusahaan migas yang bergerak dalam bidang eksploitasi gas alam. Dalam operasional produksinya, Lapindo Brantas, Inc tersebut selalu berhubungan dengan gas alam yang merupakan komoditi yang dihasilkan mulai dari proses pengeboran, proses produksi gas dari alam dan sistem penyaluran dari sumur-sumur menuju ke pusat pengolahan.

Dari beberapa penjelasan singkat proses produksi di Lapindo Brantas, Inc di atas, maka dapat dipahami perusahaan ini memiliki beberapa potensi besar untuk terjadi suatu bahaya peledakan maupun kebakaran, didukung pula dengan suatu komoditi migas yang dapat menunjang terciptanya risiko peledakan atau kebakaran. Mengingat begitu besarnya faktor bahaya yang ada maka untuk mengatasi dan mereduksi potensi bahaya yang ada

Lapindo Brantas, Inc melaksanakan Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja (SMK3).

Sebagai bagian yang tidak terpisahkan dari pelaksanaan sistem manajemen K3 adalah program pengendalian risiko (*Risk Management*). Manajemen risiko meliputi kegiatan-kegiatan yang berkaitan dengan: identifikasi, analisis, evaluasi, penanganan dan pengendalian risiko. Dengan melaksanakan manajemen risiko maka perusahaan dapat menilai tingkat risiko, melakukan kegiatan atau program penurunan tingkat risiko (jika diperlukan), dan mengembangkan suatu perencanaan strategis untuk mempertahankan risiko pada tingkat yang masih bisa diterima. Lebih jauh lagi, dengan menjalankan manajemen risiko beberapa risiko tertentu dapat diidentifikasi sebagai suatu risiko yang masih bisa diterima, sehingga tidak diperlukan lagi tindakan untuk menurunkan tingkat/level risiko.

Penerapan manajemen risiko dalam suatu perusahaan dapat membantu mencegah kerugian baik materi maupun jiwa, akibat timbulnya kecelakaan. Pada kasus kecelakaan kerja yang pernah terjadi di Jawa Timur seperti peledakan dan kebakaran di PT.Petrowidada yang terjadi pada bulan Januari tahun 2004, telah banyak menimbulkan kerugian perusahaan yang berupa kerusakan properti, menimbulkan korban jiwa, serta yang lebih jauh lagi telah menimbulkan kerusakan lingkungan. Pelaksanaan manajemen risiko yang seharusnya dilakukan oleh perusahaan yang memiliki potensi bahaya yang tinggi bertujuan memperkecil peluang kejadian dan menurunkan konsekuensi kerugian atau kerusakan sampai pada tingkat yang dapat diterima.

Berdasarkan survey pendahuluan yang dilakukan pada fasilitas pengolahan gas (*Gas Plant*) Wunut milik Lapindo Brantas Inc., yang merupakan salah satu kontraktor bagi hasil BP-MIGAS, penulis memiliki gambaran bahwa secara umum fasilitas tersebut memiliki tingkat risiko yang relatif tinggi terhadap kemungkinan terjadinya kebocoran, peledakan, dan kebakaran. Besarnya potensi timbulnya kebocoran pada fasilitas produksi disebabkan adanya proses korosi yang terjadi pada sistem perpipaan. Seluruh pipa dan bejana tekan (*vessel*) terbuat dari besi karbon (*carbon steel*), sementara fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut mengandung air dan gas karboksida. Senyawa air dan gas dioksida akan berubah asam karbonat. Sesuai dengan teori, bila ada logam besi yang bersinggungan dengan larutan / fluida yang bersifat asam maka akan terjadi proses korosi. Korosi yang terjadi akibat reaksi kimia di dalam pipa disebut korosi internal. Proses korosi pada sistem perpipaan pada fasilitas pengolahan gas alam Wunut tidak hanya terbatas pada korosi internal, tetapi dapat juga terjadi akibat proses korosi eksternal. Korosi eksternal terjadi akibat pipa yang terbuat dari besi karbon (*carbon steel*) bersinggungan dengan lingkungan udara sekitar yang pada umumnya bersifat asam. Dari suatu data pengukuran ketebalan pipa yang pernah dilakukan terhadap beberapa titik pada pipa manifold sebuah sumur produksi didapatkan adanya pengurangan ketebalan (terjadi penipisan) pada salah satu titik yang cukup berarti bila dibandingkan dengan data teknis (ketebalan) sebelum pipa tersebut dipasang. Hal ini menunjukkan baik secara teoritis maupun kenyataannya bahwa proses korosi memang terjadi.

Sedangkan peluang terjadinya peledakan lebih didasarkan pada kondisi tekanan operasi yang relatif tinggi (425 psig). Peledakan pada fasilitas pengolah gas alam biasanya diikuti timbulnya kebakaran yang merupakan konsekuensi adanya zat yang mudah terbakar bertemu dengan udara (oksigen).

Berdasarkan dari keadaan tersebut, penelitian ini dimaksudkan untuk melakukan penilaian terhadap tingkat risiko (*risk assessment*) pada fasilitas pengolahan gas alam tersebut dengan menggunakan metode *RBI* (*Risk Based Inspection*) untuk mendapatkan gambaran yang lebih nyata terhadap tingkat risiko yang diakibatkan oleh proses penipisan pipa.

Secara umum metode *RBI* berguna untuk melakukan penilaian risiko, efektivitas program inspeksi, pengujian, dan pemantauan kondisi pada sistem perpipaan. Secara umum keunggulan penggunaan metode *RBI* sangat cocok dilakukan pada fasilitas yang sebagian besar terdiri dari sistem perpipaan dan bejana tekan (*non-rotating equipment*). Hasil penilaian risiko dengan metode *RBI* dapat meningkatkan kualitas sistem inspeksi baik dari sisi teknis maupun segi biaya. Hal ini berkaitan dengan kualitas hasil penilaian yang lebih baik sehingga mampu meningkatkan tingkat kehandalan dan keyakinan pada kondisi fasilitas produksi. Namun demikian penilaian risiko dengan metode *RBI* juga memiliki beberapa kelemahan antara lain:

1. Memerlukan data teknis yang benar dan lengkap, kesalahan menggunakan data teknis berpeluang sangat besar adanya penyimpangan hasil penilaian.

2. Secara umum penilaian risiko dengan metode *RBI* memiliki tingkat kesulitan yang cukup tinggi.
3. Memerlukan pemahaman yang baik mengenai sistem atau fasilitas produksi bagi seseorang yang hendak melakukan penilaian (*assessment*).

1.2. Identifikasi Masalah

Untuk mengetahui seberapa tinggi tingkat risiko terhadap terjadinya kebakaran dan peledakan pada fasilitas pengolahan gas Wunut, maka diperlukan pengukuran dan analisis dengan menggunakan standar yang telah dibakukan untuk digunakan pada sektor industri minyak dan gas bumi. Berdasarkan survey pendahuluan diketahui bahwa bahan baku dari fasilitas Wunut adalah gas alam. Gas alam yang sebagian besar komponen pendukungnya adalah methana (CH_4) merupakan gas yang tidak berwarna dan tidak berbau serta mempunyai sifat mudah terbakar dan mudah meledak. Sesuai dengan sifat bahan yang diolah maka Wunut Gas Plant memiliki suatu peluang dan tingkat konsekuensi risiko yang tinggi dan berbahaya. Hasil survey pendahuluan menunjukkan beberapa hal sebagai berikut:

- a. Dari hasil pengukuran ketebalan yang dilakukan sebelumnya, pada salah satu sistem perpipaan terdapat satu titik ditemukan adanya perubahan ketebalan yang cukup besar. Hal ini menunjukkan adanya kecepatan laju korosi yang cukup tinggi.

- b. Sesuai dengan karakter alamiah suatu *reservoir* minyak ataupun gas alam umunya, *reservoir* gas di lapangan Wunut mengandung zat lain sebagai ikutan (*impurities*) yaitu air dan gas karbondioksida. Keberadaan zat tersebut akan meningkatkan laju korosi.
- c. Bahan yang diproses pada fasilitas produksi merupakan material yang mudah terbakar.
- d. Tekanan operasional fasilitas produksi menunjukkan 425 psig yang dapat dikategorikan sistem perpipaan dengan tekanan operasi yang relatif tinggi.

1.3. Rumusan Masalah

Dari identifikasi masalah di atas, maka permasalahan dapat dirumuskan sebagai berikut:

- a. Bagaimana kebijakan manajemen Lapindo Brantas Inc. dalam program pengendalian risiko?
- b. Bagaimana peluang terjadinya kebocoran pada fasilitas produksi?
- c. Bagaimana konsekuensi akibat terjadinya kebocoran (potensi kebakaran dan keracunan)?

1.4. Tujuan

1.4.1. Tujuan Umum

Mempelajari fungsi manajemen dalam program pengelolaan dan pengendalian risiko.

1.4.2. Tujuan Khusus

1. Mempelajari kebijakan manajemen Lapindo Brantas Inc, dalam upaya pengelolaan dan pengendalian risiko.
2. Memetakan tingkat risiko pada fasilitas pengolahan gas Wunut berdasarkan pada analisis integrasi mekanik.
3. Memperkirakan konsekuensi akibat terjadinya kebocoran pada fasilitas pengolahan gas alam di lapangan Wunut.

1.5. Manfaat

1. Hasil penelitian dapat dipakai bahan masukan oleh Lapindo Brantas Inc, untuk menentukan tindakan selanjutnya dalam rangka menurunkan tingkat risiko dengan program-program tertentu agar dapat memperkecil peluang terjadinya kebocoran dan/atau memperkecil akibat (konsekuensi) bila memang kebocoran itu terjadi.
2. Sebagai bahan kajian untuk penelitian lebih lanjut.

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Gas Alam

Gas alam adalah salah satu sumber energi yang komponen utamanya berupa campuran *hydrocarbon* (*hydrogen* dan *carbon*) dengan beberapa zat ikutan. Menurut proses terjadinya zat berasal dari perubahan hewan-hewan yang telah mati berjuta-juta tahun lalu, akibat proses alami yang dipengaruhi oleh kondisi lingkungan global (perubahan suhu, tekanan, iklim dll) di muka bumi maka terbentuklah senyawa *hydrocarbon*. Pada umumnya didalam suatu reservoir *hydrocarbon* secara garis besar terdiri dari gas di bagian atas, minyak bumi di bagian tengah, dan air menempati bagian paling bawah. Masing-masing *reservoir* memiliki komposisi kandungan yang berbeda-beda, ada yang jumlah gasnya lebih banyak dari pada kandungan minyak bumi, atau bahkan sebaliknya jumlah kandungan minyaknya lebih banyak dari pada kandungan gasnya.

Reservoir yang mengandung lebih banyak gas disebut dengan *reservoir* gas dan diproduksi melalui sumur gas (*gas well*), dan gas yang diproduksi dari sumur gas disebut dengan *non-associated gas*. Sedangkan *reservoir* yang lebih banyak mengandung minyak bumi disebut dengan *reservoir* minyak dan diproduksi melalui sumur minyak (*oil well*). Bila sumur minyak diproduksikan selain minyak bumi yang dihasilkan juga didapatkan gas. Gas yang dihasilkan dari sumur minyak biasa disebut dengan *associated gas*. Perbedaan antara gas yang berasal dari sumur gas (*associated*

gas) dan gas yang berasal dari sumur minyak (*non-associated gas*) pada umumnya hanya pada komposisinya. *Associated gas* lebih banyak mengandung gas methana (CH_4), Ethana (C_2H_6) dan sedikit gas-gas lain. Sedangkan *non-associated gas* kandungan terbanyaknya adalah propana (C_3H_8), butana (C_4H_{10}) dan sedikit gas lain.

2.1.1 Komposisi Gas Alam

Gas alam sering dinyatakan sebagai suatu campuran komplek dari suatu gas *hydrocarbon* yang mudah terbakar dan *non-hydrocarbon* yang biasa disebut gas pengotor atau gas ikutan (*impurities*). Senyawa *hydrocarbon* merupakan senyawa dominan yang terkandung di dalam gas alam, senyawa-senyawa tersebut antara lain methana (CH_4), Ethana (C_2H_6), propana (C_3H_8), butana (C_4H_{10}) dan pentana plus ($C_5H_{12}^+$). Senyawa '*non-hydrocarbon*' yang sering diistilahkan sebagai zat impuriti adalah senyawa yang tidak disukai keberadaannya di dalam gas alam karena sifatnya sebagai pengotor atau pengganggu. Senyawa-senyawa non-hydrocarbon yang dimaksud adalah gas nitrogen (N_2), gas hydrogen sulfida (H_2S), gas carbon dioksida (CO_2), uap air (H_2O) dan gas-gas lain dalam jumlah yang relatif sedikit.

Dari senyawa hydrocarbon yang dihasilkan dari sumur gas umumnya dibedakan menjadi 2 katagori, yaitu:

1. *Fraksi ringan*, komposisinya mengandung sebagian besar methana (CH_4), Ethana (C_2H_6), sedikit propana (C_3H_8) dan ($C_4H_{10}^+$). Campuran ini pada kondisi ambient berbentuk gas, dan gas inilah yang dimaksud dengan gas alam yang biasa digunakan sebagai bahan bakar pada pembangkit tenaga listrik, industri kaca dan keramik, bahan baku pabrik

pupuk, bahan bakar kompor di rumah-rumah. Sistem transportasi dan distribusi gas ini kebanyakan menggunakan saluran perpipaan dari sumber gas sampai ke pengguna. Namun untuk keperluan ekspor digunakan kapal tanker. Sebelum ditransportasikan dengan kapal tanker gas alam tersebut harus terlebih dahulu dicairkan dengan proses pendinginan. Gas alam cair ini biasa disebut sebagai LNG (*Liquified Natural Gas*).

2. *Fraksi berat*, komposisinya mengandung sebagian besar propana (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}), sedikit methana (CH_4), Ethana (C_2H_6), dan pentane plus($C_5H_{12}^+$). Dengan kandungan propane (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}) yang cukup banyak, maka campuran ini biasanya didistribusikan dalam kondisi cair. Campuran senyawa ini yang sudah dalam bentuk cair biasa disebut sebagai gas LPG (*Liquid Petroleum Gas*). LPG sering digunakan untuk bahan bakar pada kompor LPG di rumah-rumah. Pada sektor industri, selain digunakan sebagai bahan bakar, LPG propana sering digunakan sebagai refrigerant yaitu zat yang digunakan sebagai media pendinginan pada sistem pendinginan (*refrigeration system*).

Jenis senyawa hydrocarbon yang ada pada gas alam umumnya adalah senyawa golongan alifatik, yaitu senyawa yang ikatan antar atom Carbon-nya jenuh dan lurus tidak melingkar (siklik). Senyawa hydrocarbon yang dimaksud memiliki rumus kimia secara umum adalah C_nH_{2n+2} , dimana nilai n adalah jumlah atom C dalam senyawa tersebut. Contoh:

$n = 1$	CH_4	=	<i>Metana</i>
$n = 2$	C_2H_6	=	<i>Etana</i>
$n = 3$	C_3H_8	=	<i>Propana</i>
$n = 4$	C_4H_{10}	=	<i>Butana</i>
$n = 5$	C_5H_{12}	=	<i>Pentana</i>
$n = 6$	C_6H_{14}	=	<i>Heksana</i>

Komposisi gas alam sangat bervariasi tergantung dari sumbernya, bahkan dari suatu reservoir yang sama komposisi gas alam akan berubah dari hari ke hari. Beberapa contoh komposisi gas alam yang ada di Indonesia seperti tercantum dalam tabel 2.1.

Tabel 2.1
Komposisi Gas Alam

<i>Komponen</i>	<i>Persentasi (%)</i>
<i>Metana (CH_4)</i>	93.4
<i>Etana (C_2H_6)</i>	2.1
<i>Propana (C_3H_8)</i>	1.4
<i>Butana (C_4H_{10})</i>	.7
<i>Pentana (C_5H_{12})</i>	.05
<i>Heksana (C_6H_{14})</i>	.04
<i>Nitrogen (N_2)</i>	1.3
<i>Carbondioksida (CO_2)</i>	0.7
<i>Lain-lain</i>	0.3

(SUMBER: Lapindo Brantas Inc.)

2.1.2 Sifat-sifat Fisik Gas Alam

Untuk keperluan perencanaan, perancangan dan pengendalian operasi pada fasilitas pengolahan gas alam (*gas plant*) maka mutlak diperlukan untuk mengetahui sifat-sifat fisik gas alam yang berkaitan dengan sifat thermodinamis dan fluiditas gas alam. Karena komposisi gas alam sangat bervariasi untuk tiap-tiap sumber (*reservoir*), maka sifat-sifat fisik gas alam juga akan bervariasi sesuai dengan komposisinya.

Untuk mengetahui sifat-sifat fisik gas alam adalah dengan cara melakukan analisis sample gas. Analisis sampel gas dapat dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif. Analisis kualitatif dilakukan untuk mendapatkan informasi jenis kandungan yang ada pada gas alam, sedangkan analisis kuantitatif akan memberikan informasi mengenai prosentasi jumlah masing-masing senyawa yang terkandung dalam gas alam tersebut. Selanjutnya setelah komposisi diketahui, maka dapat ditentukan sifat-sifat fisik campuran gas alam tersebut dengan menggunakan sifat-sifat fisik masing-masing senyawa penyusunnya. Kemudian dilakukan perhitungan secara proporsional sesuai dengan prosentasi tiap-tiap senyawa.

Beberapa sifat-sifat fisik gas alam yang memiliki peranan penting dalam proses pengolahan gas alam adalah sebagai berikut:

- a. Density, biasa disebut dengan massa jenis gas dan didefinisikan sebagai satuan massa per satuan volume. Density gas dinyatakan dalam satuan pound per cubic feet (lb/cu ft), gram per liter (g/ltr), atau kilogram per

cubic meter (kg/m^3). Volume gas biasa diukur pada keadaan standard yaitu diukur pada tekanan 14.7 psia dan suhu 60 °F. Contoh, udara memiliki normal density 0.0763 lb/cuft, artinya di dalam 1 standart cubic foot gas mempunyai massa sebesar 0.0763 pound.

- b. Spesific Gravity, adalah perbandingan density gas terhadap density udara pada tekanan dan temperatur yang sama. Karena udara digunakan sebagai pembanding maka specific gravity (SG) untuk udara adalah 1. Specific Gravity adalah suatu besaran yang tidak memiliki satuan.
- c. Suhu Kritis (*critical temperature*), adalah temperatur dimana gas tidak dapat dicairkan oleh tekanan berapapun jika suhunya berada di atas suhu kritisnya. Sebagai contoh: suhu kritis metana (CH_4) adalah -116.6 °F, jika suhu zat tersebut di atas -116.6 °F maka pada tekanan sebesar apapun gas metana tidak dapat berubah pasc menjadi cair.
- d. Tekanan Kritis (*critical pressure*), adalah tekanan yang diperlukan untuk mencairkan gas pada suhu kritisnya. Contoh: tekanan kritis metana adalah 667.8 psia, artinya untuk mencairkan methana pada suhu kritisnya (-116.6 °F) diperlukan tekanan 667.8 psia.
- e. Titik gelembung (*bubble point*), adalah suhu dimana gelembung uap pertama terbentuk di dalam cairan yang dipanaskan atau dapat dinyatakan sebagai suhu dimana uap/gas mulai menguap pada tekanan tertentu.

- f. Titik embun (*dew point*), adalah suhu dimana tetesan cairan pertama terbentuk dari uap/gas yang didinginkan pada tekanan tertentu. Dengan kata lain dinyatakan sebagai suhu dimana gas/uap mulai mengembun pada tekanan tertentu.
- g. Titik didih (*boiling point*), adalah keadaan dimana cairan akan mendidih ketika tekanan uap cairannya sama dengan tekanan di atas permukaan cairan tersebut. Karena tekanan uap berubah sesuai dengan perubahan suhunya, maka cairan mempunyai titik didih yang berbeda tergantung pada tekanan di atas permukaannya. Pada praktik sehari-hari boiling point sering diartikan sama dengan bubble point.
- h. Panas jenis (*specific heat*), adalah jumlah panas yang diperlukan untuk menaikkan suhu satu skala derajat suhu setiap satu satuan massa zat, satuan yang sering digunakan adalah Btu/lb.^oF atau cal/g.^oC. Contoh: untuk menaikkan 1 ^oF setiap 1 lb air diperlukan panas sebesar 1 Btu, artinya panas jenis air adalah 1 Btu/lb.^oF.
- i. Panas Penguapan (*heat latent*), adalah panas yang dibutuhkan untuk mengubah cairan menjadi uap dan selama penguapan tidak terjadi perubahan suhu.
- j. Berat molekul (*molecular weight*), adalah jumlah massa atau berat setiap satu mol zat.

- k. Wujud (*phasa*), bagian homogen dari suatu zat yang secara fisik dapat dipisahkan satu dengan yang lainnya. Contoh: air dapat berwujud padat, cair, atau uap.
- l. Tekanan uap (*vapor pressure*), adalah besarnya tekanan yang dihasilkan oleh suatu zat yang dalam keadaan setimbang antara uap dan cairannya pada suhu tertentu. Keadaan setimbang diartikan sebagai keadaan jenuh yaitu jumlah cairan yang menguap sama dengan jumlah uap yang mengembun.
- m. Nilai kalor (*calorific value*), adalah besarnya panas yang dihasilkan oleh suatu zat melalui reaksi pembakaran (oksidasi). Nilai kalor untuk zat padat dinyatakan dengan btu/lb atau kcal/kg, sedangkan nilai kalor untuk zat yang berwujud gas dinyatakan dengan btu/scf atau kcl/scm.
- n. Daerah bisa terbakar (*flammable limit*), adalah konsentrasi volumetris atau molekul suatu zat hidrokarbon dalam campuran dengan udara akan terbakar bila ada sumber api. Pada konsentrasi oksigen tertentu di dalam udara, ada batasan konsentrasi hidrokarbon minimum (*lower flammable limit*) dan maksimum (*upper flammable limit*).

2.1.3 Proses Pengolahan Gas

Gas alam yang baru keluar dari sumur belum langsung dapat memenuhi standart penjualan. Agar memenuhi spesifikasi penjualan maka gas alam yang keluar dari sumber gas harus melalui proses pengolahan.

Proses pengolahan gas diawali dengan pemisahan gas dari hidrokarbon yang mengandung cairan dan air. Proses pemisahan ini terjadi di dalam alat yang bernama separator. Separator akan memisahkan campuran hidrokarbon yang keluar dari sumbernya menjadi 3 wujud, yaitu gas, cairan hidrokarbon, dan air. Kerja separator hanya menggunakan prinsip perbedaan berat jenis masing-masing zat, dengan demikian zat yang lebih ringan akan berada di bagian atas dan zat yang memiliki berat jenis yang lebih besar akan berada di bawahnya. Gas akan berada di bagian atas separator, cairan hidrokarbon berada di tengah dan air terletak di bagian bawah separator. Selanjutnya masing-masing zat akan melalui proses sesuai dengan keperluannya.

Gas yang keluar dari separator masih mengandung uap air yang relatif tinggi. Untuk keperluan penyaluran dan pemenuhan spesifikasi penjualan maka kandungan air harus diurunkan sampai pada batasan yang diharapkan melalui proses dehidrasi (*dehydration unit*). Pada unit akan terjadi proses penyerapan uap air di dalam gas dengan menggunakan prinsip absorpsi atau adsorpsi tergantung pada sistem peralatan yang dipilih.

Pada sumber gas alam tertentu ternyata masih diperlukan pengolahan tambahan untuk menghilangkan zat-zat ikutan yang tidak berguna atau bahkan dapat merugikan, misalnya kandungan karbondiosida (CO_2) yang terlalu tinggi.

2.2. Korosi

Korosi adalah peristiwa rusaknya bahan konstruksi logam oleh lingkungan tempat bahan tersebut berada. Korosi adalah suatu proses atau reaksi kimia yang

disertai oleh perpindahan elektron. Proses semacam ini disebut proses atau reaksi elektrokimia.

Ditilik dari segi termodinamika, korosi adalah proses yang bersifat alamiah yang berlangsung dengan sendirinya. Oleh sebab itu korosi tidak dapat dicegah atau dihentikan sama sekali. Apa yang diusahakan hanyalah mengendalikan atau memperlambat proses pengrusakan tersebut sehingga alat peralatan pabrik atau struktur konstruksi logam yang terserang dapat berfungsi lebih lama. Dengan perkataan lain, pengendalian korosi yang tepat dapat memperpanjang “usia pakai” alat peralatan atau struktur konstruksi tersebut, dengan demikian akan meningkatkan nilai ekonomisnya.

Penanganan masalah korosi secara serius dengan metoda-metoda yang akurat, akan membantu mengurangi kerugian dana menaikkan efisiensi serta produktivitas di industri. Salah satu efisiensi yang dapat dilakukan adalah menekan biaya perawatan karena pemahaman terhadap kondisi peralatan disertai dengan penyusunan strategi perawatan yang baik, akan dapat mengurangi biaya perawatan, dana dipakai untuk mengoptimalkan kegiatan perawatan.

2.2.1. Proses Korosi

Bahaya korosi yang sesungguhnya sudah disadari sejak lebih dari tiga ratus tahun yang lalu. Dalam sejarah perkembangannya, terutama dalam kurun waktu seratus tahun terakhir ini, dikenal beberapa teori yang mencoba menerangkan gejala tersebut. Beberapa diantaranya ialah : teori asam, *otokoid katalitik*, serangan kimia

langsung oleh oksigen, biologi, peroksida dan elektrokimia. Hampir semua teknik pengendalian korosi yang dilakukan telah terbukti keampuhannya di lapangan bertumpu pada konsep elektrokimia. Dalam perencanaan proteksi korosi, biasanya aspek elektrokimia diperhitungkan pada tahap-tahap yang paling awal.

Proses korosi adalah suatu reaksi elektrokimia yang terdiri dari dua atau lebih reaksi parsial yang berlangsung secara stimulant, yaitu :

1. Reaksi katodik
2. Reaksi anodik

Menurut Faraday, laju reaksi katodik harus sama dengan laju reaksi anodik. Oleh sebab itu proses korosi dapat dikendalikan dengan menekan laju salah satu reaksi atau keduanya, atau dengan mencegah kontak langsung antara bahan konstruksi logam dan lingkungan. Karena korosi adalah proses alamiah yang tunduk kepada hukum-hukum elektrokimia, maka konsep dasar elektrokimia dengan sendirinya merupakan salah satu landasan utama.

2.2.2. Teknik Pengendalian Korosi

Proses korosi dapat ditekan dengan menekan laju reaksi anodik dan/atau reaksi katodik, atau dengan mencegah kontak langsung antara lingkungan dan bahan konstruksi logam yang bersangkutan. Pada dasarnya kalau didalam sistem tidak terjadi transportasi elektron, proses elektrokimia tidak akan berlangsung.

Bertolak dari kenyataan itu, teknik-teknik pengendalian korosi yang dikenal dikelompokkan secara sederhana menjadi hanya lima macam saja, yakni :

1. *Proteksi Katodik*, adalah proses pengendalian korosi dengan menyediakan elektron. Ada dua metoda yang menggunakan sistem proteksi katodik yaitu sistem arus tandingan (*impressed current*) dan sistem anoda korban (*sacrificial anode*). Pada sistem arus tandingan sumber elektron berasal dari sumber listrik arus searah sedangkan pada sistem anoda korban sumber elektron berasal dari logam yang dikorbankan. Logam yang biasa digunakan sebagai sumber arus tandingan anoda seng, magnesium atau aluminium
2. *Inhibisi*, adalah proses pencegahan korosi dengan menggunakan prinsip menghambat laju reaksi kimia proses korosi. Teknik inhibisi adalah memanfaatkan senyawa-senyawa kimia tertentu yang mampu terabsorbsi dan berinterferensi baik dengan reaksi katodik dan anodik pada permukaan logam yang akan dilindungi (tempat dimana proses korosi berlangsung) sehingga mampu menghambat atau memperlambat proses korosi. Senyawa yang mempunyai kemampuan seperti ini, yang disebut inhibitor korosi.
3. Pelapisan Permukaan, proses kimia korosi dapat dicegah dengan mengisolasi bahan logam dengan campuran elektrolit yang berada pada lingkungannya atau dengan kata lain mencegah kontak langsung, atau transportasi elektron, antara lingkungan dan bahan konstruksi logam. Bahan yang dapat digunakan sebagai lapis lindung eksternal beraneka-ragam antara lain; lapis lindung logam, polimer atau plastik, elastomer atau karet, dan lapis lindung organik.

2.3. Kecelakaan Kerja

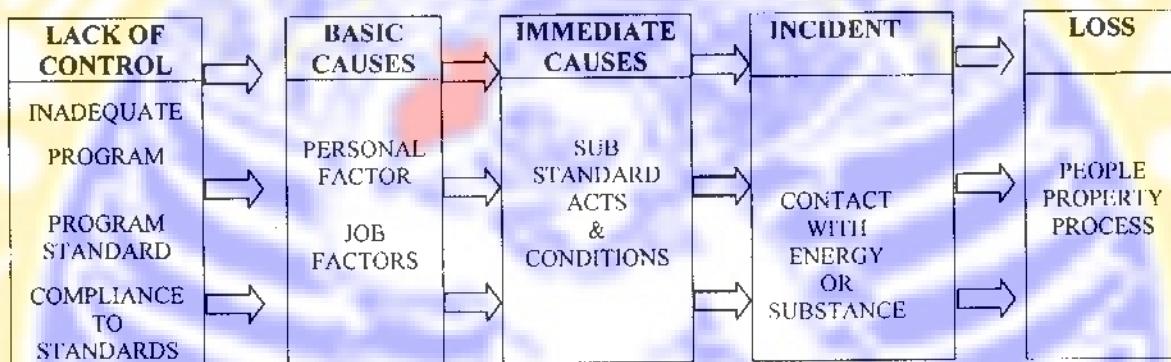
Kecelakaan adalah suatu kejadian yang tidak diinginkan yang dapat melukai manusia (karyawan), kerusakan peralatan, dan terhentinya proses produksi. Kecelakaan bisa menimbulkan penderitaan mulai dari yang paling ringan hingga yang paling berat bagi orang yang mengalaminya, dan bahkan sering diikuti oleh kerusakan peralatan sehingga proses produksi terganggu. Menurut Frank Bird Jr. dan George L.Germain kecelakaan atau *accident* didefinisikan sebagai “*an-undesired event that results in harm to people, damage to property or loss to process*”.

Pada pemahaman awal kecelakaan timbul akibat adanya tindakan tidak aman (*unsafe acts*) dan / atau kondisi tidak aman (*unsafe conditions*), namun demikian sering dengan berkembangnya perkembangan ilmu manajemen K3 sekitar tahun 1960-an memandang bahwa penyebab kecelakaan tidak semata-mata hanya karena tindakan-tindakan tidak aman dan / atau kondisi tidak aman, melainkan bahwa timbulnya tindakan-tindakan tidak aman dan keadaan-keadaan tidak aman hanyalah merupakan gejala-gejala adanya ketidaksesuaian, yang kemudian disebut sebagai penyebab langsung atau *immediate causes*. Penyebab langsung atau *immediate causes* ini didahului oleh penyebab dasar *basic cause* yang merupakan akibat adanya kelemahan pada sistem pengawasan dan pengendalian (*Lack of Control*).

2.3.1 Penyebab Kecelakaan Kerja

Frank Bird Jr. dan George L.Germain didalam bukunya "*Practical Loss Control Leadership*" menggambarkan terjadinya kecelakaan dengan sebuah model yang

disebut sebagai *ILCI Loss Causation Model* seperti tampak pada gambar 2.1 Gambar tersebut menjelaskan bahwa sebelum terjadinya sebuah kecelakaan (*accident*) atau kejadian hampir celaka (*incident*) yang mengakibatkan kerugian (*loss*) telah terjadi tiga tahap keadaan-kcadaan atau kondisi-kondisi seperti terlihat pada gambar 2.1 tersebut yaitu antara lain dilihat dari kanan kekiri, *Immediate Causes*, *Basic Causes* dan *Lack Of Control*.



Gambar 2.1
Model Kecelakaan ILCI (*the loss causation model*)

Dari gambar tersebut dapat dijelaskan bahwa penyebab timbulnya kerugian adalah diawali dengan adanya suatu program keselamatan dan kesehatan kerja yang tidak memadai. Secara detail penjelasan faktor-faktor penyebab kerugian yang disampaikan oleh Frank Bird Jr. dan George L.Germain adalah sebagai berikut:

1) Lemahnya kontrol / *Lack of Control*

Kontrol atau pengendalian merupakan salah satu fungsi dari manajemen. Ada beberapa alasan timbulnya kelemahan pengendalian, antara lain adalah :

a) Program yang tidak adekuat / *Inadequate program*

Program yang tidak adekuat mungkin disebabkan oleh program yang terlalu sedikit. Aktivitas program yang bisa menentukan keberhasilan suatu organisasi antara lain:

- a. Kepemimpinan dan administrasi
- b. Pelatihan manajemen
- c. Inspeksi
- d. Analisis pekerjaan dan prosedur
- e. Penyelidikan kecelakaan
- f. Observasi pekerjaan
- g. Persiapan kondisi darurat
- h. Kebijakan organisasi
- i. Analisis kecelakaan
- j. Pelatihan pekerja
- k. Alat pelindung diri
- l. Pemeriksaan kesehatan
- m. Sistem evaluasi program
- n. Pengendalian secara teknik
- o. Komunikasi personal
- p. Pertemuan kelompok
- q. Promosi
- r. Penempatan tenaga kerja
- s. Aktivitas program lainnya.

b) Standart program yang tidak adekuat / *Inadequate program standard*

Sebagian besar kegagalan dari standart program disebabkan oleh standart program kurang spesifik, kurang jelas dan kurang tinggi.

c) Kurangnya kepatuhan terhadap standart / *Inadequate compliance with standard.*

Kurangnya kepatuhan terhadap standart merupakan alasan utama kelemahan dari pengendalian. Sebagian besar manajer berpendapat bahwa kurangnya kepatuhan ini merupakan penyebab utama terjadinya kegagalan pengendalian kerugian.

2) Penyebab dasar / *Basic causes*

Penyebab dasar merupakan faktor-faktor yang merupakan alasan munculnya perilaku dan kondisi tidak aman, dan juga memberikan gambaran mengapa seseorang berperilaku tidak aman dan mengapa kondisi tidak aman bisa muncul.

3) Penyebab seketika / *Immediate causes*

Merupakan suatu keadaan sebagai penyebab timbulnya suatu kontak, yang biasanya disebut perilaku tidak aman / *unsafe act* dan juga kondisi tidak aman / *unsafe condition*.

4) Kejadian / *Incident*

Adanya kontak dengan energi atau substansi, yang menyebabkan terjadinya kerugian. Adanya pengendalian yang baik terhadap substansi tersebut, akan meminimalisasi adanya kerugian.

5) Kerugian / Loss

Kerugian karena kecelakaan/ kejadian antara lain kerugian pada pekerja/personal yaitu luka baik yang ringan maupun berat, kerugian material berupa kerusakan gedung, alat, dan lain-lain, serta kerugian karena berhentinya proses.

2.3.2 Upaya Pencegahan Kecelakaan

Usaha-usaha untuk mengendalikan kerugian, dapat dilakukan dengan berbagai pendekatan, antara lain dengan pengendalian manajemen. Karena kerugian semua bersumber dari manajemen. Pengendalian manajemen memiliki proses yang sama dengan fungsi manajemen secara umum, yang meliputi perencanaan, pengorganisasian, pengawasan dan pengendalian. Untuk mengontrol aktivitas manajemen khususnya pengendalian kerugian, dapat dilakukan dengan empat tahapan yang dikenal dengan Management Control (Bird, 1992), disingkat dengan I-S-M-E-C., yaitu :

1. Identifikasi faktor pekerjaan / *Identification of work*

Identifikasi faktor pekerjaan merupakan kegiatan berupa pembuatan spesifikasi pekerjaan atau elemen pekerjaan, apabila elemen tersebut dijalankan akan terbukti mendapatkan hasil yang optimal. Bukan hanya untuk keselamatan dan pengendalian saja akan tetapi juga untuk kualitas, produksi, dan pengendalian biaya. Elemen-elemen tersebut antara lain :

a. Kepemimpinan dan administrasi

- b. Pelatihan manajemen
- c. Inspeksi
- d. Analisis pekerjaan dan prosedur
- e. Penyelidikan kecelakaan
- f. Observasi pekerjaan
- g. Persiapan kondisi darurat
- h. Kebijakan organisasi
- i. Analisis kecelakaan
- j. Pelatihan pekerjaan
- k. Alat pelindung diri
- l. Pemeriksaan kesehatan
- m. Sistem evaluasi program
- n. Pengendalian secara teknis
- o. Komunikasi personal
- p. Pertemuan kelompok
- q. Promosi
- r. Penempatan tenaga kerja
- s. Aktivitas program lainnya.

Berberapa perusahaan tidak bisa menerapkan secara keseluruhan elemen-elemen tersebut, biasanya hanya diawali dengan penerapan sepuluh sampai dua belas elemen saja, dan akhirnya bisa dicapai penerapan seluruh elemen.

2. Pembuatan standart / *Standards*

Standart merupakan ukuran untuk evaluasi dari metode dan hasil. Tanpa adanya standart yang baik, maka tidak akan ada pengukuran, evaluasi dan koreksi yang bermakna. Standart yang ada harus jelas, spesifik dan ada untuk seluruh elemen yang teridentifikasi. Standart bukan hanya bisa untuk menilai kinerja program dan individu, akan tetapi juga bisa digunakan oleh supervisor sebagai panduan, penilaian dan pembetulan kinerjanya sendiri. Efektivitas dari pengukuran, evaluasi, koreksi dan rekomendasi tergantung sepenuhnya pada pengembangan standart yg baik.

3. Pengukuran / *Measurement*

Merupakan pengukuran terhadap kinerja, serta pencatatan dan pelaporan kerja yang sedang berlangsung maupun yang telah selesai dijalankan. Jantung dari pengendalian manajemen adalah pengukuran terhadap kinerja, namun selama ini pengukuran terhadap kinerja dilakukan sebatas konsekuensi dari kecelakaan yang terjadi, misalnya hanya menghitung banyaknya kecelakaan dan keparahan cidera (frequency and Severity Rate), pengukuran ini memiliki kelemahan yaitu hanya bisa diketahui setelah adanya suatu kejadian (merupakan suatu reaksi, dan bukannya suatu pengendalian). Sehingga diperlukan suatu pengukuran yang bisa mengetahui kinerja manajemen dalam upaya pengendalian, sebelum suatu hal yang tidak diinginkan terjadi. Pengukuran yang dimaksud adalah I-S-M-E-C, yang dilakukan sebelum terjadi kecelakaan dan kerugian, sehingga bisa menjawab pertanyaan

“Seberapa baikkah kita telah melaksanakan kegiatan untuk keselamatan dan pengendalian kerugian ?”

4. Evaluasi / *Evaluation*

Melakukan evaluasi kinerja yang telah dilakukan dengan membandingkan standart yang ada. Evaluasi merupakan pernyataan mengenai berapa persen standart yang mampu telah dilaksanakan, dan berapa persen yang tidak mampu dilaksanakan. Serta menjelaskan manakah yang telah berjalan dengan baik, dan manakah yang tidak, manakah yang membutuhkan rekomendasi dan manakah yang membutuhkan pembetulan.

5. Perbaikan kinerja / *Commendation and Correction*

Merupakan kegiatan untuk memperbaiki kinerja yang dinilai kurang baik dari hasil evaluasi. Semua bagian manajemen, terutama para supervisor lini harus dilatih untuk bisa memberikan motivasi kepada pekerja. Dengan pendekatan ini, bisa teridentifikasi kinerja yang kurang baik dan dilaksanakan koreksi sebelum kecelakaan dan kerugian terjadi. Beberapa hal yang bisa dijadikan sebagai kegiatan koreksi, adalah :

- 1) Komunikasi yang baik, untuk memastikan bahwa semua pekerja memahami tujuan dan standart perusahaan.
- 2) Pelatihan yang lebih baik sehingga pekerja bisa memenuhi tujuan perusahaan dan juga standart yang ada.
- 3) Meningkatkan metode dan prosedur kerja sehingga membantu untuk mengalihkan rasa frustasi, dan aktivitas yang kurang berarti.

- 4) Meningkatkan pengenalan terhadap perilaku.
- 5) Hukuman adalah upaya terakhir yang bisa dilakukan.

2.4. Risiko

“Risiko” adalah sesuatu kata yang biasa kita dengar dalam kehidupan sehari-hari. Berdasarkan beberapa pendapat yang mengemuka, risiko memiliki pengertian-pengertian berikut ini:

1. Risiko adalah suatu ketidakpastian yang mungkin melahirkan peristiwa kerugian. (Soekarto, dikutip dari Djoyosudarmo.S., 2003).
2. Risiko merupakan penyebaran / penyimpangan hasil aktual terhadap hasil yang diharapkan. (Darmawi, II., dikutip dari Mulyanti.S.B 2004).
3. Risiko adalah sebagai kombinasi dari frekuensi dan tingkat keparahan (*severity / consequences*) pada suatu kecelakaan dan kesehatan yang disebabkan oleh adanya faktor bahaya (*hazard*), (Suwandi.T., tanpa tahun).
4. Risiko adalah hasil kombinasi dari peluang (*probability; likelihood*) terjadinya suatu peristiwa (biasanya kejadian yang tidak diharapkan) dalam periode tertentu dengan akibat (*consequence*) (API RP-580 tahun 2002) yang ditimbulkan bila kondisi tersebut terjadi. Secara matematika dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Risk} = \text{Likelihood} \times \text{Consequence} \quad \dots \dots \dots \text{persamaan 2.1}$$

Berdasarkan pada beberapa definisi di atas maka dapat disimpulkan bahwa risiko adalah peluang muncul suatu kejadian yang tidak diinginkan yang akan menimbulkan kerugian.

2.4.1 Pengelolaan dan Upaya Menurunkan Risiko (Manajemen Risiko)

Disadari atau tidak, setiap keputusan yang diambil oleh seseorang selalu berdasarkan pertimbangan risiko. Suatu keputusan sederhana seperti mengemudikan kendaraan atau menyeberang jalan disaat lalu-lintas ramai pasti mengandung risiko. Atau suatu keputusan yang lebih penting lagi misalnya, membeli rumah untuk tempat tinggal, menginvestasikan uang, secara tidak langsung telah melalui pertimbangan tertentu sehingga risiko berada pada suatu level yang bisa diterima. Kesimpulan adalah bahwa setiap kegiatan atau aktivitas apapun mengandung risiko meskipun telah dilakukan secara berhati-hati.

Suatu contoh, ketika seseorang memutuskan untuk mengendarai kendaraan, dapat dipahami bahwa orang tersebut telah menerima adanya peluang terjadi kecelakaan yang dapat melukai atau bahkan dapat merenggut nyawanya. Dengan beberapa pertimbangan antara lain, jenis kendaraan, sistem keselamatan yang ada, kondisi lalu-lintas, kecepatan maka dapat ditentukan besarnya peluang terjadinya kecelakaan dan akibat terburuk bila terjadi kecelakaan. Pertimbangan tersebut digunakan untuk dapat menentukan suatu risiko pada tingkat yang masih dapat diterima.

Dengan memperhatikan contoh di atas, tampak bahwa orang tersebut telah melakukan suatu analisis terhadap risiko berkendaraan. Secara lebih lengkap, dengan memperhatikan unsur-unsur risiko (*risk*) terdapat celah untuk dapat melakukan pengelolaan risiko sehingga risiko berada pada level yang bisa diterima. Pengelolaan ini secara umum disebut sebagai manajemen risiko (*risk management*). Manajemen risiko adalah proses perencanaan, pengorganisasian, penilaian dan pengendalian risiko sehingga risiko tersebut berada pada level yang bisa diterima. Dalam aplikasinya manajemen risiko akan melingkupi kegiatan-kegiatan: penilaian risiko (*risk assessment*), mengembangkan sistem perencanaan agar risiko berada pada level yang bisa diterima, dan menentukan langkah-langkah yang diperlukan untuk menurunkan tingkat risiko (*risk reduction*).

2.4.2 Tujuan Manajemen Risiko

Tujuan manajemen risiko secara garis besar dibedakan menjadi dua kelompok (Djojosodarso, 2003 dari Mulyanti, 2004) yaitu:

1. Sebelum munculnya risiko (sebelum terjadi kecelakaan), adalah tujuan yang hendak dicapai sebelum munculnya kegagalan (kecelakaan), antara lain:
 - a. Finansial, adalah upaya untuk mencegah dan menanggulangi kerugian dengan cara yang paling ekonomis. Untuk itu perlu dilakukan analisis keuangan terhadap biaya pelaksanaan program keselamatan dan kesehatan kerja, program pencegahan dan pengendalian risiko, program asuransi.

- b. Non-finansial, banyak berhubungan dengan masalah psikologi yaitu adanya rasa kecemasan terhadap timbulnya potensi bahaya. Dengan adanya pelaksanaan manajemen risiko yang baik maka akan mampu mengatasi hal tersebut.
 - c. Pelaksanaan manajemen risiko dilakukan untuk memenuhi kewajiban yang berasal dari pihak lain (pihak ketiga), misalnya: memasang rambu-rambu peringatan di lokasi pabrik, melaksanakan sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja (SMK3). Hal-hal tersebut dilakukan untuk memenuhi kewajiban dari undang-undang K3.
2. Setelah munculnya risiko (setelah terjadi kecelakaan), adalah tujuan yang hendak dicapai setelah munculnya kegagalan (kecelakaan), antara lain:
- a. Menyelamatkan operasi perusahaan, artinya pelaksanaan manajemen risiko harus mampu menciptakan strategi yang dapat menjalin kelangsungan hidup perusahaan setelah mengalami peristiwa yang tidak diinginkan, meskipun dalam keterbatasan tertentu.
 - b. Mengupayakan agar operasional perusahaan tetap berlanjut, setelah perusahaan mengalami suatu peristiwa. Akan sangat penting bagi perusahaan yang memberikan pelayanan langsung kepada masyarakat.
 - c. Mengupayakan agar pendapatan perusahaan terus mengalir, meskipun tidak sepenuhnya, minimal cukup untuk memenuhi biaya operasional.

- d. Mampu memberikan tanggung jawab sosial, artinya bahwa pelaksanaan manajemen risiko diusahakan untuk dapat meminimalkan pengaruh buruk terhadap lingkungan dan masyarakat sekitar perusahaan, dan seluruh pihak-pihak yang terkait.

2.5. Pengenalan Risk Based Inspection (RBI)

Risk Based Inspection (RBI) merupakan bagian proses manajemen yang menerapkan pengelolaan risiko pada peralatan atau fasilitas yang bertekanan dengan berdasar pada pelaksanaan program inspeksi. Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, bahwa risiko adalah merupakan hasil interaksi dari frekuensi peluang (*likelihood*) kegagalan pada suatu peralatan dengan akibat (*consequence*) atau tingkat keparahan yang diperkirakan bila kegagalan itu terjadi.

Frekuensi peluang (*likelihood*) dan tingkat keparahan sebagai akibat (*consequences*) dari suatu kegagalan dapat ditentukan dengan suatu penilaian secara kualitatif (*qualitatif assessment*) atau untuk dapat memberikan suatu penilaian yang lengkap dan menyeluruh dapat dilakukan dengan penilaian secara kuantitatif (*quantitative assessment*). Dalam kondisi tertentu dimana terdapat keterbatasan data dan sumberdaya, namun mengharapkan suatu penilaian yang cukup memadai dapat dilakukan dengan menggunakan sistem penilaian semi-kuantitatif (*semi-quantitative assessment*).

Pelaksanaan penilaian (*assessment*) didasarkan pada kondisi data yang tersedia, antara lain model kegagalan peralatan, data design, data proses, catatan inspeksi dan operasional, dan tempat dimana peralatan berada. Berdasarkan data tersebut maka

RBJ dapat menentukan nilai peluang relatif (*likelihood*) dan tingkat keparahan (*consequence*) bila kegagalan terjadi, dengan demikian maka tingkat risiko dapat ditentukan.

2.5.1 Pengertian RBI

Risk Based Inspection (RBI) dalam makna bebas bahasa Indonesia dapat diartikan sebagai suatu aktivitas pengelolaan risiko dengan berdasarkan pada pelaksanaan inspeksi. Secara lebih rinci *RBI* merupakan perpaduan sistem penilaian risiko (*risk assessment*) dan proses manajemen yang menitikberatkan perhatiannya pada model kegagalan yang diakibatkan oleh penurunan kualitas peralatan yang dipengaruhi oleh material, kondisi operasional suatu proses, dan kondisi lingkungan. Dalam pelaksanaannya *RBI* menerapkan suatu sistem inspeksi terpadu yang mencakup aktivitas perencanaan, inspeksi, pendokumentasi, dan analisis data yang dimaksudkan untuk mengembangkan strategi perencanaan inspeksi yang dapat ditujukan langsung terhadap area yang memiliki tingkat risiko tinggi.

Secara sederhana dapat disimpulkan *RBI* adalah metode yang menggunakan besarnya tingkat risiko sebagai dasar untuk menentukan skala prioritas dan pengelolaan program inspeksi. Penggunaan *RBI* dalam pengelolaan dan penentuan skala prioritas inspeksi diharapkan dapat memberikan keuntungan yang cukup potensial berkaitan dengan upaya peningkatan jangka waktu operasional, dan menurunkan tingkat risiko dari fasilitas atau peralatan produksi.

2.5.2 Penilaian Risiko (*risk assessment*) dan Inspeksi (*inspection*)

Penilaian risiko (*risk assessment*) merupakan kegiatan yang melingkupi proses identifikasi sumber-sumber bahaya, memperkirakan (*estimating*) risiko, dan dilanjutkan dengan proses evaluasi. Program *RBI* difokuskan pada optimalisasi pelaksanaan program inspeksi pada peralatan yang bertekanan seperti pada sistem perpipaan dan bejana tekan. Secara mendasar tujuan penerapan *RBI* adalah untuk mencegah terjadinya kecelakaan yang mempengaruhi tingkat keselamatan dan keandalan pada fasilitas produksi.

Sebagai suatu program pendekatan risiko, *RBI* memiliki beberapa alat penting untuk mengevaluasi komponen-komponen kegagalan (*likelihood* dan *Consequences*) akibat degradasi mekanik dan mengembangkan sistem pendekatan inspeksi (*inspection approach*) untuk menurunkan tingkat risiko kegagalan. *RBI* memberikan suatu petunjuk untuk dapat menentukan suatu kombinasi antara metode dan frekuensi inspeksi sehingga didapatkan hasil yang optimal. Sebagai hasilnya adalah suatu perbaikan terus-menerus terhadap pelaksanaan *RBI* sendiri, yang akan digunakan untuk melakukan perhitungan ulang (*re-calculation*) tingkat risiko, dan penyesuaian metode dan frekuensi inspeksi terhadap tingkat risiko yang baru.

Dengan kemampuan mengidentifikasi masalah-masalah potensial pada tahap dini, pelaksanaan program *RBI* mampu memberikan kesempatan yang memadai untuk melakukan tindakan-tindakan mitigasi risiko, sehingga frekuensi kegagalan dapat diturunkan. Namun demikian, risiko tidak dapat dihilangkan sama sekali, selalu masih ada risiko sisa (*residual risk*) yang berkaitan dengan pelaksanaan inspeksi. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain karena kesalahan operasional,

perubahan cuaca yang ekstrim, kegagalan proses, keterbatasan metode inspeksi, dan adanya mekanisme kerusakan peralatan yang belum diketahui.

Pelaksanaan program *RBI* semakin banyak digunakan pada berbagai industri, antara lain pada sektor industri migas, petro-kimia, pertambangan, hal ini disebabkan oleh beberapa alasan berikut ini:

- a. Meningkatnya perhatian dan kedulian terhadap analisis risiko pada seluruh aspek yang ada pada suatu sistem industri.
- b. Mengoptimalkan sumber daya yang ada untuk mendapatkan pelaksanaan program inspeksi yang memadai.
- c. Usaha untuk meningkatkan umur operasi peralatan.
- d. Usaha untuk meningkatkan mutu dan frekuensi pelaksanaan inspeksi.

2.5.3 Jenis dan Teknis Analisis *RBI*

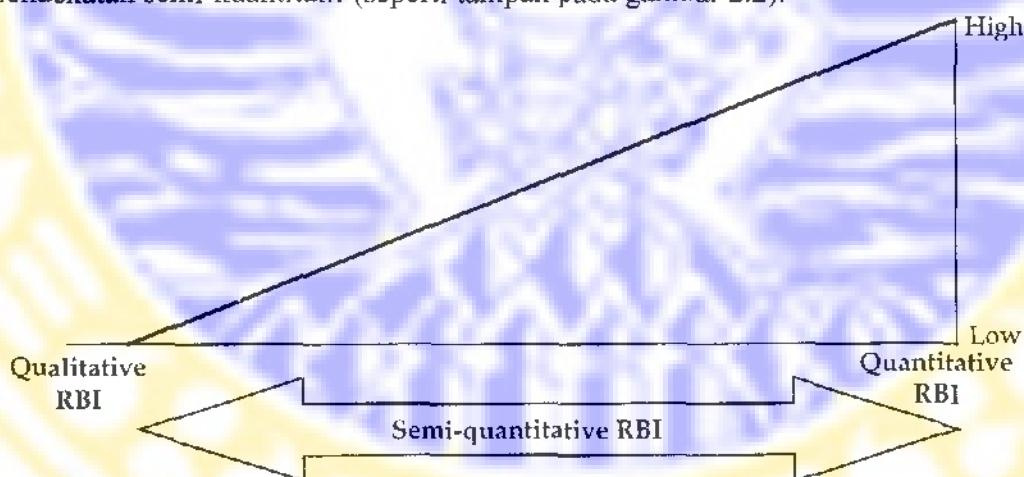
Terdapat beberapa metode analisis pada assessment *RBI* yang dapat diterapkan sesuai dengan kondisi-kondisi yang ada. Pemilihan analisis pendekatan atau studi didasarkan pada beberapa variable berikut ini (*API Recommended Practice 580*, tahun 2002):

- a. Tujuan studi
- b. Jumlah fasilitas dan peralatan yang akan di studi
- c. Sumberdaya yang tersedia
- d. Jangka waktu studi

- e. Kompleksitas dari fasilitas atau operasional proses
- f. Kualitas data yang tersedia

Dengan pertimbangan hal-hal tersebut di atas maka telah dikembangkan beberapa prosedur *RBI* yaitu metode analisis kualitatif, analisis kuantitatif, dan analisis semi-kuantitatif. Masing-masing analisis memiliki langkah-langkah sistematis untuk menentukan risiko, identifikasi area yang memerlukan perhatian, dan mengembangkan daftar prioritas bagi keperluan analisis atau inspeksi yang lebih dalam. Tiap-tiap analisis akan melakukan pengukuran peringkat risiko berdasarkan peluang kegagalan (*failure probability*) dan potensi akibat kegagalan (*potential consequence*).

Ketiga jenis pendekatan di atas merupakan suatu rangkaian kesatuan dimana pendekatan kualitatif berada disisi kiri, sistem pendekatan kuantitatif berada disisi kanan, sedangkan wilayah yang berada diantara kedua sisi tersebut merupakan area pendekatan semi-kuantitatif (seperti tampak pada gambar 2.2).



Gambar 2.2
Rangkaian Teknik Pendekatan pada *RBI* Sumber:
Base Resources Document API Publication 581

2.5.3.1 Analisis atau Pendekatan Kualitatif (*Qualitative Approach*)

Pada pendekatan kualitatif diperlukan input data yang berupa informasi deskriptif yang berasal dari pertimbangan engineering atau pengalaman untuk menganalisis peluang (*probability*) dan konsekuensi (*consequences*) kegagalan. Seringkali input berupa data pada range-range tertentu atau data diskrit, dengan demikian diperlukan penetapan aturan untuk menjamin konsistensi pada saat mengklasifikasi data. Hasil analisis risiko dengan pendekatan kualitatif berupa tingkatan risiko secara ordinal “tinggi (*high*)”, “menengah (*medium*)”, atau “rendah (*low*)”.

2.5.3.2 Analisis atau Pendekatan Kuantitatif(*Quantitative Approach*)

Penilaian risiko secara pendekatan kuantitatif merupakan suatu analisis risiko menggunakan metode terpadu terhadap informasi yang berhubungan dengan perancangan fasilitas (*facility design*), pelaksanaan operasional (*operational practise*), catatan operasional, kendala peralatan, tindakan personel, kerusakan fisik akibat kecelakaan, dan pengaruh negatif terhadap lingkungan dan kesehatan.

Analisis risiko secara kuantitatif menggunakan model logika yang menggambarkan kombinasi dari suatu kejadian yang dapat menyebabkan kecelakaan parah, dan model fisik yang menggambarkan progresi kecelakaan dan penyebaran material berbahaya ke dalam lingkungan. Permodelan tersebut digunakan untuk

menevaluasi tingkat risiko dan mengidentifikasi karakteristik mana yang berperan penting terhadap munculnya risiko. Pendekatan secara kuantitatif melakukan analisis yang lebih dalam, lengkap, dan terpadu bila dibandingkan dengan pendekatan kualitatif.

2.5.3.3 Analisis atau Pendekatan Semi-kuantitatif (*Semi-quantitative Approach*)

Pendekatan semi-kuantitatif adalah merupakan analisis yang menggabungkan kelebihan dari kedua pendekatan terdahulu yaitu pendekatan kualitatif dan kuantitatif. Pada pendekatan ini diharapkan waktu yang diperlukan untuk analisis tidak terlalu lama (kecepatan mendekati pendekatan kualitatif), sedangkan tingkat ketelitian dan kedalaman analisis cukup memadai (mendekati analisis kuantitatif). Hampir semua data yang digunakan pada analisis kuantitatif digunakan pada pendekatan ini, namun tidak terlalu detail. Sistem pemodelannya pun tidak seteliti pendekatan kuantitatif.

2.6. Analisis Peluang terjadinya kegagalan (*Likelihood analysis*)

Analisis peluang (*likelihood*) dimulai dengan mendapatkan data generik mengenai frekuensi kegagalan (*generic failure frequency*) dari masing-masing peralatan yang ada pada suatu pabrik atau fasilitas pengolahan. Data tersebut didapatkan dari data base yang tersedia (*base resources document*). Selanjutnya data generik frekuensi kegagalan tersebut dimodifikasi dengan faktor modifikasi peralatan (*modification equipment factor = F_E*) dan faktor hasil evaluasi sistem manajemen (*management system evaluation faktor = F_M*) untuk mendapatkan suatu nilai

frekuensi kegagalan terkoreksi (*adjusted failure frequency*) dengan formulasi sebagai berikut:

$$F_{\text{terkoreksi}} = F_{\text{generik}} \times F_E \times M \quad \dots \dots \dots \text{persamaan 2.2}$$

Dimana:

- $F_{\text{terkoreksi}}$ = nilai peluang terjadinya kegagalan yang terkoreksi
- F_{generik} = nilai peluang berasal dari database
- F_E = faktor modifikasi peralatan
- M = faktor evaluasi sistem manajemen

2.6.1 Frekuensi kegagalan generik (*generic frequency failure*)

Untuk menentukan besarnya peluang kegagalan yang sesungguhnya dalam suatu sistem fasilitas pengolahan diperlukan observasi langsung yang sudah barang tentu memerlukan waktu yang cukup lama. Namun demikian, kadangkala jangka waktu yang ditetapkan tidak memadai untuk mendapati kegagalan terjadi. Meskipun tidak terjadi pada peralatan yang kita amati, tetapi kita tahu berdasarkan pengalaman bahwa peluang (*probability*) terjadinya kegagalan akan selalu lebih besar dari nol, dan kesimpulannya adalah waktu operasional peralatan yang kita amati tadi belum cukup lama untuk mengalami kegagalan.

Selanjutnya untuk dapat memperkirakan peluang terjadinya kegagalan pada tahap awal dapat digunakan data generik frekuensi kegagalan (*generic failure frequency*). Data ini disusun berdasarkan catatan dari semua peralatan dalam pabrik (plant), literature, laporan terdahulu, dan data base yang tersedia secara komersial. Data generik frekuensi kegagalan adalah hasil kompilasi dari berbagai macam catatan

mencakup penilaian terhadap tingkat kerumitan instalasi, kode konstruksi, siklus hidup, faktor keselamatan, dan pemantauan getaran (*vibration monitoring*).

- d. Proses produksi, subfaktor ini akan melihat gambaran umum karakteristik operasional proses produksi. Hal-hal yang diperhatikan adalah kontinuitas dan stabilitas proses, serta menilai sistem peralatan penurun tekanan (*safety relief valve*).

Tabel 2.2
Frekensi Kegagalan Generik yang Disarankan

Equipment Type	Data Source (Ref.)	Leak Frequency (per year for four hole size)			
		¼ inch	1 inch	4 inch	Rupture
Centrifugal pump, single seal	1	6×10^{-2}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Centrifugal pump, double seal	1	6×10^{-3}	5×10^{-4}	1×10^{-4}	
Column	2	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Compressor, Centrifugal	1		1×10^{-3}	1×10^{-4}	
Compressor, Reciprocating	6		6×10^{-3}	6×10^{-4}	
Filter	1	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Fin/Fan Coolers	3	2×10^{-3}	3×10^{-4}	5×10^{-8}	2×10^{-8}
Heat Exchanger, Shell	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Heat Exchanger, Tube Side	1	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}
Piping, 0.75 inch diameter, per ft	3	1×10^{-6}			3×10^{-7}
Piping, 1 inch diameter, per ft	3	5×10^{-6}			5×10^{-7}
Piping, 2 inch diameter, per ft	3	3×10^{-6}			6×10^{-7}
Piping, 4 inch diameter, per ft	3	9×10^{-7}	6×10^{-7}		7×10^{-8}
Piping, 6 inch diameter, per ft	3	4×10^{-7}	4×10^{-7}		8×10^{-8}
Piping, 8 inch diameter, per ft	3	3×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 10 inch diameter, per ft	3	2×10^{-7}	3×10^{-7}	8×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 12 inch diameter, per ft	3	1×10^{-7}	3×10^{-7}	3×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping, 16 inch diameter, per ft	3	1×10^{-7}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Piping > 16 inch diameter, per ft	3	6×10^{-8}	2×10^{-7}	2×10^{-8}	2×10^{-8}
Pressure Vessel	2	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	5×10^{-6}
Reactor	2	1×10^{-4}	3×10^{-4}	3×10^{-5}	2×10^{-5}
Reciprocating Pumps	7	0.7	0.01	0.001	0.001
Atmospheric Storage	5	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	2×10^{-5}

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

2.6.3 Faktor Sistem Evaluasi Manajemen

Telah diketahui bahwa suatu sistem manajemen yang baik dan efektif akan mampu mencegah keluarnya material berbahaya dari suatu sistem proses produksi dengan cara menjamin keutuhan integrasi mekanik pada fasilitas produksi. Pada sistem RBI faktor sistem evaluasi manajemen (F_M) digunakan untuk melakukan koreksi terhadap angka frekuensi kegagalan generik. Angka ini dihasilkan dari evaluasi sistem manajemen dimana fasilitas produksi itu berada. Perbedaan lokasi dan sistem manajemen akan memberikan nilai yang berbeda. Namun pada suatu penilaian terhadap unit-unit atau peralatan yang dilakukan pada suatu fasilitas proses produksi dengan satu sistem manajemen akan memiliki angka F_M yang sama.

Sistem evaluasi manajemen yang digunakan *RBI* mengacu pada standard *PSM* (*Process Safety Management*) yang mencakup keseluruhan plant baik yang langsung maupun tidak langsung dapat mempengaruhi integritas mekanik peralatan produksi. Kategori dan daftar pertanyaan yang termuat dalam angket yang digunakan pada evaluasi sistem manajemen sesuai dengan petunjuk praktis yang dikeluarkan oleh API seperti tertera pada tabel 2.3. Daftar lengkap pertanyaan pada lampiran di bagian belakang tesis ini.

Tabel 2.3
Kategori Sistem Evaluasi Manajemen

Section	Title	Questions	Points
1	Leadership and Administration	6	70
2	Process Safety Information	10	80
3	Process Hazard Analysis	9	100
4	Management of Change	6	80
5	Operating Procedure	7	80
6	Safe Work Practice	7	85
7	Training	8	100
8	Mechanical Integrity	20	120
9	Pre-Startup Safety Review	5	60
10	Emergency Response	6	65
11	Incident Investigation	9	75
12	Contractors	5	45
13	Audits	4	40
TOTAL		101	1000

(Sumber: Base Resources Document API Publication 581)

2.7. Analisis Konsekuensi (*Consequences Analysis*)

Analisis konsekuensi (*consequences analysis*) merupakan bagian dari pelaksanaan RBI yang dimaksudkan untuk menetapkan peringkat risiko relatif bagi setiap peralatan. Analisis ini memiliki metode mulai dari yang sederhana (simple) hingga yang lengkap dan detail tergantung pada sasaran dan tujuannya. Hal lain yang akan mempengaruhi pemilihan metode analisis ini adalah tingkat kompleksitas dari suatu fasilitas yang akan di-assess.

Berikut ini adalah langkah-langkah yang harus dilakukan dalam melakukan analisis konsekuensi, antara lain:

1. Menentukan properti fluida yang ada di dalam sistem produksi (peralatan).
2. Pemilihan skenario macam-macam ukuran kebocoran.
3. Memperkirakan jumlah fluida yang akan terbuang (*release*) keluar sistem produksi.
4. Menghitung perkiraan laju alir fluida yang mengalir keluar sistem.
5. Menentukan jenis aliran (*continuous* atau *intermittent*)
6. Menentukan wujud fluida setelah release.
7. Menganalisis akibat yang ditimbulkan saat terjadinya kebocoran
8. Menentukan konsekuensi akibat kebocoran.

2.7.1 Properti Fluida

Pada suatu proses pengolahan gas, tiap-tiap bagian dari sistem aliran atau peralatan akan memiliki suatu komposisi fluida yang berbeda-beda, hal ini merupakan suatu konsekuensi dari fungsi pada masing-masing peralatan dan dipengaruhi oleh kondisi operasi tertentu (tekanan dan temperatur). Properti yang sering digunakan pada analisis ini terdiri dari:

1. Berat Molekul (*molecular weight*)
2. Massa Jenis (*density*)
3. Titik Didih Normal (*normal boiling point*)
4. Wujud pada kondisi ambient (*ambient state*)

5. CP gas

6. Auto Ignition Temperature

Untuk menentukan properti fluida yang terdiri dari bermacam-macam campuran senyawa dilakukan dengan menggunakan rumus:

$$\text{Property}_{\text{Mix}} = \sum X_i * \text{Property}_i \quad \dots \dots \dots \text{Persamaan 2.3}$$

Dimana:

$$\begin{aligned} X_i &= \text{fraksi mol dari masing-masing komponen} \\ \text{Property}_i &= \text{sifat property tiap-tiap komponen} \end{aligned}$$

Properti beberapa senyawa terdapat pada table 2.4 berikut ini.

Tabel 2.4
Properti fluida

Fluid	Molecular Weight	Densit y lb/ft ³	Normal Boiling Point °F	Ambient State	Cp Gas Constant A	Cp Gas Constant II	Cp Gas Constant C	Cp Gas Constant D	Auto Ignition Temperature °F
Cl-C2	23	5.639	193	Gas	12.3	1.150E-01	-2.370E-05	-1.300E-09	1,036
C3-C4	51	3.610	63	Gas	2.632	0.3188	1.347E104	1.466E-08	696
C6-C8	100	2.702	210	Liquid	-5.146	6.762E-01	-3.651E-04	7.658E-08	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	-8.5	1.010E+00	-5.560E-04	1.180E-07	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	-11.7	1.390E+00	-7.720E-01	1.670E-07	396
C17-C25	290	48383	651	Liquid	-22.4	1.990E+00	-1.120E-03	-2.530E-07	395
C2-5+	<22	56.187	981	Liquid	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07	396
H2	2	4.433	-423	Gas	27.1	9.270E-03	-1.380E-05	7.650E-09	752
H2S	34	61.993	-75	Gas	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.180E-08	500
HF	20	60370	68	Gas	29.1	6.610E-04	-2.030E-06	2.500E-09	32,000
Water	18	623	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	N/a
Stearin	18	623	212	Gas	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	N/a
Acid (low)	18	623	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/a
Acid (med.)	18	62.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/a
Acid (high)	1E	67.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	N/a
A.rotnz;ics	10	42.731	293.3	Liquid	-28.25	0.6159	-4.02E-04	9.94E-03	914
SR-rene	144	42.731	293.3	Liquid	-28.25	0.6159	-9.02E-04	9.94E-08	914

2.7.2 Ukuran lubang Kebocoran

Untuk melakukan perhitungan risiko dengan metoda RBI, harus diawali dengan penentuan ukuran simulasi lubang kebocoran. Pada kenyataan ukuran ini sudah pasti tidak akan tepat sama. Namun demikian, langkah ini cukup dapat memberikan gambaran terhadap akibat bila kebocoran terjadi.

Ukuran lubang kebocoran diklasifikasikan menjadi lubang kecil, lubang menengah, lubang besar, dan pecah. Pada tabel 2.4 dicantumkan beberapa kemungkinan ukuran lubang kebocoran. Namun demikian, pada kondisi tertentu ukuran tersebut sudah tidak sesuai lagi. Misalnya untuk sebuah pipa dengan ukuran diameter yang hanya 1" sudah tidak relevan lagi bila kita menggunakan semua ukuran lubang kebocoran yang ada di tabel 2.5, untuk kondisi ini hanya dibedakan menjadi 2 kriteria yaitu ukuran lubang $\frac{1}{4}$ " dan keadaan pecah.

Tabel 2.5

Ukuran Lubang Kebocoran yang Digunakan pada Analisis Kuantitatif RBI

Ukuran Lubang Kebocoran	Range	Nilai yang Mewakili
Kecil (small)	0 - $\frac{1}{4}$ "	$\frac{1}{4}$ "
Menengah (medium)	$\frac{1}{4}$ " - 2"	1"
Besar (large)	2" - 6"	4"
Pecah (rupture)	> 6"	diseduaikan dengan ukuran masing peralatan (maksimum 16")

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

2.7.3 Perkiraan Jumlah Material yang Keluar bila terjadi Kebocoran

Merupakan bagian dari prosedur RBI adalah menentukan jumlah kuantitas dari fluida yang akan keluar sesuai dengan skenario lubang kebocoran. Secara teori bahwa jumlah material yang akan keluar sesuai dengan isi yang ada di dalam masing-masing peralatan pada kondisi tekanan dan temperature tertentu, misalnya bila terjadi kebocoran pada pipa atau bejana tekan, jumlah material akan dihitung berdasarkan volume pipa diantara 2 valve isolasi. Sesungguhnya jumlah fluida yang akan keluar melalui lubang kebocoran juga dipengaruhi oleh kecepatan penutupan valve isolasi (*isolation valve*).

Mode operasi dari valve isolasi ini ada yang bekerja secara otomatis dan ada dioperasikan secara manual. Valve isolasi yang menutup secara otomatis biasanya bekerja berdasarkan adanya indikasi kebocoran yang ditandai dengan penurunan tekanan pada sistem perpipaan. Untuk mendeteksi adanya penurunan tekanan maka setiap sistem perpipaan akan dilengkapi dengan peralatan pengindera tekanan. Perubahan tekanan secara drastis akan memerintah sistem kontor untuk menutup valve isolasi. Sedangkan yang beroperasi secara manual, penutupan valve isolasi akan dilakukan oleh operator sesegera sesaat setelah diketahui terjadi kebocoran.

Pada pendekatan kuantitatif *RBI*, perhitungan jumlah fluida yang akan keluar dari sistem tidak menggunakan model hidrolik yang detail, cukup menggunakan metode sederhana namun dapat memberikan suatu gambaran yang realistik mengenai jumlah fluida yang keluar dari sistem saat terjadi kebocoran. Saat mengevaluasi suatu

peralatan, perhitungan jumlah fluida (*inventory*) harus mencakup beberapa peralatan yang terhubung secara aliran pada peralatan tersebut.

2.7.4 Perhitungan Laju Alir Kebocoran

Pada analisis konsekuensi *RBI* (*RBI consequences analysis*) pengeluaran fluida dari sistem perpipaan/peralatan dibedakan menjadi 2 jenis, yaitu:

- a. Instantaneous disebut juga *puff release*, pengeluaran fluida yang cukup banyak dan terjadi secara cepat, fluida menyebar secara utuh seperti awan, sering terjadi pada pipa yang pecah
- b. Continuous disebut juga *plume release*, pengeluaran fluida yang relatif lebih lama, penyebarannya akan membentuk elip yang memanjang (tergantung pada cuaca), biasa terjadi pada kebocoran kecil dan sedang.

Jenis kebocoran ini dapat ditentukan dengan melakukan perhitungan laju alir kebocoran (*release rate calculation*), dari hasil perhitungan tersebut dapat ditentukan jenis kebocorannya (*puff* atau *plume*). Laju alir kebocoran tergantung pada sifat fisik material, wujud awal fluida, dan kondisi proses. Pemilihan rumus perhitungan didasarkan pada wujud awal dari fluida yang ada di dalam peralatan. Rumus perhitungan laju alir kebocoran tercantum di dalam lampiran 1.

2.7.5 Menentukan Jenis Aliran

Pada metoda *RBI* jenis aliran kebocoran dibedakan menjadi aliran terus-menerus (*continue*) dan aliran sesaat namun dalam jumlah yang relative banyak (*'instantaneous'*). Penentuan jenis aliran didasarkan pada kriteria berikut ini:

- a. Bila ukuran lubang kebocoran lebih kecil dari $\frac{1}{4}$ inchi, maka jenis alirannya adalah *continue*.
- b. Untuk ukuran lubang kebocoran lebih besar dari $\frac{1}{4}$ inchi, jenis aliran ditentukan sesuai dengan jumlah material yang dikeluarkan dalam kurun waktu tertentu. Bila jumlah material yang keluar kurang dari 10000 pound dalam waktu 3 menit maka aliran kontinue, namun bila dalam kurun waktu 3 menit jumlahnya lebih besar dari 10000 pound aliran *instantaneous*.
- c. Seluruh laju alir kebocoran yang kecil dikategorikan sebagai aliran *continue*.

2.7.6 Menentukan Wujud Akhir Fluida

Karakter penyebaran fluida yang keluar dari lubang kebocoran sangat tergantung pada wujud (misalnya dalam bentuk uap atau cairan) zat tersebut pada lingkungan. Berdasarkan data properties suatu fluida, bila wujudnya tetap saat terjadi perubahan parameter dari kondisi operasi menuju kondisi ambient, maka dapat dipastikan wujud akhir fluida kebocoran akan tetap sesuai dengan kondisi semula, misalnya kondisi awal adalah berwujud gas, maka pada saat fluida tersebut keluar ke

lingkungan akan tetap berwujud gas. Tetapi bila suatu fluida memiliki kecenderungan terjadi perubahan wujud, maka cara sederhana pada tabel 2.6 dapat digunakan sebagai acuan.

Tabel 2.6
Petunjuk untuk menentukan wujud akhir fluida kebocoran

Wujud Pada Kondisi Operasi	Wujud Pada Kondisi Ambient	Wujud Akhir Fluida Setelah Release
gas	gas	gas
gas	cairan	gas
cairan	gas	gas jika titik uapnya < dari 80°F, bila tidak wujudnya cairan
cairan	cairan	cairan

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

2.7.7 Evaluasi akibat yang ditimbulkan bila terjadi kebocoran

Evaluasi terhadap segala kemungkinan akibat yang ditimbulkan saat terjadinya kebocoran adalah merupakan tahapan akhir yang dilakukan pada analisis konskuensi. Pada tahapan ini dilakukan evaluasi berbagai macam cara mitigasi untuk mendapatkan metode yang efektif dalam meminimalisasi konsekuensi yang timbul akibat kebocoran sistem.

Ada 2 parameter penting yang perlu ditentukan untuk mengevaluasi kondisi atau response saat setelah terjadinya kebocoran, yaitu: waktu durasi pengeluaran fluida, dan reduksi penyebaran fluida berbahaya. Prosedur mitigasi disesuaikan dengan konskuensi yang bakal ditimbulkan untuk masing-masing spesifikasi bahan

yang diolah. Berikut ini adalah pendekatan-pendekatan teknis untuk meminimalkan akibat sesuai dengan potensi dari masing-masing fluida yang akan keluar saat terjadi kebocoran:

- a. Kebakaran (*flammable*), untuk membatasi jumlah fluida yang mudah terbakar keluar dari sistem peralatan atau perpipaan digunakan valve isolasi (*isolation valves*) pada tiap-tiap bagian sistem. Hal ini dapat membantu mengurangi jumlah material yang dikeluarkan saat terjadi kebocoran.
- b. Keracunan (*toxic*), jangka waktu pengeluaran fluida ditentukan oleh sistem deteksi dan isolasi, jangka waktu pengeluaran akan menentukan konsekuensi akibat yang ditimbulkan. Peralatan mitigasi, seperti sistem tirai air akan membantu menurunkan tingkat konsekuensi.
- c. Pencemaran lingkungan (*environment*'), ada 2 cara untuk mengurangi konsekuensi pencemaran lingkungan akibat kebocoran pada sistem perpipaan atau peralatan pada suatu pabrik, yaitu: dengan memasang penghalang (*barrier*) yang dapat menampung kebocoran, dan pemasangan sistem deteksi dan isolasi sehingga mampu membatasi jumlah material yang keluar melalui lubang kebocoran.

2.7.8 Menentukan Konsekuensi Akibat Kebocoran

Sebelum menentukan konsekuensi akibat dari suatu kebocoran, metode analisis RBI akan memprediksikan hasil (*outcome*) dari pengeluaran fluida dengan

berdasarkan pada perilaku fisik dan kimia dari masing-masing material berbahaya. Hasil atau akibat langsung dari pengeluaran fluida tergantung pada sifat alamiah dan properties tiap-tiap material. Penjelasan singkat mengenai beberapa peluang hasil (*outcome*) dari bermacam-macam kejadian akibat pengeluaran fluida melalui lubang kebocoran adalah sebagai berikut:

- a. Kebakaran, timbul karena adanya reaksi fluida yang keluar dari lubang kebocoran dengan oksigen di udara. Karakteristik kebakaran akan ditentukan oleh jenis dan jumlah material yang keluar.
- b. Keracunan, adalah suatu konsekuensi akibat keluarnya zat-zat yang berbahaya (beracun) dari instalasi pengolahan (pabrik) melalui lubang kebocoran. Zat-zat tersebut antara lain: amonia (NH_3), hidrogen sulfida (H_2S), dan zat-zat beracun lainnya.
- c. Hilangnya peluang bisnis (*bisnis interruption*), dengan adanya kebocoran pada fasilitas produksi pada akhirnya akan mengakibatkan hilangnya peluang bisnis, atau dengan kata lain akan menimbulkan kerugian secara ekonomi.

BAB 3

KERANGKA KONSEPTUAL

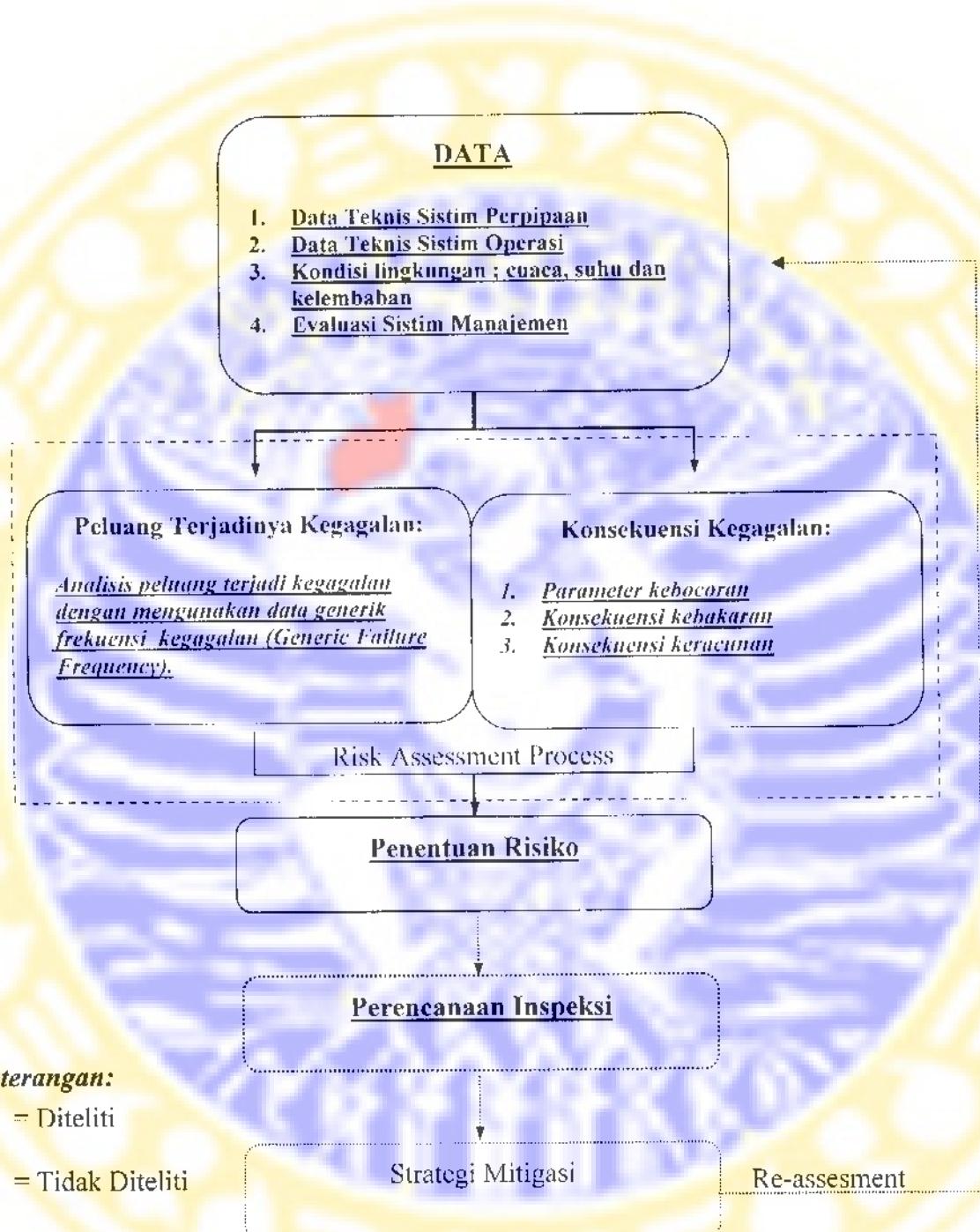
Sebagai bagian dari implementasi pelaksanaan Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja adalah melaksanakan program pengendalian risiko. Secara garis besar program pengendalian risiko diawali dengan melakukan penilaian risiko (*risk assessment*), dilanjutkan dengan perencanaan dan penerapan strategi mitigasi.

Tingkat risiko ditentukan 2 faktor, yang pertama adalah faktor peluang (*likelihood*) atau kemungkinan kegagalan suatu sistem akan terjadi; yang kedua adalah konsekuensi (*consequence*), yaitu sesuatu akibat atau kerugian yang harus ditanggung bila akibat dari risiko itu terjadi. Risiko yang dimaksud dalam hal ini adalah terjadi kebocoran pada fasilitas produksi sehingga fluida keluar dari sistem produksi.

Penilaian tingkat risiko didasarkan pada tersedianya data-data atau informasi yang berkaitan dengan hal-hal berikut: model kegagalan peralatan, data rancangan, data proses, pelaksanaan inspeksi dan catatan operasi, serta kondisi lingkungan dimana fasilitas itu berada. Dengan data-data tersebut maka dapat ditentukan suatu nilai peluang relatif dan tingkat keparahan akibat terjadinya suatu kegagalan pada sistem atau unit tertentu.

Pada penelitian ini, penentuan tingkat risiko dilakukan dengan metode yang diperkenalkan oleh *American Petroleum Institute* (API) yaitu program inspeksi

berdasarkan risiko (*Risk Based Inspection*) dengan menggunakan alat bantu program komputer.



Gambar 3.1
Kerangka konsep penelitian

BAB 4

METODE PENELITIAN

4.1. Rancang Bangun Penelitian

Berdasarkan pada tempatnya, penelitian ini dikategorikan sebagai observasional lapangan dengan pendekatan semi-quantitatif. Hasil dari penelitian ini diharapkan akan memberikan penjelasan (*deskripsi*) mengenai tingkat risiko pada sistem perpipaan fasilitas pengolahan gas (*gas plant*) Wunut.

Tidak ada perlakuan objek pada penelitian ini (*ex post facto*), pengumpulan data dilakukan secara cross-sectional.

4.2. Objek Penelitian

Objek penelitian adalah sistem perpipaan pada fasilitas pengolahan gas ('*Gas dehydration Plant*') di lapangan Wunut. Sistem tersebut meliputi unit pemisahan gas ('*separator*'), unit kolom kontak (contactor unit), unit meter (*metering unit*), dan sistem perpipaan utama yang menghubungkan masing-masing peralatan tersebut.

4.3. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilaksanakan di fasilitas pengolahan gas alam Wunut, Kecamatan Porong Kabupaten Sidoarjo. Penelitian dilaksanakan pada bulan Januari sampai dengan Februari 2005.

4.4. Variabel Penelitian

1. Data teknis sistem perpipaan.

2. Data teknis operasional
3. Peluang kegagalan (*likelihood*).
4. Konsekuensi kegagalan (*consequences*).
5. Tingkat Risiko (*risk level*).

4.5. Definisi Operasional Variabel Penelitian

1. Sistem Perpipaan Utama, adalah pipa pengalir gas yang memiliki diameter sama dengan atau lebih besar dari 6" dengan tekanan operasi sama dengan atau lebih besar dari 250 psig, dan berfungsi menyalurkan gas dari titik awal proses pengolahan sampai dengan titik penyaluran.
2. Spesifikasi teknis dari sistem perpipaan:
 - a. *Diameter pipa*; adalah ukuran diameter nominal pipa dengan satuan **inch** (British standard)
 - b. *Ketebalan pipa* (thickness); ukuran ketebalan pipa dengan satuan **inch** (British Standard).
 - c. *Material*; jenis bahan yang digunakan untuk membuat pipa. Masing-masing bahan memiliki tingkat kekuatan dan daya tahan yang berbeda. Contoh: Carbon Steel, Stainless Steel.
3. Data teknis operasional:
 - a. *Fluida*, jenis bahan yang mengalir di dalam pipa. Wujud dari senyawa kimia yang mengalir di dalam pipa dapat berupa gas, cairan, atau campuran antara keduanya.

- b. *Tekanan operasi*, adalah besaran yang menunjukkan besar gaya mekanik yang menekan pipa secara homogen keseluruh penjuru, satuan yang digunakan adalah psi = *pound per square inch* (*British Standard*).
- c. Suhu operasi, adalah besaran yang menunjukkan temperatue fluida didalam sistem perpipaan. Satuan yang digunakan adalah °F (*British Standard*).
4. *Likelihood*, menunjukkan peluang (*probability*) munculnya kegagalan. Pada penelitian ini digunakan analisis semi-kuantitatif untuk menentukan katagori *Likelihood*. Sesuai dengan petunjuk yang ada pada *API Publication 581*, katagori Likelihood ditentukan oleh angka *TMSF* seperti tampak pada tabel 4.1. Angka *TMSF* didapatkan dari hasil perhitungan dan tabulasi seperti yang tercantum pada lampiran 1 (tabel G-7 API Publication 581). Penentuan *TMSF* pada penelitian ini menggunakan program komputer sebagai alat bantu.

Tabel 4.1
Katagori *Likelihood*

Kategori 'Likelihood'	TMSF (technical mudule subfactor)
1	< 1
2	1 - 10
3	10 - 100
4	100 - 1000
5	> 1000

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

5. *Consequence*, sesuai dengan petunjuk yang ada pada API Publication – 581 Appendix-B analisis semi-kuantitatif dinyatakan bahwa katagori *Consequence* ditentukan oleh hasil perhitungan jumlah material yang akan keluar bila terjadi kebocoran. Lembar analisis dan perhitungan *Consequence* terdapat pada lampiran 3 di bagian belakang prosposal ini. *Likelihood weighted average area* merupakan hasil akhir dari perhitungan atau analisis *Consequence* pada lampiran tersebut. Tabel 4.2 berikut ini menunjukkan kategori *Consequence* sesuai dengan jumlah material yang akan dikeluarkan saat terjadinya kebocoran. Penentuan *Likelihood Weighted Average Area* pada penelitian ini menggunakan program komputer sebagai alat bantu.

Tabel 4.2
Katagori *Consequence*

Kategori 'Consequence'	Likelihood Weighted Average Area'
A	< 10 ft ²
B	10 – 100 ft ²
C	100 – 1000 ft ²
D	1000 – 10000 ft ²
E	> 10000 ft ²

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

6. Tingkat Risiko, pada penelitian ini penentuan tingkat risiko didasarkan pada analisis semi-quantitatif dari hasil penilaian (*assessment*) peluang (*likelihood*) terjadinya kegagalan dan penilaian tingkat konsekuensi (*consequency*).

4.6. Teknik Pengumpulan data

1. Data primer meliputi:
 - a. Observasi langsung ketempat penelitian untuk mengetahui proses produksi dan sistem kerja.
 - b. Wawancara dengan bagian manajemen lini (supervisor dan pimpinan lapangan) untuk melakukan evaluasi sistem manajemen yang berkaitan dengan pelaksanaan pengelolaan dan pengendalian risiko.
 - c. Pengumpulan data operasi yang didapatkan dari pembacaan pada peralatan instrumentasi yang terpasang di lapangan dan / atau di ruang kontrol (*control room*). Data yang dimaksud antara lain pembacaan tekanan operasi, temperatur, komposisi gas dan laju alir gas (*gas flow rate*).
2. Data Sekunder:

Data teknis rancangan, spesifikasi sistem perpipaan, laporan inspeksi, catatan operasi diambil dari dokumentasi supervisor dan grup engineering.

4.7. Instrumen Pengumpulan Data

Instrumen pengumpulan data yang digunakan adalah sebagai berikut:

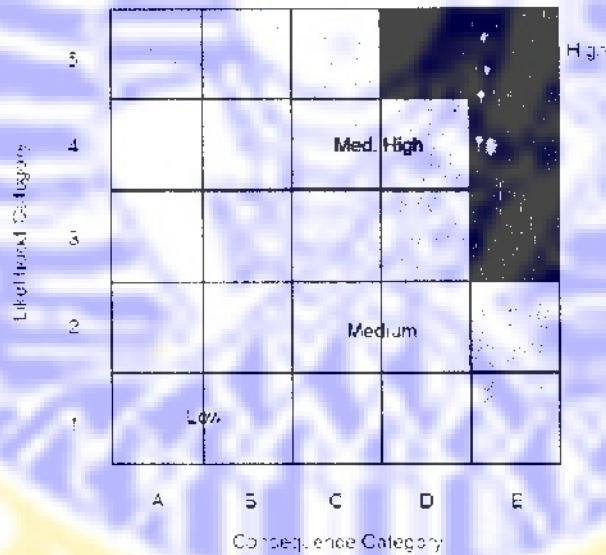
- a. Pengumpulan data primer, data primer terdiri dari dua jenis yaitu:

- i. Data operasi, merupakan hasil pembacaan parameter-parameter proses produksi pada peralatan instrumentasi di lapangan (*gas plant*).
 - ii. Sistem manajemen, melakukan wawancara dengan bagian HSE dan Pimpinan Lapangan untuk melakukan skoring terhadap evaluasi sistem manajemen. Terdapat 101 item kuisioner yang meliputi hal-hal yang terkait dengan pengelolaan fasilitas (*plant management*), operasional (*operations*), pemeliharaan (*maintenance*), sistem keselamatan (*safety*), inspeksi (*inspections*), pelatihan (*training*), dan engineering. Jawaban pertanyaan terdiri dari ‘Ya’, ‘Tidak’, jawaban pilahan ‘a’, ‘b’, atau ‘c’, dan prosentasi kelengkapan sesuai dengan yang tertera dalam daftar kuisioner. Setiap jawaban akan diberi bobot berdasarkan kesesuaian dan tingkat kepentingannya. Nilai tertinggi adalah 1000, nilai akhir berupa prosentasi nilai yang dicapai terhadap nilai tertinggi. Selanjutnya nilai akhir evaluasi sistem manajemen dikonversi untuk digunakan sebagai faktor koreksi pada analisis kuantitatif penentuan peluang kegagalan (*likelihood*). Standar penilaian dan daftar pertanyaan lengkap sesuai dengan petunjuk yang dikeluarkan oleh API PUBLICATION 581.
- b. Data sekunder yang terdiri dari spesifikasi teknis sistem perpipaan, diagram proses diambil dari grup engineering, sedangkan catatan

operasi dan perawatan dari sistem dokumentasi grup produksi dan pemeliharaan (*Production & Maintenance group*).

4.8. Analisis Data

Analisis data yang dilakukan pada penelitian ini didasarkan pada metode yang tertuang pada API PUBLICATION 581 dan API RECOMMENDED PRACTICE 580 untuk melakukan analisis kuantitatif terhadap peluang (*likelihood*) dan konsekuensi (*consequence*) kegagalan. Selanjutnya untuk menentukan tingkat risiko didasarkan pada analisis semi-quantitatif dari hasil penilaian (*assessment*) peluang (*likelihood*) terjadinya kegagalan dan penilaian tingkat konsekuensi (*consequence*) dengan menggunakan matrix 5 X 5, seperti tampak pada gambar 4.1.



Gambar 4.1
Semi-Quantitative Risk Matrix

BAB 5

ANALISIS HASIL PENELITIAN

5.1 Gambaran Umum Perusahaan

LAPINDO BRANTAS, INC adalah suatu perusahaan milik orang Indonesia yang dibentuk pada tahun 1996 dengan membeli saham milik HUFFCO dan menjadi Operator dari Kontrak Production Sharing (KPS) Blok Brantas, Jawa Timur. Kepemilikan saham Lapindo terbagi menjadi:

- a. 50 % Novus Australia
- b. 50 % EMP Indonesia.

KPS Brantas pada awalnya mempunyai wilayah kerja seluas 15.000 KM², yang diberikan pada tahun 1990 oleh BP MIGAS. Saat ini wilayah kerja KPS Brantas tinggal 7.500 KM². KPS Brantas sudah melakukan lima pemboran eksplorasi sejak 1993 sampai tahun 1994. Dari usaha-usaha eksplorasi ini di temukan Lapangan Gas Wunut yang terletak di kecamatan Porong, kabupaten Sidoarjo. Lapangan Wunut dinyatakan komersil dan sudah berproduksi mulai bulan Januari 1999, tepatnya yaitu tanggal 25 Januari 1999.

Lapindo Brantas, Inc. telah merencanakan pemanfaatan sumberdaya alam gas bumi di Blok Brantas, yang meliputi Lapangan Wunut, Carat, Ketingan dan Tanggulangin. Lokasi lapangan pengembangan gas bumi tersebut tersebar di wilayah kabupaten Sidoarjo, Mojokerto dan Pasuruan, Propinsi Jawa Timur.

Letak lapangan gas bumi Wunut, Carat, Ketingan dan Tanggulangin sangat ideal dan memungkinkan menjadi pemasok gas untuk PGN di Jawa Timur.

BP Migas Lapindo Brantas, Inc memproduksi gas dari Lapangan Gas Bumi Wunut, Blok Brantas, Jawa Timur dan memprosesnya di fasilitas *Central Processing Facilities* di arca sumur Gas Wunut # 1, dan kemudian mendistribusikannya ke pelanggan yaitu Perusahaan Gas Negara (PGN) melalui pipa 8 inchi. Pipa yang berdiameter 8 inchi ini menyalurkan gas rata-rata 40 MMSCFD dengan tekanan rata-rata 400 Psig, pada temperatur rata-rata 81°F. Sedangkan pipa yang didistribusikan ke industri-industri mulai arca CPF sepenuhnya dimiliki dan dioperasikan oleh PGN.

Selain hal di atas, dilakukan pula pemboran sumur pengembangan hingga mencapai jumlah 45 buah sumur yang akan dilakukan dalam jangka waktu antara tahun 2003 hingga 2007 mendatang. Untuk saat ini, Lapindo Brantas, Inc. telah memiliki 11 sumur yang telah berproduksi yang terletak antara lain pada Kelurahan Rejeni, Plosokerto, Waung, Kedungboto, Candipari, Wunut dan Gedang. Kesebelas sumur pengembangan tersebut terletak di lokasi Lapangan Wunut (Wunut# 1 – Wunut# 11, termasuk Wunut 1A, #2, #4 sampai dengan #10). Lapindo Brantas, Inc. saat ini juga sedang melakukan pemboran di lokasi W# 6 yang terletak di Kelurahan Candipari.

Gas Lapangan Wunut adalah gas Thermogenic dan kering dengan kandungan *Methan* lebih dari 95% tanpa *H2S* dan sedikit *CO2*. Lapangan Gas Wunut mempunyai reservoir batuan Vulkanistik dengan lapisan gas di kedalaman

dari 600 kaki sampai 3000 kaki. Tekanan formasi lapangan Wunut berkisar dari 400 sampai 1400 psi.

Sampai saat ini, pihak Lapindo Brantas, Inc. memiliki hasil produksi gas sebanyak ± 70 MMSCFD (Million Metric Standard Cubic Feet Day) yang berarti menghasilkan kapasitas gas bumi sebanyak ± 70.000.000 ft³/ day. Akan tetapi, Lapindo Brantas, Inc. akan terus mengembangkan produksinya sampai bisa mencapai kapasitas produksi gas sebesar ± 100 MMSCFD.

5.1.1 Uraian Kerja di Fasilitas Pengolahan Gas Wunut (*“Wunut Gas Plant”*).

Kegiatan utama pada fasilitas pengolah gas Wunut adalah memproduksi gas alam yang berasal dari sumur-sumur gas melalui proses tertentu hingga menjadi gas alam yang memenuhi spesifikasi penjualan. Gas tersebut kemudian dialirkan menuju jaringan pipa milik PT.PGN yang merupakan pelanggan tunggal yang akan mendistribusikan gas alam tersebut sampai ke para pengguna. Pengguna gas alam terdiri dari sektor industri dan perumahan dalam wilayah Kabupaten Sidoarjo, Mojokerto, Pasuruan, Probolinggo, Gresik dan Kota Surabaya.

Untuk menjalankan aktifitas produksinya, terdapat beberapa bagian yang menjadi unsur pendukung utama, antara lain:

1. Health, Safety and Environment (HSE)

HSE bertugas untuk menyelenggarakan sistem safety dan lingkungan di seluruh bagian area kerja Lapindo Brantas, Inc. Kegiatannya adalah menjalankan program Kesehatan dan Keselamatan Kerja di seluruh area kerja

dan menangani masalah lingkungan yang berhubungan dengan operasional Lapindo. Tujuan HSE adalah untuk mengupayakan Lapindo sebagai perusahaan yang angka kecelakaannya nol (zero Accident) dan menjaga kualitas lingkungan pada kondisi yang aman.

2. Bagian Hubungan Masyarakat (External)

Bertugas untuk menjembatani Lapindo dengan masyarakat di sekitar wilayah operasional Lapindo. Bentuk kegiatannya adalah melakukan kegiatan sosial bagi masyarakat sekitar sebagai bentuk kepedulian Lapindo. Juga melakukan analisis jika terjadi kerusakan yang disebabkan oleh operasi Lapindo pada masyarakat sekitar.

3. Bagian Administrasi

Bertugas menjalankan semua urusan yang berhubungan dengan administrasi dan kepegawaian di lapangan.

4. *Ware House*

Adalah tempat penyimpanan alat-alat kerja dan material untuk kegiatan operasional dan pengeboran di Lapindo. Seluruh barang-barang dan peralatan yang dibeli administrasinya dikelola oleh bagian ini.

5. *Facilities and Construction*

Mendesain dan membangun pengembangan fasilitas produksi seiring dengan bertambahnya gas yang diproduksi dan luasnya daerah operasi. Bagian ini terdiri dari seksi perencanaan dan seksi proyek.

6. *Labor*

Merupakan kru yang bertugas mempersiapkan lokasi pengeboran seperti kolam lumpur, pembuatan pagar di sekeliling area pengeboman.

7. *Production And Maintenance*

Pada bagian produksi, gas bumi dimurnikan menjadi gas kering yang kemudian dipasok ke PGN. Sedangkan bagian maintenance bertugas untuk mengurus masalah-masalah yang berhubungan dengan perbaikan peralatan dan pemeliharaan peralatan di bagian produksi.

5.1.2. Proses Pengolahan Gas

Sistem operasi fasilitas pengolahan gas Wunut ('*Wunut Gas Plant*') menggunakan kombinasi antara mekanisme otomatis (dengan sistem komputerisasi) dan manual. Sistem komputer digunakan untuk melihat tekanan tanki gas yang sedang bekerja dan dioperasikan dari *Control Room*. Komputer yang digunakan hanya bisa menerima informasi (1 arah), dan jika terjadi kondisi yang tidak memenuhi standart, sebagai *feedbacknya* tenaga kerja akan mendatangi tempat kerja untuk mengembalikan ke kondisi normal. Sedangkan mekanisme manual dilakukan untuk memeriksa tekanan Wells Production dan mengecek kondisi alat kerja. Tenaga kerja melakukan pengecekan terhadap tekanan sumur setiap 3 jam sekali yang lebih dikenal dengan istilah *reading*, tekanan gas, temperatur, dan *gas rate* harus selalu dikontrol karena jika tekanannya terlalu tinggi ataupun terlalu rendah akan mempengaruhi jalannya proses produksi.

Proses pengolahan gas alam di fasilitas pengolahan gas Wunut terdiri dari beberapa sub proses sebagai berikut:

Inlet Manifold

Proses Pemisahan (Separation System)

Compressors

Glycol Dehydration System (GDU)

Meter Pengukur (Custody Meter)

Gas Flaring System

Liquid Product System

Liquid Disposal System

1. Inlet Manifold

Gas dari beberapa sumur baik dari Wunut 1 (W#1A SS, W#A LS & W#1 SS), East Trunkline (W#2 LS, W#4 SS, W#4 SS, W#5 SS, W#5 LS, W#6SS, W#6 LS, W#7 SS, W#7 LS) dan West Trunkline (W#3 LS, W#8 SS, W#8 LS, W#8 SS, W#9 LS, W#10 LS) ditransportasikan melalui pipeline 8" menuju masing-masing Receiver Trunkline tersebut. Trunkline terdiri dari peralatan-peralatan sebagai berikut:

1. L-090A: HP Pig Launcher (West)
2. R-100 A : HP Pig Receiver (West)
3. L-090 B : HP Pig Launcher (East)
4. R-100B : HP Pig Receiver (East)
5. L-090 C : HP Pig Launcher (East)

6. R-100C : LP pig Receiver (East)

Pada East Trunkline mempunyai 2 (dua) system yaitu HP dan LP System, sedangkan dari Wunut 1 dari masing-masing flowline-nya yaitu dari HP Header akan dialirkan menuju HP Separator Header dan dari LP Header akan dialirkan menuju LP Separator Header.

2. Proses Pemisahan (*Separation System*)

Pada Upgrading ke 80 MMSCFD akan terdiri dari *High Pressure* (HP) dan *Low Pressure* (LP) system, tetapi specification untuk *Low Pressure* (LP) disamakan dengan specification *High Pressure* (HP). Piping system harus bisa interchange dari HP ke LP system atau sebaliknya.

LP Separator mempunyai tekanan desain yang sama dengan HP Separator dan didesain sesuai dengan *compression scenario* yang dibutuhkan sehingga mampu untuk meng-accommodate variasi jumlah gas dari 70 MMSCFD – 40 MMSCFD dan variasi tekanan gas dari 425 psig – 100 psig .

Gas dari HP Header Separator dialirkan menuju HP Separator (V.110 A) sedangkan gas dari LP Separator Header akan dialirkan menuju LP Separator (V.110 B). Pada Separator ini gas dipisahkan dari air bebas dan hidrokarbon liquid yang akan dialirkan menuju liquid Tank (V.130). Gas dari HP Separator pada tekanan sekitar 400 psig selanjutnya akan mengalir ke 12" GDU Inlet Header sedangkan dari LP Separator akan mengalir menuju kompresor untuk

dinaikkan tekanannya menjadi 425 psig yang selanjutnya akan mengalir ke 12" GDU Inlet Header.

Gas dari outlet HP Separator dirancang secara manual bisa dialirkan menuju LP Separator Header apabila tekanan pada sumur-sumur gas tekanan tinggi telah mengalami penurunan. Pada LP Separator dilengkapi dengan 2" PCV sebagai blowdown untuk antisipasi adanya build up pressure apabila gas yang diambil PGN mengalami penurunan.

3. Sistem Penaik Tekanan ("Gas Compression System")

Pada tahap awal Wunut Plant Upgrading ke 80 MMSCFD akan dibutuhkan 2 buah Gas compressor dengan kapasitas masing-masing 30 MMSCFD dan pada akhirnya akan dibutuhkan 4 buah Gas Compressor. Gas Compressors ini didesain bisa beroperasi untuk 2 stage compression tetapi pada tahap awal akan beroperasi dengan 1 stage compression karena tekanan hisapnya masih tinggi (Compression Ratio masih rendah).

Tekanan hisap Kompresor sesuai dengan scenario didesain mampu untuk menerima tekanan 250 psig, 200 psig, 150 psig dan 100 psig dengan discharge 425 psig dan dengan volume yang bervariasi pula sesuai dengan tekanan hisapnya yaitu 30 MMSCFD, 25 MMSCFD, 15 MMSCFD dan 12 MMSCFD.

Gas dari LP Separator dialirkan menuju Kompresor untuk dinaikkan tekanannya menjadi 425 psig untuk memenuhi optimum operasi pada Glycol Dehydration Unit dan akan mengalir menuju 12" GDU Inlet Header dan bergabung dengan gas tekanan tinggi dari HP Separator.

Gas Kompressor ini didesain aman (*fail safe*) dan dilengkapi dengan standard shutdown system. Gas Kompresor ini juga dilengkapi dengan speed kontrol untuk mengantisipasi apabila ada build up pressure pada discharge-nya (GDU) pada saat kebutuhan PGN menurun.

4. Unit Dehidrasi (*Dehydration Unit*)

Glycol Dehydration Unit ini akan dioperasikan dengan kondisi dan kapasitas yang optimum untuk meningkatkan kehandalan operasinya. Kapasitas Optimum Glycol Dehydration Unit pada tekanan 400 psig adalah 50 MMSCFD dengan temperature inlet gas masuk Kontaktor ('*absorber*') diharapkan sekitar 90 - 100 °F.

Proses dehydrasi/pengerengan gas adalah sangat sederhana. Gas Basah 80 MMSCFD dengan tekanan 400 psig dan 100 °F dari 12" GDU Inlet Header dialirkan menuju masing-masing Inlet Kontaktor/Absorber pada GDU 200 dan GDU 500. Pada Glycol Kontaktor yang mempunyai 6 buah Bubble Tray, gas basah yang mengalir dari bagian bawah Kontaktor dikontakkan dengan Lean Glycol (Lean TEG) yang mengalir dari bagian atas Kontaktor dari Tray ke Tray dan Glycol mengabsorpsi/menyerap air dari gas basah. Gas yang telah diserap airnya menjadi gas kering meninggalkan Glycol Kontaktor menuju Glycol Scrubber untuk memisahkan gas dari carry over Glycol dan selanjutnya gas kering dialirkan menuju Custody Meter untuk mengetahui jumlah volume gas yang dikirim ke PGN. Temperature gas kering yang meninggalkan Glycol Kontaktor umumnya akan naik 3 – 5 °F karena terjadi proses eksoterm pada Glycol

Kontaktor. Sesuai dengan GSA (*Gas Sales Agreement*) dengan PGN gas kering yang dijual ke PGN harus memenuhi dew point tertentu dan kandungan air maksimal 20 lb/mmscf. Gas kering dengan kandungan air 20 lb/mmscf pada tekanan 400 psig mempunyai dew point 44 °F dan temperatur perkiraan pembentukan hidrat adalah 50 °F.

Rich Glycol (TEG yang telah menyerap air) meninggalkan Glycol Kontaktor dari bagian bawah menuju *Regenerator / Reboiler*. *Rich Glycol* dilewatkan melalui *Coil Tube* pada *Glycol Still Column* pada *Glycol Regenerator* (G-250/550) sebelum mengalir menuju Flash Separator (V.280/580). Pada Flash Separator yang mempunyai tekanan operasi 65 psig, rich glycol dipanaskan oleh lean glycol panas dari *Regenerator* melalui *Coil Tube* dan dipisahkan dari hidrokarbon yang terikut. *Rich Glycol* selanjutnya mengalir menuju *Catridge* dan *Charcoal Filter* untuk menyaring kondensat dan impuritics lainnya yang terikut. Selanjutnya *Rich Glycol* mengalir menuju *Tube Side Glycol/Glycol Exchanger* (E-270/570) untuk menyerap panas Lean Glycol yang mengalir melalui *Shell Side* dari *Glycol/Glycol Exchanger*. Untuk menghilangkan air, maka Rich Glycol dari *Glycol/Glycol Exchanger* dengan temperatur sekitar 200-250 °F dialirkan menuju *Regenerator* melalui *Still Column* yang mempunyai 4 bubble tray.

Rich Glycol pada *Regenerator* dipanaskan pada temperatur sekitar 350 – 380 °F untuk menghilangkan airnya dan untuk memperoleh kemurnian glycol 98.5 %. Glycol dengan kemurnian 98.5% ini selanjutnya disebut *Lean Glycol*. *Lean Glycol* dari *Regenerator* dialirkan menuju *Coil Tube* pada *Flash Separator* untuk memanaskan *Rich Glycol*. Dari *Flash Separator* *Lean Glycol* mengalir

menuju *Glycol/Glycol Exchanger* untuk melepaskan sebagian panasnya dan akan diserap oleh Rich glycol. Selanjutnya *Lean Glycol* mengalir menuju *Glycol Surge Drum* (V.260/560) dan dipompa menuju Glycol Kontaktor (V.210/510) melalui *Lean Glycol Cooler* (E-230/530) untuk didinginkan. Agar proses penyerapan air pada Kontaktor berlangsung aman dan effisien maka temperature *Lean Glycol* harus diatur 10-20 diatas temperature inlet gas masuk Kontaktor.

Untuk menjaga agar operasi *Glycol Dehydration Unit* bisa optimum dan mencegah agar kehilangan glycol akibat carry over dapat diminimalkan maka pada downstream GDU ini dilengkapi *Overide Control* (FCV). Pada FCV ini akan dilengkapi dengan Flow Controller dan Pressure Controller serta switch selector untuk memilih controller mana yang akan mengendalikan FCV. Dalam hal ini flow kita batasi 50 MMSCFD untuk masing-masing GDU dan tekanan 400 psig agar operasi GDU bisa optimum dan kehilangan glycol bisa diminimalkan. Kehilangan Glycol bisa diakibatkan oleh adanya berkurangnya tekanan pada Kontaktor sehingga kapasitas Kontaktor akan menjadi kecil dan mengakibatkan tingginya kecepatan gas. Kecepatan yang tinggi ini akan menyapu glycol yang berada di dalam *Contactor*.

5. Meter Pengukur (*Custody Meter*)

Alat pengukur volume gas terdiri dari 2 (dua) buah *Custody Meter* yang bekerja secara paralel. Masing-masing *Custody Meter* mempunyai kapasitas 70 MMSCFD (8") dan 40 MMSCFD (6"). Agar bisa meng-accommodate pengukuran volume gas sebesar 80 MMSCFD dan juga untuk mengurangi noise

yang ditimbulkan maka bagian *upstream* dan *downstream* piping header *Custody Meter* tersebut diupgrade dari 8" menjadi 12". Demikian juga PCV 8" pada *Custody Meter* dari 1 buah diupgrade menjadi 2 buah untuk meng-accommodate jumlah aliran sedangkan tekanan akan dikontrol pada *downstreamnya* (sebelumnya pada *upstream* PCV).

Gas dari 12" outlet GDU Header (GDU 200 & GDU 500) dialirkan menuju 12" *upstream Header Custody Meter* yang selanjutnya gas dialirkan menuju masing-masing *Custody Meter* (8" & 6") untuk mengetahui jumlah gas yang dikirim ke PGN Trunkline. Pada *upstream* 6" *Custody Meter* juga dilengkapi *Moisture Analyzer* untuk mengetahui kandungan air dalam sales gas (dew point). Gas dari masing-masing *Custody Meter* mengalir menuju 12" *downstream Header Custody Meter* yang selanjutnya mengalir menuju masing – masing *Pressure Control Valve* (PCV.101 & PCV.102). Dari masing-masing PCV dilairkan menuju 12" downstream header PCV yang selanjutnya mengalir menuju PGN pipeline 8" dan 12".

6. Sistem Pembakaran Gas Sisa (*Gas Flaring System*)

Pada Wunut Plant Upgrading ke 80 MMSCFD mempunyai 2 buah sistem pelepasan gas yaitu 12" Flare Header (Existing) dan 14" Flare Header (Upgrading). Sistem pelepasan gas dari semua peralatan existing akan dilepaskan menuju 12" Flare Header dan cairan yang dihasilkan akan dipisahkan pada Knock Out Drum (V.120). Sedangkan pelepasan gas dari semua peralatan upgrading termasuk Kompresor akan dilepaskan menuju 14" Flare Header dan cairan yang

dihadarkan akan dipisahkan pada LP Knock Out Drum (V.121). Gas dari masing-masing KO Drum akan dibakar pada masing-masing Flare Stack yaitu FL-320 A dan FL-320 B. Pada tahap awal/commissioning gas dari LP KO Drum akan dibakar pada *temporary ground flare*.

Sistem *Flaring* ini didesain sesuai dengan API 521: *Guide for Pressure Relieving and Depressuring System* dimana pada Wunut Plant Upgrading ini dilengkapi dengan sistem *blowdown (BDV)* yang mampu untuk melepaskan tekanan plant menjadi 50% dalam waktu 15 menit. Pada outlet Header GDU dilengkapi dengan 2 buah PCV (PCV.131/132) masing-masing 4" dan 6" sebagai *blowdown*. *Depressuring* dari PCV.131 (6") akan dialirkan menuju 12" Flare Header (existing) sedangkan depressuring dari PCV.132 (4") dan PCV.110B(2") akan diajarkan ke 14" *LP flare header* (upgrading). Pada simulasi *depressuring* yang dilakukan dengan software Hysys dengan 2 buah blowdown valve (PCV) diatas plus blowdown valve pada LP Separator dibutuhkan waktu antara 7-9 menit untuk depressuring tekanan plant menjadi 50% dari tekanan plant 400-425 psig.

7. Sistem Produksi Cairan (*Liquid Product System*).

Produksi cairan (Air + Kondensate) dihasilkan dari HP/LP separator , unit dehidrasi dan KO drum yang akan dialirkan menuju Liquid Storage Tank. Kondensat pada T-130 akan mengalir secara overflow menuju *condensate storage tank* (T-140) dengan gravitasi dan kemudian kalau sudah penuh akan ditrucking. Pada *condensate storage tank* (T-140) ini dilengkapi dengan gas blanket sebagai safety agar tanki tidak kempot apabila ada pemompaan cairan.

8. Sistem Pembuangan Air Limbah ('Liquid Disposal System')

Air buangan dari tanki T-130 dialirkan menuju *evaporation pond* melalui pipa 2" untuk diuapkan. Saat ini semua produksi cairan dilakukan trucking untuk diproses sehingga airnya akan memenuhi batasan yang diijinkan pemerintah (AMIDAL) sebelum dibuang.

9. Sistem Safety di Bagian Produksi

Untuk mengamankan tenaga kerja dari bahaya akibat proses produksi, terdapat beberapa mekanisme pengamanan terhadap alat pengolah gas yaitu apabila terjadi kenaikan atau penurunan tekanan, maka akan muncul tanda bahaya mulai dari bunyi alarm hingga mekanisme *shut down*. Saat terjadi mekanisme *shut down* secara otomatis, maka semua proses produksi terhenti secara total. Kondisi seperti ini harus segera ditangani, sebab jika proses produksi terhenti dalam jangka waktu yang lama maka kerugian yang ditimbulkan akibat pengurangan hasil produksi juga semakin besar.

Selain pada alat kerja, terdapat peraturan bekerja di areal plant dan wellsite yang harus dipatuhi antara lain :

1. Pengunjung *Plant* atau *Wellsite* harus melapor kepada petugas *control room*.
2. Wajib membuat surat ijin kerja (*Work Permit*) bila ingin bekerja di *plant/wellsite*.
3. Pekerja harus menggunakan alat pelindung kerja (topi keselamatan kerja/*safety helmet* dan sepatu pengaman/*safety shoes*)

4. Pekerja harus menggunakan ikat pinggang pengaman (*safety belt*) waktu bekerja di ketinggian diatas 2 meter.
5. Pekerja harus menggunakan alat pelindung telinga pada waktu bekerja pada tempat-tempat yang bising (> 85 dB).
6. Dilarang merokok di area *plant dan wells*ite.
7. Pekerja dilarang menyalakan api terbuka tanpa seijin petugas yang berwenang.
8. Hanya kendaraan/ peralatan berbahan bakar diesel yang diperkenankan digunakan di area ini.
9. Pekerja dan pengunjung dilarang mengaktifkan telepon selular pada saat bekerja atau mengunjungi area *Plant*:
10. Setelah selesai bekerja, tenaga kerja harus mengembalikan surat ijin kerja, merapikan/ membersihkan area kerjanya dan memastikan area kerjanya dalam kondisi aman.

Catatan:

Kepada pekerja atau yang mempekerjakan karyawannya tidak dapat memenuhi peraturan tersebut diatas, pekerjaannya akan dihentikan sampai hal-hal tersebut dipenuhi.

Safety officer lebih menekankan pada mekanisme koordinasi dengan bagian produksi untuk mengontrol mekanisme kerja yang berhubungan dengan kesehatan dan keselamatan kerja (K3).

5.1.3. Lingkungan Kerja

Berdasarkan pengamatan di lapangan, lingkungan kerja di fasilitas pengolahan gas Wunut relatif rapi dan bersih. Terdapat pemisah yang jelas antara wilayah proses pengolahan gas dan tempat penyimpanan material ('warehouse'). Penghijauan di sekitar kantor cukup memadai, tanda-tanda petunjuk, peringatan, dan marka jalan sudah cukup memadai.

Sesuai dengan aturan yang ada dalam usaha eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi maka di area kerja fasilitas pengolahan gas Wunut dibagi menjadi beberapa area berikut ini:

1. *Non Restricted Area*

Yaitu daerah-daerah dimana seluruh karyawan Lapindo boleh memasukinya.

2. *Restricted Area*

Yaitu daerah-daerah dimana tidak seluruh karyawan Lapindo diizinkan memasukinya. Izin akan diberikan dengan supervisi dari penanggung jawab lokasi. Contoh *restricted area* : *production plan, well site, drilling site, warehouse* dan kantor.

Khusus untuk lokasi gas/ oil diproses atau disimpan, pembagian daerah-daerahnnya lebih spesifik. Menurut *American Petroleum Institute (API) code RP- 500* tentang pembagian areal kerja untuk pemasangan fasilitas produksi ada beragam klasifikasi area. Tujuan klasifikasi ini adalah untuk memberi arahan dalam pemilihan dan pemasangan peralatan listrik sesuai dengan

tingkat bahaya dari daerah tersebut. Diantaranya klasifikasi daerah tersebut adalah :

Klas 1, divisi 1 :

1. Adalah daerah dimana ada gas yang mudah terbakar dalam jumlah yang akan menimbulkan terjadinya ledakan dalam kondisi normal.
2. Adalah daerah dimana ada gas yang mudah terbakar dalam jumlah yang akan menimbulkan ledakan karena kebocoran atau pekerjaan perbaikan.
3. Adalah daerah dimana ada gas yang mudah terbakar dalam jumlah yang akan menimbulkan ledakan karena kegagalan operasi.

Klas 1, divisi 2 :

1. Adalah daerah yang mungkin mempunyai gas yang mudah terbakar pada waktu-waktu abnormal.
2. Adalah daerah yang frekuensi abnormalnya sangat jarang (satu kali dalam setahun) sehingga jika dibandingkan dengan frekuensi kegagalan elektrikal yang juga mempunyai probabilitas rendah, kedua kegagalan tidak akan terjadi secara bersamaan.

Unclassified Area :

Adalah daerah-daerah yang peluang keberadaan gas yang mudah terbakar sangat kecil atau daerah-daerah yang mempunyai ventilasi yang baik. Pada wilayah (*area*) ini potensi bahaya kebakaran dan ledakan sangat kecil.

5.2. Pelaksanaan Manajemen K3

Pada kegiatan operasionalnya Lapindo Brantas Inc., menerapkan SMK3 (Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja) sesuai dengan amanat Peraturan Pemerintah nomer PER.05/MEN/1996 tentang Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja. Namun demikian agar kompatibel dengan pelaksanaan RBI, maka pengamatan terhadap penerapan Sistem manajemen K3 dilakukan dengan mengacu pada standard PSM ('Process Safety Management') sesuai dengan rekomendasi dari API RP-580, yang terdiri dari 13 elemen seperti yang tercantum pada tabel 5.1.

5.2.1 Organisasi dan Adiministrasi ('*Leadership and Administration*')

Lapindo Brantas, Inc. dalam menjalankan kegiatan operasinya mempunyai komitmen yang berkelanjutan untuk mencegah terjadinya kecelakaan terhadap manusia, kerusakan terhadap harta benda dan lingkungan. Kebijakan perusahaan yang merefleksikan komitmen manajemen perusahaan terhadap pelaksanaan Sistem manajemen keselamatan ('Process Safety Management') sudah ada, dan telah disosialisasikan dengan menempatkan piagam atau poster komitmen tersebut pada tiap-tiap ruangan kerja. Komitmen Lapindo Brantas Inc. terhadap pelaksanaan K3LL adalah sebagai berikut:

1. Melindungi keselamatan dan kesehatan semua pekerja, pekerja kontraktor dan anggota masyarakat yang terpengaruh oleh kegiatan operasi perusahaan.

2. Melindungi lingkungan hidup, mencegah dan mengurangi terjadinya pencemaran lingkungan selama berjalannya kegiatan operasi perusahaan.
3. Memanfaatkan material, energi dan sumber daya dengan effisien.
4. Mempromosikan budaya kepatuhan terhadap peraturan K3LL pada seluruh pekerja dan kontraktor dan berusaha mempengaruhi kepedulian anggota masyarakat di sekitar operasi perusahaan terhadap K3LL.

Untuk menjalankan komitmen ini lapindo Brantas, Inc didukung dengan kebijakan sebagai berikut:

- a. Mengembangkan dan melaksanakan suatu sistem manajemen pengelolaan K3LL yang dirancang untuk meyakinkan kepatuhan dan perundang-undangan yang berlaku di Indonesia maupun di daerah lokasi operasi perusahaan, dan yang sejalan dengan berbagai standar lainnya yang berlaku umum dalam industri minyak dan gas bumi.
- b. Menentukan sasaran dan program kerja K3LL, mengukur dan melaporkan kinerja K3LL, serta menindak-lanjuti untuk mencapai perbaikan yang berkesinambungan.
- c. Meyakinkan bahwa pengelolaan K3LL adalah bagian yang tidak terpisahkan dari tugas dan tanggung jawab para manajer lini, dan bahwa pelaksanaannya adalah merupakan tanggung jawab setiap pekerja.
- d. Memberikan informasi dan pelatihan yang dibutuhkan untuk melengkapi para pekerja dengan pengetahuan dan ketrampilan yang cukup untuk melaksanakan kewajiban K3LL nya.

- e. Memonitor kinerja para kontraktor dan sub-kontraktor dalam melaksanakan sistem manajemen pengelolaan K3LL sesuai dengan komitmen dan kebijakan perusahaan.

Tanggung jawab dari masing-masing manajer yang berhubungan dengan pelaksanaan sistem manajemen K3 telah tertuang dalam buku manual SMK3 dan tampak sudah cukup dipahami personel yang bersangkutan. Namun demikian masih perlu dipastikan apakah telah terjadi komunikasi dan kordinasi yang baik diantara mereka. Untuk meningkatkan kualitas komunikasi dan kordinasi telah dijadwalkan dan dilakukan pertemuan rutin untuk semua personel yang terkait.

Sebagai bagian dari pelaksanaan SMK3, Lapindo Brantas Inc. telah membentuk komite HSE yang memiliki fungsi dan tugas yang sama dengan P2K3. Adapun susunan HSE Committee di Lapindo Brantas, Inc adalah sebagai berikut:

1. Jakarta HSE Committee

Ketua : Wildan Fuadi Ervan / Asset Manager

Deputy Head : Bambang Heru Yuwono / Drilling Manager

Sekretaris : J. Sudarsono / HSE Manager

Anggota:

- Iwan Sumantri / Exploration Manager
- R. Subandi / Finance Manager
- Sebastian Ja'afar / Administration Manager
- Darma Rangkuti / Medical Advisor

2. Field HSE Committee

Ketua	: Rawindra / Sr.Manager Operation
Deputy Head	: Taryono / Field Construction Superintendent
Sekretaris	: M.Taufik Hidayat / HSE Officer
Anggota	:
	<ul style="list-style-type: none">• Annes Abdullah / Field Support Manager• Mustainul / Production Superintendent• B.Handoko / Maintenance Superintendent• Harsono / Construction Supervisor• Diaz Roychan / Field Production Engineer• Arif Setiowidodo / External Relation Officer

Salah satu program yang telah dilakukan oleh Komite HSE adalah pertemuan rutin setiap 3 bulan. Dalam pertemuan tersebut biasanya dilakukan evaluasi mengenai pelaksanaan SMK3 dan melakukan diskusi untuk dapat menghasilkan rekomendasi yang berkaitan dengan langkah-langkah yang perlu diambil untuk meningkatkan pelaksanaan SMK3.

Penilaian tahunan terhadap keberhasilan pelaksanaan SMK3 bagi tiap-tiap personel sesuai dengan wilayah cakupannya masih dalam tahap penyusunan. Matrik dan penjadwalan program pelatihan masih perlu dilakukan perbaikan.

5.2.2. Proses Informasi Keselamatan (*Process Safety Information*)

Informasi mengenai keselamatan kerja yang tersedia pada fasilitas pengolahan gas alam Wunut meliputi hal-hal berikut ini:

1. Material Safety Data Sheet (MSDS) untuk semua bahan-bahan kimia yang digunakan sudah tersedia, tetapi perlu dipastikan distribusi dari dokumen tersebut bahwa benar-benar sudah dapat dimengerti oleh pengguna bahan tersebut.
2. Prosedur-prosedur yang berkaitan dengan QC bahan-bahan kimia tersebut sudah ada, walaupun masih belum lengkap dan sempurna.
3. Diagram aliran proses dan instrumentasi (P&ID) untuk tiap-tiap unit pengolahan lengkap dan cukup memadai.
4. Dokumentasi perencanaan dan proses konstruksi masing-masing peralatan proses produksi relatif memadai dan cukup memenuhi standar, kode, dan secara umum dapat diterima sebagai praktik engineering yang baik. Namun demikian perlu adanya perbaikan dalam manajemen penyimpanan dokumen (*document control*).
5. Dokumen-dokumen mengenai data-data teknis (*data sheet*) dari masing-masing peralatan perlu dilengkapi.
6. Panduan inspeksi tertulis dan prosedur pemeliharaan perlu diperbaiki dan dilengkapi.

5.2.3. Proses Analisis Bahaya (*Process Hazard Analysis*)

Secara dasar Lapindo Brantas Inc, telah melakukan analisis dan mengidentifikasi bahaya, baik yang berkaitan dengan proses produksi, lingkungan hidup, aktivitas dan pekerjaan. Telah dipahami dan disadari oleh manajemen bahwa elemen ini merupakan elemen penting dalam kaitannya dengan usaha penerapan Sistem Manajemen Kesehatan Kerja dan Lindungan Lingkungan (SMK3LL).

Dalam tatanan implementasi, Lapindo Brantas telah melakukan analisis bahaya dan melakukan tindakan-tindakan yang diperlukan untuk mencegah atau mengurangi peluang kejadian yang tidak diinginkan (kecelakaan). Hal-hal yang telah dilakukan antara lain:

1. HAZOP, dalam setiap melakukan pekerjaan penambahan peralatan baru atau meningkatkan kapasitas dari fasilitas yang ada selalu dilakukan. Anggota tim HAZOP dapat terdiri dari karyawan internal atau dapat dari pihak ke-3. Sekitar 90% fasilitas produksi yang ada telah tercakup oleh HAZOP.
2. JSA (*Job Safety Analysis*), meskipun tidak konsisten JSA juga sudah pernah dilakukan sebelum melakukan pekerjaan-pekerjaan tertentu.
3. AMDAL, sebagai bagian dari upaya Lapindo Brantas Inc. turut serta dalam program lindungan lingkungan maka dalam setiap pengembangan operasinya selalu diadakan studi AMDAL. Analisis

ini selalu dilakukan oleh pihak ketiga. Manajemen Lapindo Brantas selalu berupaya untuk dapat melakukan semua rekomendasi yang dihasilkan dari analisis tersebut.

Secara umum masih banyak model-model analisis bahaya yang dapat digunakan sesuai dengan kebutuhan antara lain: HAZID, FAULT TREE ANALYSIS, FAILURE MODE ANALYSIS, CHECK LIST, WHAT IF. Manajemen Lapindo Brantas Inc., memiliki komitmen untuk meminimalkan potensi bahaya dengan selalu melakukan perbaikan dalam penerapan analisis bahaya dan pengendaliannya.

5.2.4. Manajemen Perubahan (*Management of Change*)

Sebagai bagian dari pelaksanaan manajemen keselamatan dan kesehatan kerja, Lapindo Brantas Inc, juga telah merintis penerapan manajemen perubahan pada fasilitas produksinya, antara lain dengan memberlakukan RES (*Request for Engineering Service*), AFA (*Authorization for Alteration*). Baik RES ataupun AFA merupakan dokumen yang berisi mengenai prosedur untuk melakukan suatu perubahan spesifikasi teknis dari fasilitas produksi. Prosedur perubahan ini mencakup penggantian peralatan-peralatan (mekanik, proses, instrumentasi, sistem pengendalian), modifikasi sistem dan pengembangan atau penambahan kapasitas pabrik.

Dalam melakukan suatu perubahan atau modifikasi peralatan, prosedur yang ada akan selalu mensyaratkan dilakukannya analisis atau review antara lain: PHA

(process hazard analysis). penyesuaian prosedur sesuai dengan pengaruh yang ditimbulkan oleh adanya modifikasi atau perubahan, perubahan P&ID. Namun demikian dalam AFA ataupun RES belum secara khusus menganalisis adanya perubahan material pipa yang digunakan dan pengaruh yang ditimbulkan oleh fluida proses terhadap peningkatan laju korosi. Analisis ini diperlukan untuk dapat mencegah laju korosi menurun sehingga masa pakai dari peralatan baru akan lebih lama.

5.2.5. Prosedur Pengoperasian (*Operating Procedure*)

Sebagai bagian penting dari pelaksanaan “sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja adalah perlu adanya prosedur tertulis mengenai tata cara pengoperasian peralatan pada fasilitas produksi. Prosedur pengoperasian peralatan harus dimengerti oleh masing-masing pihak yang terlibat.

Dari hasil pengamatan, Lapindo Brantas Inc telah memiliki prosedur pengoperasian peralatan sekitar 60% dari total peralatan dan sistem yang ada. Prosedur yang ada telah mencakup hal-hal berikut: prosedur start up, prosedur normal operasi, prosedur normal shutdown, prosedur shutdown dalam keadaan darurat (“emergency shutdown”), sistem keselamatan dan fungsi dari masing-masing peralatan.

Begitu pula prosedur yang ada dalam penggunaan bahan-bahan kimia telah menyebutkan propertinya dan bahaya-bahaya yang mungkin ditimbulkan,

peringatan-peringatan untuk mencegah paparan dan penentuan penggunaan alat pelindung diri yang sesuai.

Secara garis besar prosedur pengoperasian peralatan sudah ada, namun demikian belum nampak jelas adanya program evaluasi dan review terhadap prosedur-prosedur tersebut secara berkala.

5.2.6. Praktek Kerja Aman (*Safe Work Practices*)

Lapindo Brantas Inc, telah melaksanakan ‘Praktek Kerja Aman’ ditandai dengan telah diberlakukannya sistem izin kerja (*work permit*) bagi pihak-pihak yang melakukan aktivitas atau pekerjaan pada fasilitas produksi. Sistem permit dan tata cara yang telah diberlakukan seperti tercantum di dalam buku panduan keselamatan (*safety manual*) terdiri dari:

1. Izin kerja panas (*Hot Work Permit*), adalah izin kerja yang dikeluarkan bagi pekerjaan pengelasan, penggerindaan, X-ray, dan pekerjaan lain yang memiliki potensi timbulnya kebakaran dan peledakan. Izin akan dikeluarkan apabila semua persyaratan keselamatan untuk pekerjaan yang akan dilakukan telah terpenuhi semua.
2. Izin kerja dingin (*Cold Work Permit*), adalah izin pekerjaan umum yang tidak memiliki potensi timbulnya bahaya kebakaran dan peledakan, misalnya perbaikan instrumentasi, program perawatan peralatan, dan lain sebagainya.

3. Izin masuk ruang terbatas (*Confined Space Entry*), adalah izin yang dikeluarkan bila ada pekerjaan memasuki ruang terbatas, misalnya melakukan pembersihan bejana tekan (*vessel*).

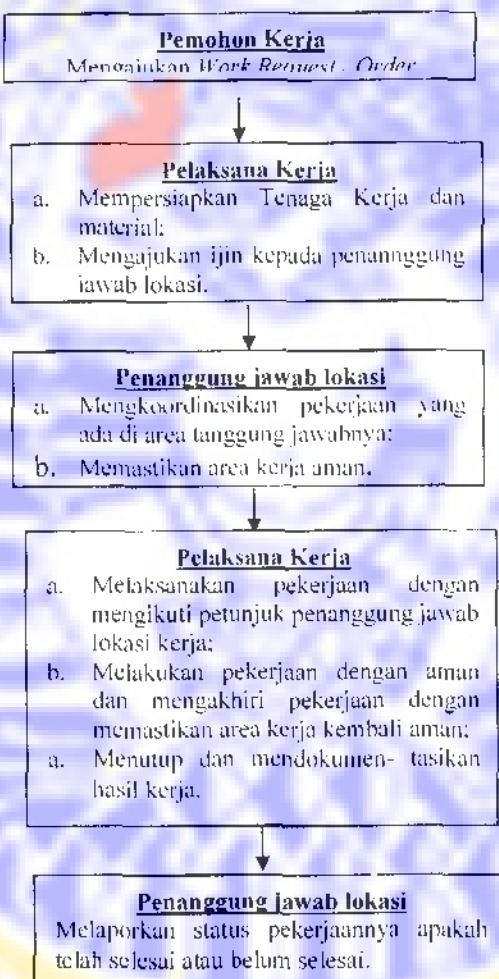
Selain sistem perizinan kerja di atas, buku panduan keselamatan juga mencantumkan beberapa sertifikat yang merupakan bagian dari sistem kerja aman yaitu:

1. Sertifikat Penggalian (*Excavation Certificate*), yaitu prosedur perizinan yang digunakan untuk melakukan penggalian pada fasilitas produksi. Tentunya ada beberapa persyaratan yang harus dipenuhi sebelum sertifikat ini diterbitkan.
2. Sertifikat Pengisolasian (*Isolation Cerificate*), adalah prosedur yang berkaitan dengan isolasi energi. Sertifikat ini digunakan untuk memastikan bahwa tidak ada energi mekanik, energi kimia dan energi listrik yang memiliki potensi bahaya terhadap kegiatan pekerjaan yang akan dilakukan.

Sistem Perizinan digunakan sebagai sarana komunikasi dan kordinasi dari pihak-pihak terkait (pemohon kerja, penanggung jawab lokasi sampai pihak pelaksana) untuk mencegah terjadinya hal-hal yang tidak diinginkan. Untuk suatu pekerjaan yang akan dilakukan, prosedur kerja yang berlaku di lokasi kerja Lapindo Brantas, Inc adalah sebagai berikut:

Tujuan- tujuan dari prosedur tersebut adalah :

1. Tercatatnya total waktu pelaksanaan kerja yang akan menjadi acuan dalam menentukan kebutuhan tenaga kerja.
2. Teridentifikasinya kebutuhan *material / spare part* yang akan menjadi acuan penentuan jumlah material yang akan datang.
3. Terciptanya suasana kerja yang aman karena adanya koordinasi dengan pihak penanggung jawab lokasi.



Gambar 5.1
Diagram permohonan izin melakukan pekerjaan
Sumber: Prosedur izin Kerja Lapindo Brantas 581

V.2.7. Pelatihan (*Training*)

Secara mendasar program pelatihan di Lapindo Brantas Inc. sudah diterapkan cukup baik. Hal ini ditandai dengan sudah tersusunnya matrikulasi pelatihan (*training matrix*) pada masing-masing seksi walaupun jadwal pelatihannya belum ditentukan secara pasti. Keperluan pelatihan sangat ditentukan oleh masing-masing pimpinan seksi atau bagian dan belum adanya prosedur tertulis mengenai penentuan dan perencanaan pelatihan bagi karyawannya. Namun demikian, pelatihan dasar mengenai keselamatan dan kesehatan kerja telah ditetapkan sebagai pelatihan yang wajib diikuti oleh setiap karyawan.

5.2.8. Integrasi Mekanik (*Mechanical Integrity*)

Sebagai suatu proses yang berkaitan antara peralatan yang satu dengan yang lainnya dengan fluida proses yang diolah merupakan bahan yang mudah terbakar dan memiliki energi mekanik yang dapat membahayakan pekerja dan lingkungannya maka diperlukan integritas mekanik yang baik dan mampu mencegah kejadian-kejadian yang tidak diinginkan.

Untuk memastikan bahwa integritas mekanik dalam kondisi yang baik, maka Lapindo Brantas Inc. telah menjalankan program inspeksi rutin terhadap peralatan-peralatan bejana tekan ('vessel') dan sistem perpipaan. Program inspeksi yang dilaksanakan antara lain pengukuran ketebalan pipa dan bejana tekan, laju korosi pada jaringan perpipaan, analisis fluida yang mengalir di dalam pipa untuk dapat menentukan potensi korosi yang dapat ditimbulkannya,

pengukuran efektifitas sistem perlindungan korosi yang ada. Semua data yang dihasilkan selanjutnya dianalisis untuk menentukan langkah-langkah strategis dalam rangka pencegahan munculnya kegagalan integritas mekanik pada fasilitas pengolahan gas.

Secara garis besar program yang sudah dilakukan cukup baik, namun demikian masih perlu adanya penyesuaian dengan standard yang telah banyak digunakan pada industri perminyakan dan petrokimia.

5.2.9. Pengecekan sistem keselamatan sebelum start up (*Pre Start up Safety Review*)

Sebagai bagian dari komitmen Lapindo Brantas Inc, dalam menerapkan manajemen sistem keselamatan kerja adalah melakukan analisis bahaya (*process hazard analysis*) pada setiap melakukan penambahan fasilitas, modifikasi dan pekerjaan konstruksi. Selain itu dalam setiap melakukan start up peralatan baru sudah tersedia prosedur tertulis. Dokumen yang telah tersedia pada saat akan melakukan start up antara lain, HAZOP, SOP (standart operating procedure), pre-start up equipment status check list.

Selain telah dilengkapi dengan prosedur untuk memastikan bahwa semua personel yang terkait dengan proses start up suatu fasilitas baru akan mengikuti kick of meeting untuk memastikan bahwa semua prosedur tertulis dapat dipahami. Dalam melakukan start up atau commissioning akan dipimpin oleh seorang tim leader yang akan mengordinasikan semua aktivitas lapangan.

5.2.10. Response pada kondisi darurat (*Emergency Response*)

Sebagai bagian dari pelaksanaan SMK3, manajemen LBI telah menetapkan prosedur yang harus dilakukan dalam menghadapi kondisi darurat. Prosedur tindakan pengamanan dan keselamatan dalam keadaan darurat merupakan upaya antisipasi yang telah disiapkan oleh perusahaan dalam menghadapi kondisi darurat agar dapat digunakan untuk menekan akibat atau konsekuensi dari suatu kondisi yang tidak diinginkan.

Yang dimaksud dengan keadaan darurat antara lain: bencana alam, ledakan diikuti dengan kebakaran, dan kondisi-kondisi lain yang berpotensi menimbulkan bahaya dan kerugian yang cukup besar. Prosedur penanganan dalam kondisi darurat yang ada telah mencakup langkah-langkah kordinasi dan tindakan teknis yang diperlukan bila kondisi yang tidak diinginkan terjadi. Prosedur-prosedur terkait antara lain:

1. Prosedur Pertolongan Pertama pada Kecelakaan
2. Prosedur Kepedulian terhadap Masyarakat
3. Prosedur Keadaan Darurat

5.2.11. Penyelidikan Kecelakaan Kerja (*Incident Investigation*)

Manajemen LBI telah memutuskan untuk melakukan penyelidikan terhadap setiap kecelakaan kerja sekecil apapun yang berdampak pada manusia, peralatan, proses dan lingkungan hidup untuk dapat mengetahui penyebab dasar dan penyebab langsung dari kecelakaan tersebut. Dengan informasi dari hasil penyelidikan tersebut dapat ditentukan langkah-langkah pencegahan agar

kecelakaan yang sama tidak terulang. Masing-masing karyawan wajib melaporkan kecelakaan sekecil apapun dan/atau kejadian hampir celaka (near miss) kepada atasan langsung untuk ditindaklanjuti.

Prosedur pelaporan kecelakaan dan formulir terkait telah tersedia dan disosialisasikan dengan baik di lapangan gas Wunut. Untuk kecelakaan yang serius atau kejadian yang berpotensi menimbulkan kecelakaan yang serius harus diselidiki oleh tim yang dibentuk oleh pejabat yang berwenang. Manajer masing-masing departemen bertanggung jawab untuk memastikan bahwa setiap kecelakaan kerja ataupun kejadian hampir celaka dilaporkan dan diinvestigasi.

5.2.12. Pengelolaan K3 bagi Kontraktor (*Contractor Safety Management System'*)

Manajemen LBI telah menerapkan prosedur keselamatan kesehatan kerja (K3) bagi rekanan atau kontraktor yang bekerja bagi perusahaan. Prosedur tersebut sudah diterapkan pada saat melakukan proses tender. Salah satu syarat mutlak yang harus dipenuhi oleh kontraktor adalah bersedia mematuhi peraturan keselamatan dan kesehatan kerja perusahaan.

Kriteria penerapan pengelolaan keselamatan kerja kontraktor yang diterapkan Lapindo Brantas Inc, meliputi:

1. Menetapkan prosedur pemilihan kontraktor yang memiliki kemampuan yang memadai untuk pengelolaan keselamatan dan kesehatan kerja sehingga mampu menghindarkan atau meminimalkan dampak negatif dari suatu proyek.

2. Prosedur yang ada juga dapat berfungsi sebagai alat evaluasi kinerja kontraktor terhadap pelaksanaan K3LL.
3. Penanggungjawab proyek berkewajiban melakukan pembinaan dan pengawasan terhadap kontraktor.

5.2.13. Sistem Penilaian Manajemen (*Management System Assessment*)

Sesuai dengan komitmen perusahaan untuk melakukan “perbaikan berkelanjutan (*continuous improvement*), manajemen Lapindo Brantas Inc, telah menetapkan kebijakan yang berkaitan dengan adanya assessment dan evaluasi terhadap pelaksanaan SMK3LI, dengan melakukan review dan evaluasi semua elemen-elemen terkait secara rutin. Hal ini bertujuan untuk melakukan penyesuaian dengan perubahan kondisi baik yang bersifat teknis maupun administratif.

5.2.14. Hasil evaluasi sistem manajemen di Lapangan Wunut

Penerapan Sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja mempengaruhi langsung terhadap frekuensi kegagalan pada tiap-tiap peralatan dan / atau unit dari fasilitas produksi. Seperti yang tercantum dalam API-RP 580 tentang penentuan Frekuensi kegagalan terkoreksi yang dirumuskan sebagai berikut:

$$F_{terkoreksi} = F_{generik} \times F_E \times M \times F_M$$

Dimana:

- $F_{terkoreksi}$ = nilai peluang terjadinya kegagalan yang terkoreksi
- $F_{generik}$ = nilai peluang berasal dari database
- F_E = faktor modifikasi peralatan
- F_M = faktor evaluasi Sistem manajemen

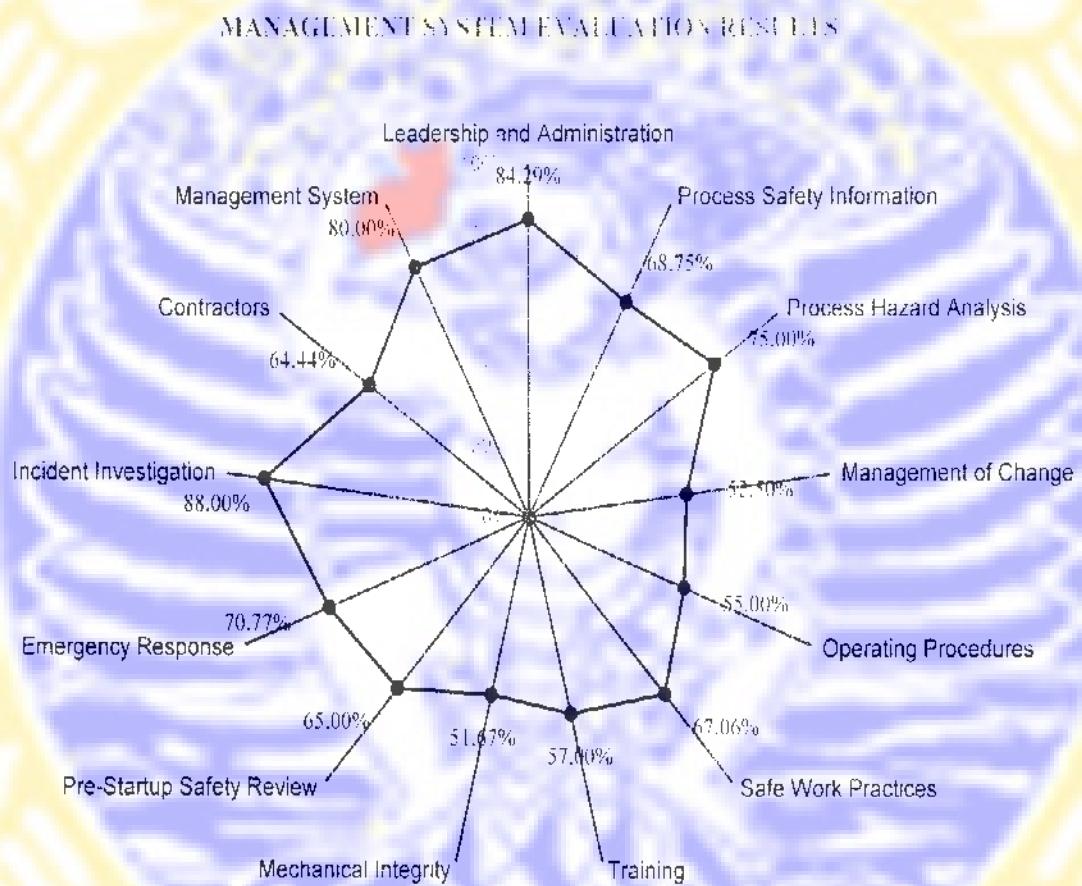
Dengan demikian, untuk mengetahui sejauh mana peluang kegagalan yang akan terjadi perlu dilakukan evaluasi terhadap Sistem manajemen keselamatan (*process safety management*) yang diterapkan pada fasilitas produksi gas alam Wunut. Rangkuman hasil penilaian terhadap Sistem manajemen keselamatan yang diterapkan pada fasilitas pengolahan gas alam Wunut (*Wunut Gas Plant*) seperti tampak pada tabel 5.1.

Tabel 5.1
Hasil Penilaian Sistem Manajemen Keselamatan ('Process Safety Management')
pada Fasilitas Pengolahan Gas Alam Wunut

Section	Title	Nilai	Nilai Tertinggi
1	Leadership and Administration	59	70
2	Process Safety Information	55	80
3	Process Hazard Analysis	75	100
4	Management of Change	42	80
5	Operating Procedure	44	80
6	Safe Work Practice	57	85
7	Training	57	100
8	Mechanical Integrity	62	120
9	Pre-Startup Safety Review	39	60
10	Emergency Response	46	65
11	Incident Investigation	66	75
12	Contractors	29	45
13	Management System Assessments	32	40
TOTAL		663 (66.3%)	1000 (100%)

Gambar 5.2 grafik jaring laba-laba yang merupakan visualisasi tabel 5.1 menunjukkan hasil penilaian sistem evaluasi manajemen. Tampak pada gambar

tersebut adanya ketidakseimbangan jari-jarinya. Jari-jari yang kecil menunjukan nilai yang rendah antara lain pada elemen *mechanical integrity* (51.67%), *training* (57%), *operating procedure*, dan *management of change* (52.25%). Nilai yang rendah berarti masih memerlukan banyak perbaikan.



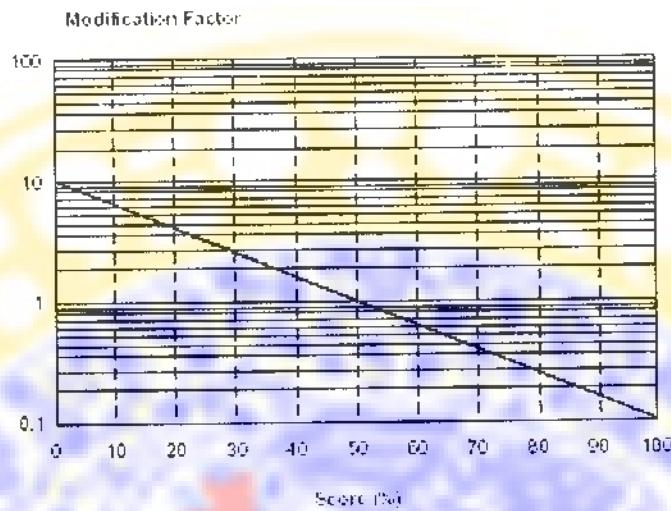
Gambar 5.2
Diagram jaring laba-laba
sebagai representasi nilai
evaluasi sistem manajemen

Untuk mengetahui sejauh mana nilai dari penerapan Sistem manajemen keselamatan mempengaruhi terhadap nilai peluang terjadinya kegagalan dapat dilihat pada tabel 5.2 dan gambar 5.3. yang memberikan konversi prosentasi hasil penilaian terhadap faktor modifikasi PSM. Berdasarkan pada gambar 5.3. maka faktor koreksi hasil penilaian proses pelaksanaan Sistem manajemen keselamatan adalah 0.40.

Tabel 5.2
Konversi Nilai Evaluasi Sistem Manajemen Keselamatan terhadap Faktor Koreksi
Untuk menentukan nilai peluang terjadinya Kegagalan

Nilai	Faktor Sistem Manajemen Keselamatan
100	0.10
90	0.16
80	0.20
70	0.33
60	0.60
50	1.00
40	1.80
30	3.00
20	5.00
10	7.40
0	10.0

Sumber: Base Resources Document API Publication 581



Gambar 5.3

Nilai Konversi Sistem Evaluasi Manajemen versus Nilai Koreksi Faktor Modifikasi

Sumber: Base Resources Document API Publication 581

5.3. Analisis RBI Pada Fasilitas dan Sistem Perpipaan Utama Pengolahan

Gas Wunut

Sub bab ini menjelaskan penilaian risiko pada fasilitas utama pengolahan gas alam di ‘Wunut Gas Plant’. Sesuai dengan tujuan dan keterbatasan sumber daya yang ada, maka RBI yang dilakukan di fasilitas pengolahan gas alam Wunut menggunakan analisis *semikuantitatif*. Perhitungan risiko dalam analisis *semikuantitatif* juga dilakukan mengikuti buku kerja yang telah dimuat dalam standar API 581 (Appendix B). Langkah-langkah yang dimuat dalam buku kerja berupa isian yang memerlukan data keadaan kilang dan peralatan, juga berupa parameter-parameter sementara yang terlihat (dihitung berdasarkan data masukan) hingga akhir perhitungan. Data masukan yang diperlukan lebih banyak berupa data kuantitatif.

Sesuai dengan lingkup penelitian bahwa penilaian risiko dilakukan terhadap fasilitas utama pengolahan gas alam pada *Wunut Gas Plant*. Yang dimaksud dengan fasilitas utama adalah adalah sebagai berikut:

1. Pipa pengalir gas yang memiliki diameter sama dengan atau lebih besar dari 6" dengan tekanan operasi sama dengan atau lebih besar dari 250 psig, dan berfungsi menyalurkan gas dari titik awal proses pengolahan sampai dengan titik penyaluran.
2. Bejana tekan ("vessel") yang merupakan peralatan yang digunakan untuk memproses secara prinsip-prinsip fisika sehingga gas alam yang berasal dari perut bumi dapat memenuhi spesifikasi kualitas yang dipersyaratkan oleh pihak pengguna gas.

Tabel 5.3 mencantumkan peralatan dan pipa-pipa penyalur yang akan dilakukan penilaian tingkat risiko dengan menggunakan metode RBI (*Risk Based Inspection*).

Tabel 5.3

Daftar Pipa penyalur dan peralatan yang di analisis penggunaan metode RBI

No.	ID Peralatan	Nama
1	PG-012-6"	Pipa Penyalur Gas
2	PG-013-8"	Pipa Penyalur Gas
3	PG-016-8"	Pipa Penyalur Gas
4	PG-017-10"	Pipa Penyalur Gas
5	PG-018-8"	Pipa Penyalur Gas
6	PG-019-8"	Pipa Penyalur Gas
7	PG-020-8"	Pipa Penyalur Gas
8	V-110A	HP. Separator
9	V-110B	LP Separator
10	V-210	Glycol Contactor
11	V-220	Glycol Scrubber
12	V-510	Glycol Contactor
13	V-520	Glycol Scrubber
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header

5.3.1. Data Teknis

Data teknis yang digunakan dalam analisis ini adalah sebagai berikut:

1. Sistem Perpipaan Utama, adalah pipa pengalir gas yang memiliki diameter sama dengan atau lebih besar dari 6" dengan tekanan operasi sama dengan atau lebih besar dari 250 psig, dan berfungsi menyalurkan gas dari titik awal proses pengolahan sampai dengan titik penyaluran.

2. Spesifikasi teknis dari sistem perpipaan:

- a. *Diameter pipa*, adalah ukuran diameter nominal pipa dengan satuan **inch** (British standard)
- b. *Ketebalan pipa* (thickness), adalah ukuran ketebalan pipa dengan satuan **inch** (British Standard).
- c. *Material*, adalah jenis bahan yang digunakan untuk membuat pipa. Masing-masing bahan memiliki tingkat kekuatan dan daya tahan yang berbeda. Contoh: carbon steel, stainless steel.

3. Data teknis operasional:

- a. *Fluida*, jenis bahan yang mengalir di dalam pipa. Wujud dari senyawa kimia yang mengalir di dalam pipa dapat berupa gas, cairan, atau campuran antara keduanya.
- b. *Tekanan operasi*, adalah besaran yang menunjukkan besar gaya mekanik yang menekan pipa secara homogen ke seluruh penjuru, satuan yang digunakan adalah psi = *pound per square inch* (British Standard).
- c. *Suhu operasi*, adalah besaran yang menunjukkan temperature fluida didalam sistem perpipaan. Satuan yang digunakan adalah °F (British Standard).

Dari hasil obeservasi dan pengumpulan data dilapangan didapatkan daftar rincian peralatan yang akan dilakukan penilaian tingkat risiko seperti tercantum pada tabel 5.4.

Tabel 5.4
Data-data teknis pipa penyulur dan peralatan yang dianalisis dengan menggunakan metode RBI

No.	ID Peralatan	Nama	Bahan pembuat Pipa / Vessel	Fluida yang Mengalir	Tekanan Kerja (psia)	Suhu (F)	Tekanan Maks. Yang Dilinkan (MAWP) (psia)	Ketebalan (inchi)
1	PG-012-6"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	900	0.28
2	PG-013-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	900	0.322
3	PG-016-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	450	0.322
4	PG-017-10"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.365
5	PG-018-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.322
6	PG-019-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.322
7	PG-020-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.322
8	V-110A	HP. Separator	A 106	gas	420	100	1000	0.324
9	V-110B	LP Separator	A 106	gas	400	100	1000	0.324
10	V-210	Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	1000	0.324
11	V-220	Glycol Scrubber	A 106	gas	400	100	1000	0.324
12	V-510	Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	1000	0.324
13	V-520	Glycol Scrubber	A 106	gas	400	100	1000	0.324
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	600	0.365
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering inlet	A 106	gas	400	100	600	0.365
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	A 106	gas	400	100	600	0.322
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	A 106	gas	400	100	600	0.322
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	A 106	gas	400	100	900	0.28
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	A 106	gas	400	100	600	0.322
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	A 106	gas	400	100	600	0.365
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	A 106	gas	400	100	600	0.365

Tabel 5.4
Data-data teknis pipa penyulur dan peralatan yang dianalisis dengan menggunakan metode RBI

No.	ID Peralatan	Nama	Bahan pembuat Pipa / Vessel	Fluida yang Mengalir	Tekanan Kerja (psia)	Suhu (F)	Tekanan Maks. Yang Dilijinkan (MAWP) (psia)	Ketebalan (Inchi)
1	PG-012-6"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	900	0.28
2	PG-013-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	900	0.322
3	PG-016-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	450	0.322
4	PG-017-10"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.365
5	PG-018-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	500	0.322
6	PG-019-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.322
7	PG-020-8"	Process Gas Line	A 106	gas	450	120	600	0.322
8	V-110A	HP. Separator	A 106	gas	420	100	1000	0.324
9	V-110B	LP Separator	A 106	gas	400	100	1000	0.324
10	V-210	Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	1000	0.324
11	V-220	Glycol Scrubber	A 106	gas	400	100	1000	0.324
12	V-510	Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	1000	0.324
13	V-520	Glycol Scrubber	A 106	gas	400	100	1000	0.324
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor	A 106	gas	400	100	600	0.365
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet	A 106	gas	400	100	600	0.365
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	A 106	gas	400	100	600	0.322
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	A 106	gas	400	100	600	0.322
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	A 106	gas	400	100	900	0.28
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	A 106	gas	400	100	600	0.322
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	A 106	gas	400	100	600	0.365
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	A 106	gas	400	100	600	0.365

5.3.2. Pemodelan Mekanisme Kerusakan (penipisan)

Pemodelan mekanisme kerusakan dilakukan dengan memanfaatkan pertanyaan skrining yang ada di awal masing-masing *technical module*. Apabila jawaban untuk pertanyaan skrining sebuah *technical module* adalah “ya”, kemungkinan mekanisme kerusakan yang dimaksud bekerja pada peralatan tersebut. Selanjutnya, laju kerusakan dan tingkat kerusakan peralatan oleh mekanisme kerusakan yang dimaksud dianalisis di dalam *technical module*. *Technical module* yang ada di dalam API P 581 dapat dilihat pada sub bab 1.2.3. Contoh pertanyaan skrining untuk mekanisme kerusakan *high temperature hydrogen attack* dapat dilihat pada Tabel 5.5.

Tabel 5.5
Pertanyaan skrining untuk modul teknik HTHA

Pertanyaan	Tindakan
1. Apakah material berupa baja karbon atau baja paduan rendah ?	Jika jawaban kedua pertanyaan tersebut “ya” masuk ke modul HTHA
2. Apakah temperature operasi > 400 °F (204.44 °C) dan tekanan operasi > 80 psia (5.516 bar)	

Dengan menggunakan daftar pertanyaan yang didapat dari tabel V.5 didapatkan bahwa mekanisme kerusakan (penipisan) pipa tidak masuk ke dalam modul HTHA (*high temperature hydrogen attack*). Rincian lengkap seperti tercantum pada tabel 5.6.

Tabel 5.6
Daftar bahan material pembuat pipa

No.	ID Peralatan	Nama	Bahan pembuat Pipa / Vessel	Fluida yang Mengalir	Suhu (F)	Mekanisme Kerusakan (penipisan)
1	PG-012-6"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
2	PG-013-8"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
3	PG-016-8"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
4	PG-017-10"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
5	PG-018-8"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
6	PG-019-8"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
7	PG-020-8"	Process Gas Line	A 106	gas	120	Thinning/Corrosion
8	V-110A	HP. Separator	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
9	V-110B	LP Separator	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
10	V-210	Glycol Contactor	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
11	V-220	Glycol Scrubber	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
12	V-510	Glycol Contactor	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
13	V-520	Glycol Scrubber	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	A 106	gas	100	Thinning/Corrosion

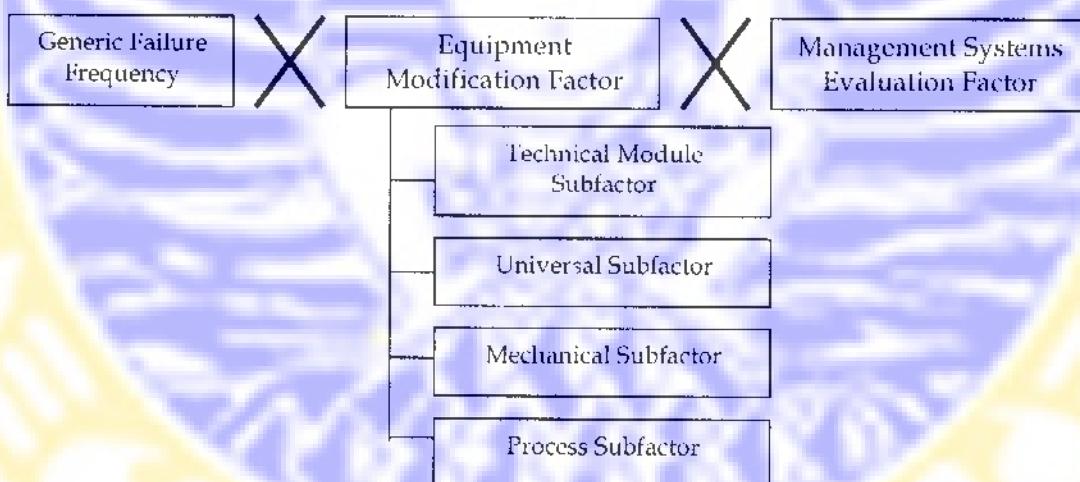
Catatan:

1. A 106 adalah jenis material karbon (carbon steel)
2. Hasil skrening menyatakan bahwa mekanisme penipisan disebabkan oleh proses korosi

Pada tabel 5.6 tampak bahwa semua material pembuat pipa adalah besi karbon (*carbon steel*) dengan kode A 106. Temperatur pengoperasian fasilitas pengolahan gas tertinggi adalah berkisar pada 120 °F. Dapat disimpulkan bahwa mekanisme kerusakan (penipisan) pipa penyalur dan bejana tekan bukan disebabkan oleh HTHA ('*high temperature hydrogen attack*'), tetapi lebih disebabkan oleh mekanisme korosi.

5.3.3. Perhitungan Peluang *Likelihood* Kegagalan

Komponen-komponen perhitungan Lof untuk analisis *kuantitatif* dapat dilihat pada Gambar 5.3. *Generic Failure Frequency* adalah rata-rata frekuensi kegagalan untuk sebuah suatu tipe peralatan. *Equipment Modification Factor* (EMF) adalah jumlah dari *Technical Module Subfactor*, *Universal Subfactor*, *Mechanical Subfactor*, dan *Process Subfactor*. *Management System Evaluation Factor* (MSEF) adalah faktor yang digunakan untuk memperhitungkan efektivitas *Process Safety Management* (PSM). *Likelihood of Failure* merupakan hasil kali *Generic Failure Frequency*, *equipment Modification Factor*, *Management System Evaluation Factor*. Prinsip dasar dari metode perhitungan ini adalah memodifikasi *Generic Failure Frequency* yang merupakan nilai median frekuensi kegagalan untuk disesuaikan dengan kondisi spesifik peralatan menggunakan EMF dan MSEF.



Gambar 5.4
Formulasi Perhitungan “*Likelihood*”
Sumber: Base Resources Document API Publication 581

Sehubungan dengan keterbatasan sumber daya dan data yang tersedia maka dalam perhitungan atau penentuan katagori ‘*likelihood*’ yang ada menggunakan analisis *semi-kuantitatif*.

Analisis semikuantitatif merupakan penyederhanaan analisis kuantitatif sehingga mengurangi usaha dan lamanya pengambilan data dan perhitungan risiko. Kemungkinan Kegagalan dihitung berdasarkan mekanisme kerusakan yang terjadi pada peralatan. Mekanisme-mekanisme kerusakan tersebut diwakili oleh parameter Subfaktor Modul Tehnik (*Technical Module Subfactor*, TMSF) yang perhitungannya melibatkan data keadaan operasi peralatan, riwayat kegiatan inspeksi terhadap peralatan dan riwayat kerusakan yang pernah terjadi pada peralatan. Subfaktor-subfaktor tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Subfaktor Modul Teknik Penipisan (*Thinning* TMSF)
- b. Subfaktor Modul Teknik Tube Tungku (*Furnace Tube* TMSF)
- c. Subfaktor Modul Teknik Patah Getas (*Brittle Fracture* TMSF)
- d. Subfaktor Modul Teknik Serangan Hidrogen pada Temperature Tinggi (*High Temperature Hydrogen Attack* TMSF)
- e. Subfaktor Modul Teknik Kelelahan Mekanik (*Mechanical Fatigue* TMSF)
- f. Subfaktor Modul Teknik Kerusakan Luar (*External Damage* TMSF)
- g. Subfaktor Modul Teknik Pelapis (*Lining* TMSF)

Semua subfaktor kemudian dijumlah untuk menentukan kategori *Likelihood*. Kategori *Likelihood* berharga 1 (kemungkinan kegagalan yang terkecil) hingga 5 (kemungkinan kegagalan yang terbesar). Penentuan kategori

'Likelihood' merupakan hasil konversi nilai dari subfaktor modul teknik, seperti tertera pada Appendix B API-581 tabel B-5. Daftar lengkap dari nilai kategori 'Likelihood' masing-masing peralatan tercantum pada tabel 5.7.

Tabel 5.7
Nilai Kategori 'Likelihood' Masing-masing Peralatan

No.	ID Peralatan	Nama	Nilai Subfaktor Modul Teknik	Kategori 'Likelihood'
1	PG-012-6"	Pipa Penyalur Gas	1056.5	5
2	PG-013-8"	Pipa Penyalur Gas	845	4
3	PG-016-8"	Pipa Penyalur Gas	1690	5
4	PG-017-10"	Pipa Penyalur Gas	1360	5
5	PG-018-8"	Pipa Penyalur Gas	1690	5
6	PG-019-8"	Pipa Penyalur Gas	1690	5
7	PG-020-8"	Pipa Penyalur Gas	1690	4
8	V-110A	HP. Separator	450	4
9	V-110B	LP Separator	450	4
10	V-210	Glycol Contactor	450	4
11	V-220	Glycol Scrubber	450	4
12	V-510	Glycol Contactor	450	4
13	V-520	Glycol Scrubber	450	4
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor	550	4
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet	550	4
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	700	4
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	700	4
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	525	4
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	700	4
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	550	4
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	550	4

5.3.4. Perhitungan *Consequence* dari suatu Kegagalan

Konsekuensi kegagalan (*Consequence of Failure*) merupakan besaran yang mewakili efek yang ditimbulkan karena terjadinya kegagalan. Perhitungan ‘*Consequence of Failure*’ dilakukan dengan melalui beberapa penyederhanaan. Penyederhanaan yang pertama adalah membatasi skenario risiko. Skenario-skenario yang tidak terkait dengan mekanisme kerusakan dan inspeksi tidak dimasukkan ke dalam perhitungan. Misal risiko akibat kesalahan manusia dan risiko akibat kecelakaan (*third party/accidental risk*). Ada empat jenis konsekuensi yang didefinisikan di dalam RBI yaitu, *Flammable*, *Toxic*, *Environmental*, dan *Business Consequence*. Analisis *semi-kuantitatif* konsekuensi kegagalan pada penelitian ini menghitung meliputi berapa besar potensi kebakaran dan keracunan bila terjadi kebocoran sistem perpipaan atau fasilitas produksi lainnya.

Data yang diperlukan dalam perhitungan ‘*Consequence*’ antara lain kondisi operasi peralatan, sistem pengisolasian yang tersedia, peralatan deteksi kondisi kebocoran dan kebakaran, dan sistem mitigasi yang dimiliki kilang. Kategori *Consequence* yang dihasilkan dari hasil perhitungan dan selanjutnya dikonversikan berdasarkan API-581 Appendix B tabel B-1. Kategori *Consequence* terdiri dari nilai A (dampak kecil) hingga nilai F (dampak tebesar). Hasil perhitungan dan analisis *Consequence* yang telah dilakukan tercantum pada tabel 5.8.

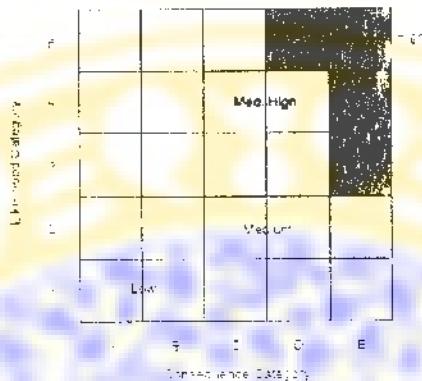
Tabel 5.8
Konsekuensi Luas Arca Cakupan bila Terjadi Kebocoran Pada Sistem Perpipaan

No.	ID Peralatan	Nama	Luas Area Konsekuensi Kebakaran (ft ²)	Luas Area Konsekuensi Keracunan (ft ²)	Kategori 'Consequence'
1	PG-012-6"	Pipa Penyalur Gas	1554.77486	N/A	D
2	PG-013-8"	Pipa Penyalur Gas	1801.194803	N/A	D
3	PG-016-8"	Pipa Penyalur Gas	6380.142509	N/A	D
4	PG-017-10"	Pipa Penyalur Gas	7435.63462	N/A	D
5	PG-018-8"	Pipa Penyalur Gas	6380.142509	N/A	D
6	PG-019-8"	Pipa Penyalur Gas	6380.142509	N/A	D
7	PG-020-8"	Pipa Penyalur Gas	6381.142509	N/A	D
8	V-110A	HP. Separator	7388.152684	N/A	D
9	V-110B	LP Separator	7050.081457	N/A	D
10	V-210	Glycol Contactor	7050.081457	N/A	D
11	V-220	Glycol Scrubber	7051.081457	N/A	D
12	V-510	Glycol Contactor	7052.081457	N/A	D
13	V-520	Glycol Scrubber	7053.081457	N/A	D
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol Contactor	8032.809564	N/A	D
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet	8033.809564	N/A	D
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	5805.165272	N/A	D
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	5806.165272	N/A	D
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	1446.94619	N/A	D
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	5805.165272	N/A	D
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	8032.809564	N/A	D
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	8032.809564	N/A	D

5.3.5. Penentuan Tingkat Risiko

Penentuan tingkat risiko pada analisis semi-kuantitatif menggunakan matriks 5×5 seperti tampak pada gambar 5.4. Berdasarkan matrik tersebut tingkat risiko terbagi menjadi 4 kriteria yaitu:

- a. Rendah (*Low*)
- b. Menengah (*Medium*)
- c. Menengah-Tinggi (*Medium-High*)
- d. Tinggi (*High*)



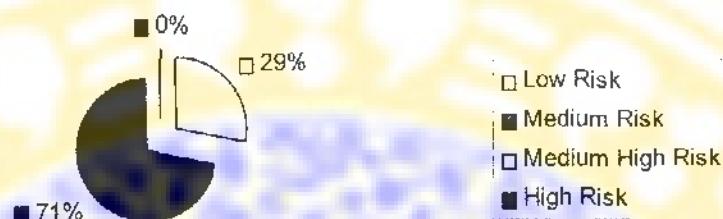
Gambar 5.5
Matrik Tingkat Risiko

Detail kategori risiko pada fasilitas utama pengolahan gas tercantum pada tabel 5.9.

Tabel 5.9 berikut ini
Kategori Risiko Pada masing-masing Peralatan

No.	ID Peralatan	Nama	Matriks Risiko	Kategori Risiko
1	PG-012-6"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
2	PG-013-8"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
3	PG-016-8"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
4	PG-017-10"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
5	PG-018-8"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
6	PG-019-8"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
7	PG-020-8"	Process Gas Line	D5	HIGH RISK
8	V-110A	HP. Separator	D4	MEDIUM-HIGH RISK
9	V-110B	LP Separator	D4	MEDIUM-HIGH RISK
10	V-210	Glycol Contactor	D4	MEDIUM-HIGH RISK
11	V-220	Glycol Scrubber	D4	MEDIUM-HIGH RISK
12	V-510	Glycol Contactor	D4	MEDIUM-HIGH RISK
13	V-520	Glycol Scrubber	D4	MEDIUM-HIGH RISK
14	PG-125-12"-3B	Gas Outlet From Glycol	D4	MEDIUM HIGH RISK
15	PG-126-12"-3B	Gas Metering Inlet	D4	MEDIUM HIGH RISK
16	PG-127-8"-3B	Gas Line Meter 102	D4	MEDIUM HIGH RISK
17	PG-129-8"-3B	Gas Line PCV 102	D4	MEDIUM HIGH RISK
18	PG-130-6"-3B	Gas Line Meter 101	D4	MEDIUM-HIGH RISK
19	PG-131-8"-3B	Gas Line PCV 101	D4	MEDIUM HIGH RISK
20	PG-132-12"-3B	Pressure Regulator Header	D4	MEDIUM HIGH RISK
21	PG-133-12"-3B	Delivery Point Header	D4	MEDIUM HIGH RISK

Mapping Risiko Pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut



Gambar 5.6
Mapping Risiko Pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut

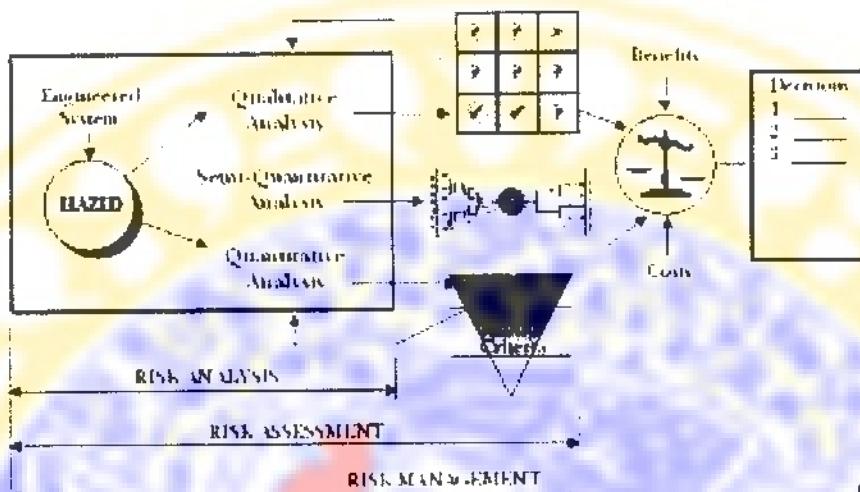
BAB 6

PEMBAHASAN

6.1. Manajemen Risiko dan Inspeksi Berbasis Risiko

AS/NZS 4360 : 2004 mendefinisikan risiko sebagai kemungkinan terjadinya sesuatu yang akan memberikan pengaruh terhadap suatu sasaran (*objectives*). Tergantung dari konteks yang sedang dianalisa, risiko dapat memberikan *impact* / pengaruh yang baik atau buruk. Risiko dari suatu keadaan / *context* diukur oleh kombinasi antara kemungkinan (*likelihood*) terjadinya penyimpangan suatu *context* dan akibat / *consequence* yang ditimbulkan dari penyimpangan *context* yang telah didefinisikan.

Risiko dapat dianalisa, ditelaah dan dikelola. Relasi antara analisa risiko (*risk analysis*), penilaian risiko (*risk assessment*), dan pengelolaan risiko (*risk management*) ditunjukkan pada gambar 6.1. Analisa risiko meliputi estimasi likelihood dan consequence dari penyimpangan suatu *context* serta menentukan level risiko penyimpangan *contcxt* tersebut. Pada proses penelaahan risiko, semua level risiko yang telah diidentifikasi akan ditelaah sesuai dengan kriteria yang telah ditetapkan untuk menentukan prioritas risiko dari penyimpangan suatu *context*. Pengelolaan risiko akan mengidentifikasi berbagai sumber daya / *resources* yang diperlukan untuk menurunkan level risiko penyimpangan suatu *context* sampai pada level risiko yang bisa diterima sesuai dengan sumber daya / *resources* yang dimiliki oleh suatu organisasi.



Gambar 6.1

Relasi antara *risk analysis*, *risk assessment*, dan *risk management*

Sumber: AS/NZS 4360. 1999.

Manajemen risiko merupakan proses iterasi yang dapat memberikan kontribusi terhadap perbaikan organisasional. Manajemen risiko dapat diaplikasikan pada berbagai level dalam sebuah organisasi. Manajemen risiko dapat diaplikasikan pada level strategis maupun pada level operasional. Manajemen risiko juga dapat diterapkan pada proyek khusus untuk membantu mengambil keputusan spesifik atau untuk me-manage area risiko yang spesifik. Secara umum kode untuk melakukan implementasi manajemen risiko dapat merujuk pada AS/NZS : 2004 *Risk Management*.

AS/NZS : 2004 memberikan pedoman (*guideline*) secara umum tentang proses pengelolaan risiko (*risk management process*). Adapun langkah – langkah pengelolaan risiko yang disarankan adalah :

1. Menetapkan keadaan (*establish the context*)
2. Mengidentifikasi risiko (*Identify risks*)
3. Menganalisa risiko (*Analyze risks*)
4. Mengevaluasi risiko (*Evaluate risks*)
5. Memperlakukan risiko (*Treat risk*)

Sedangkan Inspeksi berbasis risiko (*Risk-Based Inspection*) merupakan suatu metode yang memanfaatkan risiko sebagai basis untuk memprioritaskan dan mengelola berbagai upaya yang berkaitan dengan program inspeksi. Pada pengoperasian suatu *plant*, risiko yang relatif cukup besar berhubungan dengan sejumlah kecil equipment yang ada di *plant* tersebut. RBI memungkinkan untuk merubah pola inspeksi dan sumberdaya yang dimiliki agar memberikan cakupan dan upaya yang cukup mendalam pada item yang memiliki risiko cukup besar dan memberikan cakupan dan upaya yang sepadan untuk item yang memiliki risiko yang lebih rendah. Keuntungan potensial dari program RBI adalah untuk meningkatkan waktu pengoperasian dan memperpanjang proses sementara pada saat yang sama memperbaiki atau minimal mempertahankan tingkat risiko pada level yang sama.

API Recommended Practice 580 memberikan rujukan tentang elemen dasar yang harus ada dalam melaksanakan program inspeksi berbasis risiko, sedangkan API Publication 581 : Risk-Based Inspection Base Resource Document memberikan rujukan secara detail dalam melakukan analisa dan mendokumentasikan program inspeksi berbasis risiko. Sama halnya dengan

analisa manajemen lain yang berbasis risiko, proses pengembangan program inspeksi berbasis risiko dan proses pengembangan manajemen risiko memiliki kesamaan. Tabel 6.1 memberikan komparasi antara AS/NZS 4360 : 2004 dengan API Publication 581.

6.2. Penerapan Manajemen Inspeksi Berbasis Risiko

Salah satu penyebab utama kegagalan peralatan adalah adanya mekanisme kerusakan (*damage mechanism*) yang bekerja pada peralatan. Contoh mekanisme kerusakan yang umum ditemui pada peralatan bertekanan tak bergerak adalah korosi, SCC, HTHA, dan brittle failure. Biasanya pelaksanaan inspeksi memakai metode non-destructive examination (NDE) untuk menentukan mekanisme kerusakan dan mengetahui tingkat kerusakan yang terjadi pada sebuah peralatan.

Oleh karena itu, pengaturan frekuensi dan pemilihan metode inspeksi merupakan bagian penting yang berpengaruh pada keberhasilan program perawatan dan pemeliharaan (*maintenance program*). Ada dua parameter penting yang menjadi perhatian manajemen Lapindo Brantas Inc, dalam menentukan pelaksanaan inspeksi yaitu pertimbangan biaya disatu sisi dan efektifitas di sisi lain.

Tabel 6.1
Komparasi AS/NZS 4360 dengan API Publication 581

No.	AS/NZS 4360 : 2004	API Publication 581 : Risk-Based Inspection Base Resource Document
1	Establish Context	Physical Boundaries (list of equipment)
2	Identify Risk	Hazard Identification : Failure Mode
3	Analyze Risk Determine Likelihood 5 level likelihood description (Insignificant, minor, moderate, major, catastrophic) Determine Consequences 5 level consequences description : (Almost certain, likely, possible, unlikely, rare) Estimate level of risk 5 x 5 risk matrix	Analyze risk Likelihood Determination Release rate calculation Damage scenario (1/4" hole; 1" hole; 4" hole; 16" hole / Rupture) Likelihood Analysis Damage mechanism determination (depend on corrosion type) Technical module subfactor (TMSF) determination Likelihood categorize 5 level likelihood category : 1, 2, 3, 4, 5 Likelihood category depends on TMSF Consequence determination Flammable consequence calculation Equipment damage area Consequence area categories 5 level consequence category : A,B,C,D,E Toxic consequence calculation Consequence area categories 5 level consequence category : A,B,C,D,E Estimate level of risk 5 x 5 risk matrix
4	Evaluate Risk Comapre against criteria, set priorities : Extreme risk, high risk, moderate, low risk	Evaluate Risk Comapre against criteria, set priorities : High risk, medium-high risk, medium risk, low risk
5	Treat Risk Accept, reduce likelihood, reduce consequences, transfer in full or part, avoid	Treat Risk Risk reduction / mitigation is achieved by managing inspection based on risk analysis result. Key parameters of inspection program : Frequency of inspection Coverage inspected items based on risk analysis Tools and technique Procedures and practices Internal and external inspection

Sumber: AS/NZS 4360, 1999 dan API RP-581

Sebelumnya, pengaturan frekuensi dan pemilihan metode ini lebih banyak didasarkan kepada pengalaman atau bersifat *prescriptive*, untuk selanjutnya dengan berkembangnya ilmu pengetahuan dan bertambahnya pengalaman

memberikan perubahan yang mendasar dalam melakukan program inspeksi yang menyangkut pengaturan frekuensi dan pemilihan metodenya.

Inspeksi Berbasis Risiko (*Risk-Based Inspection*, RBI) adalah satu metode pengelolaan inspeksi atas suatu fasilitas produksi, unit operasi atau peralatan, yang didasarkan atas tingkat risiko kegagalan yang dimiliki fasilitas pengolahan, unit operasi atau peralatan. Didalam RBI, program inspeksi untuk sebuah alat berdasarkan atas risiko kegagalan yang dimiliki oleh alat tersebut sedemikian rupa dengan target menurunkan tingkat risiko. Dalam hal ini, RBI memberikan hubungan yang lebih baik antara mekanisme kerusakan dengan program inspeksi yang digunakan untuk menurunkan risiko terkait

6.3. Analisis RBI pada Fasilitas Pengolahan Gas Wunut

Sesuai dengan tujuan dan keterbatasan sumber daya yang ada, maka RBI yang dilakukan di fasilitas pengolahan gas alam Wunut menggunakan analisis Semikuantitatif. Perhitungan risiko dalam analisis Semikuantitatif juga dilakukan mengikuti buku kerja yang telah dimuat dalam standar API 581 (Appendix B). Langkah-langkah yang dimuat dalam buku kerja berupa isian yang memerlukan data keadaan kilang dan peralatan, juga berupa parameter-parameter sementara yang terlibat (dihitung berdasarkan data masukan) hingga akhir perhitungan. Data masukan yang diperlukan lebih banyak berupa data kuantitatif. Dibandingkan analisis kualitatif, analisis semikuantitatif berbeda selain jenis data masukan dalam hal konsekuensi yang dihitung. Konsekuensi Kebakaran dihitung sebagai Konsekuensi Kerusakan peralatan (*Damage Consequence*) dan konsekuensi

Kematian (*Fatality Consequence*), yang kemudian dipilih yang terbesar diantara kedua konsekuensi tersebut. Konsekuensi Keterbakaran kemudian dibandingkan dengan Konsekuensi Racun dan yang harganya terbesar menjadi harga Konsekuensi.

Analisis semikuantitatif merupakan penyederhanaan analisis kuantitatif sehingga mengurangi usaha dan lamanya pengambilan data dan perhitungan risiko. Kemungkinan Kegagalan dihitung berdasarkan mekanisme kerusakan yang terjadi pada peralatan. Mekanisme-mekanisme kerusakan tersebut diwakili oleh parameter Subfaktor Modul Teknik (*Technical Module Subfactor*, TMSF) yang perhitungannya melibatkan data keadaan operasi peralatan, riwayat kegiatan inspeksi terhadap peralatan dan riwayat kerusakan yang pernah terjadi pada peralatan. Subfaktor-subfaktor tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Subfaktor Modul Teknik Penipisan (*Thinning* TMSF)
- b. Subfaktor Modul Teknik Tube Tungku (*Furnace Tube* TMSF)
- c. Subfaktor Modul Teknik Patah Gelas (*Brittle Fracture* TMSF)
- d. Subfaktor Modul Teknik Serangan Hidrogen pada Temperature Tinggi (*High Temperature Hydrogen Attack* TMSF)
- e. Subfaktor Modul Teknik Kelelahan Mekanik (*Mechanical Fatigue* TMSF)
- f. Subfaktor Modul Teknik Kerusakan Luar (*External Damage* TMSF)

6.4. Hasil Analisis Semikuantitatif

Hasil analisis RBI pada fasilitas utama pengolahan gas alam Wunut (*Wunut Gas Plant*) dengan metode analisis semikuantitatif dan menggunakan alat bantu komputer untuk melakukan perhitungan menunjukkan bahwa 7 item peralatan memiliki risiko tinggi. Ketujuh item peralatan tersebut semuanya terletak pada bagian awal pengolahan gas yaitu saluran header sampai masuk ke '*separator*'. Penyebab utama yang mempengaruhi tingkat risiko adalah adanya mekanisme penipisan pipa yang lebih besar dibandingkan dengan peralatan lain. Penipisan terjadi akibat dari proses korosi. Kecepatan korosi sangat tergantung kepada jumlah air yang terdapat di dalam aliran gas. Pada bagian ini kandungan air berada pada jumlah yang paling besar, dikarenakan belum terjadi pemisahan antara air dan gas. Seperti diketahui bahwa gas yang keluar dari dalam sumur merupakan mengandung zat ikutan lain seperti air, pasir, dan zat-zat lain.

Terdapat 14 item peralatan memiliki risiko menengah-tinggi, selain dipengaruhi oleh rendahnya kandungan air yang ada di dalam aliran gas juga dikarenakan adanya peralatan yang memiliki perancangan ketebalan melebihi dari kondisi operasi sekarang dengan tekanan operasi 450 psig. Pada bagian ini kandungan air telah mengalami pengurangan akibat dari proses pemisahan pada *separator*. Cairan yang berisi air dan *condensate* yang terkumpul pada bagian bawah separator akan dialirkan menuju tanki penyimpanan. Sementara gas yang keluar dari bagian atas *separator* telah mengalami pengurangan kandungan air yang cukup berarti dalam mempengaruhi laju penipisan.

Beberapa peralatan yang memiliki perancangan ketebalan jauh melebihi tekanan operasi adalah *Glycol Contactor* (V-210 dan V-510), *Glycol Scrubber* (V-220 dan V-520), dan production separator (V-110A dan V-110B). Peralatan tersebut dirancang untuk tahan pada tekanan 1000 psig. *Glycol Contactor* (V-210 dan V-510), dan *Glycol Scrubber* (V-220 dan V-520) merupakan bejana tekan hasil pemindahan dari fasilitas pengolahan gas sejenis yang sudah mengalami penurunan jumlah produksi. Dengan alasan ekonomis maka peralatan yang masih layak pakai baik dari sisi fungsi teknis maupun keselamatan manajemen Lapindo Brantas Inc memutuskan untuk menggunakan peralatan tersebut.

BAB 7

PENUTUP

7.1. KESIMPULAN

Dari hasil penelitian dan pembahasan mengenai penilaian risiko terhadap fasilitas utama pengolahan gas alam di *Wunut Gas Plant* milik Lapindo Brantas Inc, yang terletak di Desa Kedungboto, Kecamatan Porong, Kabupaten Sidoarjo dapat disimpulkan sebagai berikut;

- a. Hasil evaluasi terhadap sistem manajemen yang di jalankan oleh Lapindo Brantas Inc, secara umum menunjukkan bahwa telah adanya komitmen yang baik terhadap aspek keselamatan dan kesehatan kerja dimana termasuk di dalamnya adalah upaya pengelolaan dan pengendalian risiko. Hal tersebut ditunjukkan dengan total nilai 66.3% dan memberikan faktor koreksi yang lebih rendah dari pada 1 (sekitar 0.4) terhadap perhitungan *Likelihood* dengan menggunakan metoda kuantitatif.
- b. Penilaian risiko dengan menggunakan analisis semikuantitatif RBI sesuai dengan petunjuk praktis yang dikeluarkan oleh American Petroleum Institute (API) RP-580 dan API Publication RP-581 mengenai RBI (Risk Based Inspection) menunjukkan bahwa 7 item dari 21 item peralatan yang *assess* memiliki tingkat risiko yang tinggi (*high*), dan 14 item sisanya pada tingkat menengah tinggi (*medium-high*). Informasi ini menunjukan bahwa secara

penanganan gas alam dengan tekanan yang relatif tinggi memiliki tingkat konsekuensi yang lebih tinggi pula. Selain itu tekanan operasi yang tinggi akan meningkatkan peluang “likelihood” kegagalan (kebocoran atau pecahnya perpipaan).

- c. Hasil perhitungan konsekuensi bila terjadi kebocoran pada sistem perpipaan pada fasilitas pengolahan gas alam Wunut menunjukkan adanya peluang timbulnya kebakaran yang cukup besar hal ini dikarenakan material yang keluar dari sistem perpipaan adalah gas alam yang memiliki sifat mudah terbakar. Namun demikian sesuai dengan komposisi gas alam yang tidak mengandung gas beracun dan berbahaya maka tidak akan menimbulkan bahaya keracunan.

7.2. SARAN

- a. Dengan skore 66.3% evaluasi sistem manajemen terdapat peluang yang cukup lebar untuk melakukan perbaikan. Terdapat beberapa elemen yang memiliki nilai dibawah 60% antara lain; *mechanical integrity* (51.67%), *operating procedure* (55%) dan *management of change* (52.5%). Skor yang rendah lebih banyak diakibatkan oleh sistem dokumentasi yang kurang baik. Untuk itu disarankan melakukan perbaikan pada sistem pengelolaan dokumen.
- b. Dengan adanya perbedaan tingkat risiko disarankan untuk menyusun program inspeksi baik interval maupun tatacaranya dengan memberikan prioritas pada peralatan dengan tingkat risiko yang lebih tinggi.

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. API Recommended Practice 580. 2002. *Risk Based Inspection*, 1220 L Street, N.W., Washington D.C.
- American Petroleum Institute. API Publication 581. 2003. *Base Resource Document*, 1220 L Street, N.W., Washington D.C.
- Anonymous. 1997. *Quick Course in Microsoft Access*. PT. Elex Media Komputindo, Jakarta.
- AS/NZS 4360. 1999. *Risk Management*.
- Arikunto. S. 2000. *Manajemen Penelitian*. PT.Rineka Cipta, Jakarta.
- Bird Jr., Frank E., and German L.George,. 1992. *Practical Loss Control, International* Atlanta. Loss Control Institute Inc..
- Det Noerske Veritas for Health and safety Executive (HSE). Offshore Technology Report 2000 No. 063 *Marine Risk Assessment*, United Kingdom.
- Djojosoedarso. S. 1999-2003. *Prinsip-prinsip Manajemen Risiko Asuransi*. PT. Salempa Empan Prima, Jakarta.
- Gas Processor Supplier Association (GPSA). 1994. *Engineering Data Book*, Tulsa, Oklahoma.
- Karjono SA. 1995. *Properties Gas*. Pusat Pengembangan Tenaga Perminyakan dan Gas Bumi Cepu, Blora.
- Kumpulan Makalah Seminar. 2004. *Penilaian Risiko pada Bidang K3*. DK3N, Jakarta.
- Lapindo Brantas Inc., 2004. *Manual Sistem Manajemen Keselamatan, Kesehatan dan Lindungan Lingkungan (SMK3LL)*, Jakarta
- Mulyanti. S.B. 2004. *Penerapan Manajemen Risiko di PT.Petrokimia Gresik*. Fakultas Kesehatan Masyarakat, Universitas Airlangga, Surabaya.
- Pungky W. 2002. *Himpunan Peraturan Keselamatan dan Kesehatan Kerja*, Sekretariat ASEAN-OSIINET dan Direktorat PNKK, Jakarta.
- Suwandi.T. 2001. *Manajemen Risiko dalam Sistem Manajemen K3*. Fakultas Kesehatan Masyarakat. Universitas Airlangga, Surabaya.

Suma'mur. P.K1991, Keselamatan Kerja dan Pencegahan Kecelakaan, Penerbit Gunung Agung, Jakarta.

Suprapto, 1992, Manajemen Risiko Kebakaran di Lingkungan Industri, Majalah K3, Edisi tahun 1992.

Universitas Airlangga 2003, Pedoman Penulisan Tesis dan Disertasi, Program Pascasarjana, Surabaya

Widharto. S, 2001, Karat dan Pencegahannya, Penerbit PT.Pradnya Paramita Jakarta

Zorich..., Dasar-Dasar Analisa Bahaya (Hazard Analysis), tanpa tahun.

LAMPIRAN 1:

RUMUS-RUMUS PERHITUNGAN DAN TABEL YANG BERSUMBER DARI
API RP-581

Tabel 7.1 Daftar Pemodelan Material RBI

No	Representative Material	Example
1	C1-C2	Methane, ethane, ethylene, LNG
2	C3-C5	Propane, butane, isobutane, LPG
3	C5	Pentane
4	C6-C8	Gasoline, naphtha, light straight run, heptane
5	C9-C12	Diesel, kerosene
6	C13-C16	Jet fuel, kerosene, atmospheric gas
7	C17-C25	Gas oil, typical crude
8	C25+	Residuum, heavy crude
9	H2	Hydrogen only
10	H2S	Hydrogen sulfide only
11	HF	Hydrogen fluoride
12	Water	Water
13	Steam	Steam
14	Acid (low)	Low-pressure acid with caustic
15	Acid (medium)	Low-pressure acid with caustic
16	Acid (high)	Low-pressure acid with caustic
17	Aromatics	Benzene, toluene, zylene
18	Styrene	Styrene
19	Glycol	

Table B-2
Jangkauan Kategori Inventori

No	Category	Range	Value Used In Calculation
1	A	100 to 1,000 lbs	500
2	B	1,000 to 10,000 lbs	5000
3	C	10,000 to 100,000 lbs	50000
4	D	100,000 to 1,000,000 lbs	500000
5	E	1,000,000 to 10,000,000 lbs	5000000

Table B-3
Consequence Area Categories

Consequence Category	Likelihood Weighted Average Area
A	10 ft ²
B	10 – 100 ft ²
C	100 – 1,000 ft ²
D	1,000 – 10,000 ft ²
E	>10,000 ft ²

Likelihood of Occurrence	A	B	C	D	E
1	Low	Low	Low	Low	High
2	Low	Low	Low	Low	Medium
3	Low	Low	Low	Low	Medium
4	Low	Low	Low	Low	Med. High
5	Low	Low	Low	Low	High

Figure B-2
Level II Qualitative Risk Matrix

Table 7-5
Panduan Penentuan Fase Fluida

Phase of Fluid in Steady-State Operating Conditions	Phase of Fluid in Steady-State Arrested Condition	Determination of Final Phase for Containment Calculations
gas	gas	model as gas
gas	liquid	model as gas
liquid	gas	model as gas when the fluid boiling point is higher than the initial pressure; otherwise, as liquid
liquid	liquid	model as liquid

Table 7-6
Panduan Sistem Deteksi dan Sistem Isolasi

Type	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e. loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C

Type	Isolation Classification
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.	B
Isolation dependent or manually-operated valves.	C

Table 7-7
Durasi Kebocoran Berdasarkan Sistem Deteksi dan Sistem Isolasi

Detection System Rating	Isolation System Rating	Leak Duration
A	A	20 minutes for 1/4-inch leaks; 10minutes for 1-inch leaks; 05 minutes for 4-inch leaks.
A	B	30 minutes for 1/4-inch leaks; 20minutes for 1-inch leaks; 10 minutes for 4-inch leaks.
A	C	40 minutes for 1/4-inch leaks; 30minutes for 1-inch leaks; 20 minutes for 4-inch leaks.
B	A or B	40 minutes for 1/4-inch leaks; 30minutes for 1-inch leaks; 20 minutes for 4-inch leaks.
B	C	1 hour for 1/4-inch leaks; 30minutes for 1-inch leaks; 20 minutes for 4-inch leaks.
C	A, B, or C	1 hour for 1/4-inch leaks; 40minutes for 1-inch leaks; 20 minutes for 4-inch leaks.

Formula untuk menghitung kapasitas panas (Cp) gas :

$$C_p = A + BT + CT^2 + DT^3 \quad (\text{J/mol}\cdot\text{K})$$

Formula tekanan transisi untuk gas :

$$P_{trans} = P_a \left[\frac{K - 1}{2} \right]^{\frac{1}{K-1}} \quad (7.2)$$

P_{trans} = transition pressure (psia).

P_a = atmospheric pressure (psia).

Persamaan pelepasan gas sonic (Sonic gas discharge rate equation)

$$V_g(\text{disch}) = C_d A \sqrt{\frac{RT}{\gamma R T}} \left(\frac{P}{147 \text{ kPa}} \right)^{\frac{1}{\gamma-1}} \quad (7.3)$$

where

$V_g(\text{disch})$ = gas discharge rate sonic flow (ft/min).

C_d = discharge coefficient (for gas $C_d = 0.85$ to 1).

A = cross-section area (in^2).

P = upstream pressure (psi).

M = molecular weight (lb/lb-mol).

R = gas constant (0.73 ft³·lb/lb-mol°F).

T = upstream temperature (°R).

Table 7-2
Representasi Sifat Sifat Fluida yang ada di BRD

Fluid	Molar Weight	Density kg/m ³	Normal Boiling Point °C	Azeotrop State	Gibbs Concne(A)		Gibbs Concne(B)		Gibbs Concne(C)		Auto Ignition Temperature °C
					Gibbs Concne(A)	Gibbs Concne(B)	Gibbs Concne(B)	Gibbs Concne(C)	Gibbs Concne(C)	Gibbs Concne(C)	
C4H	28	1.69	108	Gas	-123	1.17E-01	-1.87E-05	-1.90E-06			136
C6H	78	1.013	163	Gas	-151	6.53E-01	-1.47E-04	-1.86E-06			396
C6H3	100	1.013	110	Liquid	-61.9	6.70E-01	-6.61E-04	-7.53E-06			431
C6H12	84	1.013	104	Liquid	-93.5	1.03E-01	-9.06E-04	-1.10E-05			405
C6-C6	12	1.013	72	Liquid	-41.7	1.86E-01	-7.72E-04	-1.57E-05			335
C7-C8	130	1.013	91	Liquid	-113	1.93E-01	-1.10E-03	-1.89E-05			335
C8-	122	1.013	91	Liquid	-124	1.94E-01	-1.10E-03	-1.89E-05			325
H2	2	1.013	-43	Gas	171	9.17E-01	-1.83E-03	-1.86E-06			73
H2S	34	1.013	-73	Gas	31.3	1.45E-03	-1.45E-03	-1.19E-06			303
H2O	18	1.013	65	Gas	25.1	6.01E-04	-1.03E-03	-1.00E-06			2100
Water	18	1.013	100	Liquid	32.1	1.00E-04	-1.07E-03	-1.02E-06			23
Steam	18	1.013	100	Gas	32.1	1.00E-04	-1.07E-03	-1.02E-06			23
Aud. low:	18	1.013	100	Liquid	32.1	1.00E-04	-1.07E-03	-1.02E-06			23
Aud. med:	18	1.013	100	Liquid	32.1	1.00E-04	-1.07E-03	-1.02E-06			23
Aud. high:	18	1.013	100	Liquid	32.1	1.00E-04	-1.07E-03	-1.02E-06			23
Aromatic:	114	1.013	100	Liquid	-26.7	0.69	-4.03E-04	-1.94E-06			314
Solvent	114	1.013	100	Liquid	-21.7	0.69	-4.03E-04	-1.94E-06			314

Table 7-8
Continuous Release Consequence Equations—Auto Ignition Not Likely ^a

Material	Flame Front		Flame Liquid	
	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)
C ₂ -C ₃	$A = 41x^{1.8}$	$A = 111x^{1.8}$		
C ₂ -C ₄	$A = 29x^{1.8}$	$A = 123x^{1.8}$		
C ₃	$A = 21.2x^{1.8}$	$A = 51.1x^{1.8}$	$A = 124,600$	$A = 174,600$
C ₂ -C ₅	$A = 20x^{1.8}$	$A = 52x^{1.8}$	$A = 132,400$	$A = 176x^{1.8}$
C ₂ -C ₆	$A = 11x^{1.8}$	$A = 29,600$	$A = 130,000$	$A = 371x^{1.8}$
C ₂ -C ₇			$A = 64x^{1.8}$	$A = 121x^{1.8}$
C ₂ -C ₈			$A = 29x^{1.8}$	$A = 57x^{1.8}$
C ₂ -C ₉			$A = 11x^{1.8}$	$A = 21x^{1.8}$
S ₁	$A = 136x^{0.01}$	$A = 34x^{1.8}$		
S ₂	$A = 11x^{1.8}$	$A = 31x^{1.8}$		
H ₂				
Acetone	$A = 111,19x^{0.01}$	$A = 30x^{1.8}$		
Toluene	$A = 111,19x^{0.01}$	$A = 30x^{1.8}$		

Note: Striped area represents cases in which equations are not applicable.

x = total release rate, lb/sec.

A = area, ft².

^aNot likely of process temperature will not drop auto ignition temperature plus 50°F.

Table 7-9
Instantaneous Release Consequence Equations—Auto Ignition Not Likely ^a

Material	Fluid Phase Gas		Fluid Phase Liquid	
	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)
C ₂ -C ₃	$A = 1.1x^{0.7}$	$A = 7.9x^{0.7}$		
C ₃ -C ₄	$A = 3.3x^{0.7}$	$A = 27.7x^{0.7}$		
C ₄	$A = 1.1x^{0.7}$	$A = 10.4x^{0.7}$	$A = 1.48x^{0.7}$	$A = 434x^{0.7}$
C ₄ -C ₅	$A = 1.4x^{0.7}$	$A = 12x^{0.7}$	$A = 1.78x^{0.7}$	$A = 117x^{0.7}$
C ₅ -C ₁₂	$A = 7.1x^{0.7}$	$A = 10x^{0.7}$	$A = 1.3x^{0.7}$	$A = 5.5x^{0.7}$
C ₅ -C ₁₃			$A = 0.48x^{0.7}$	$A = 1.5x^{0.7}$
C ₇ -C ₈			$A = 0.11x^{0.7}$	$A = 0.71x^{0.7}$
C ₉ -			$A = 0.01x^{0.7}$	$A = 0.03x^{0.7}$
H ₂	$A = 547x^{0.7}$	$A = 321x^{0.7}$		
H ₂ S	$A = 142x^{0.7}$	$A = 271x^{0.7}$		
HF				
Acetone	$A = 1.16x^{0.7}$	$A = 10.5x^{0.7}$		
Styrene	$A = 1.16x^{0.7}$	$A = 10.5x^{0.7}$		

Note: Slashed areas represent areas in which equations are nonapplicable.

x = total release mass (lb)

A = area (ft²)

^aNot likely if process temperature is less than auto ignition temperature plus 50°F.

Table 7-10
Continuous Release Consequence Equations—Auto Ignition Likely ^a

Material	First Stage Gas		Final Stage Liquid	
	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)
C ₂ H ₆	$A = 210 \sqrt{t}$	$\lambda = 110 \sqrt{t}$		
C ₃ H ₈	$A = 110 \sqrt{t}$	$\lambda = 55 \sqrt{t}$		
C ₄	$A = 30 \sqrt{t}$	$\lambda = 11 \sqrt{t}$		
C ₄ H ₁₀	$A = 11 \sqrt{t}$	$\lambda = 3.5 \sqrt{t}$	$A = 30 \sqrt{t}$	$\lambda = 110 \sqrt{t}$
C ₄ H ₁₀ O	$A = 18 \sqrt{t}$	$\lambda = 81 \sqrt{t}$	$A = 30 \sqrt{t}$	$\lambda = 121 \sqrt{t}$
C ₄ H ₁₀ S			$A = 110 \sqrt{t}$	$\lambda = 380 \sqrt{t}$
C ₄ H ₁₀ N			$A = 81 \sqrt{t}$	$\lambda = 140 \sqrt{t}$
C ₄ H ₁₀			$A = 14 \sqrt{t}$	$\lambda = 180 \sqrt{t}$
H ₂	$A = 115 \sqrt{t}$	$\lambda = 571 \sqrt{t}$		
Et ₂	$A = 210 \sqrt{t}$	$\lambda = 110 \sqrt{t}$		
Et				
Acetone				
Mycene				

Shaded area represents cases in which equations are not applicable.

t = time release rate lb/sec.

A = area, ft².

^aMust be processed at least 5°F above auto ignition temperature.

Table 7-11
Instantaneous Release Consequence Equations - Auto Ignition Likely^a

Material	First Phase Seal		Final Phase Seal	
	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)	Area of Equipment Damage (ft ²)	Area of Exposure (ft ²)
C ₁ -C ₁	$A = 0.7Ax^{0.2}$	$A = 310x^{0.05}$		
C ₂ -C ₂	$A = 52x^{1/2}$	$A = 178x^{0.05}$		
C ₃	$A = 27x^{1/2}$	$A = 63x^{0.05}$		
C ₄ -C ₁	$A = 78x^{0.2}$	$A = 162x^{0.05}$		
C ₄ -C ₂	$A = 23x^{1/2}$	$A = 81x^{0.05}$	$A = 60x^{0.05}$	$A = 20x^{0.05}$
C ₄ -C ₃			$A = 32x^{0.05}$	$A = 24x^{0.05}$
C ₄ -C ₄ x			$A = 16x^{0.05}$	$A = 16x^{0.05}$
C ₄ -C ₄ y			$A = 12x^{0.05}$	$A = 41x^{0.05}$
C ₅				
E ₁	$A = 14.0x^{0.2}$	$A = 415x^{0.05}$		
E ₂ -S	$A = 57x^{1/2}$	$A = 120x^{0.05}$		
HF				
Acetone				
Syrene				

Shaded area represents zones in which equations are inconclusive

x = total release mass (lb)

A = area (ft²)

Q must be processed at least 30°F above auto ignition temperature

Table 7-16
Adjustments to Flammable Consequences for Mitigation Systems

Response System Rating		Mitigation	Consequence Adjustment
Detector	Indication		
A	A		Reduce release rate or mass by 5%
A	B		Reduce release rate or mass by 20%
A or B	C		Reduce release rate or mass by 50%
B	B		Reduce release rate or mass by 10%
C	C		No adjustment to consequences

Mitigation System	Consequence Adjustment
Emergency Shutdown coupled with isolation system rated 5 or higher	Reduce release rate or mass by 20%
Fire water deluge system and monitor	Reduce consequence area by 20%
Fire water monitor only	Reduce consequence area by 5%
Foam spray system	Reduce consequence area by 10%

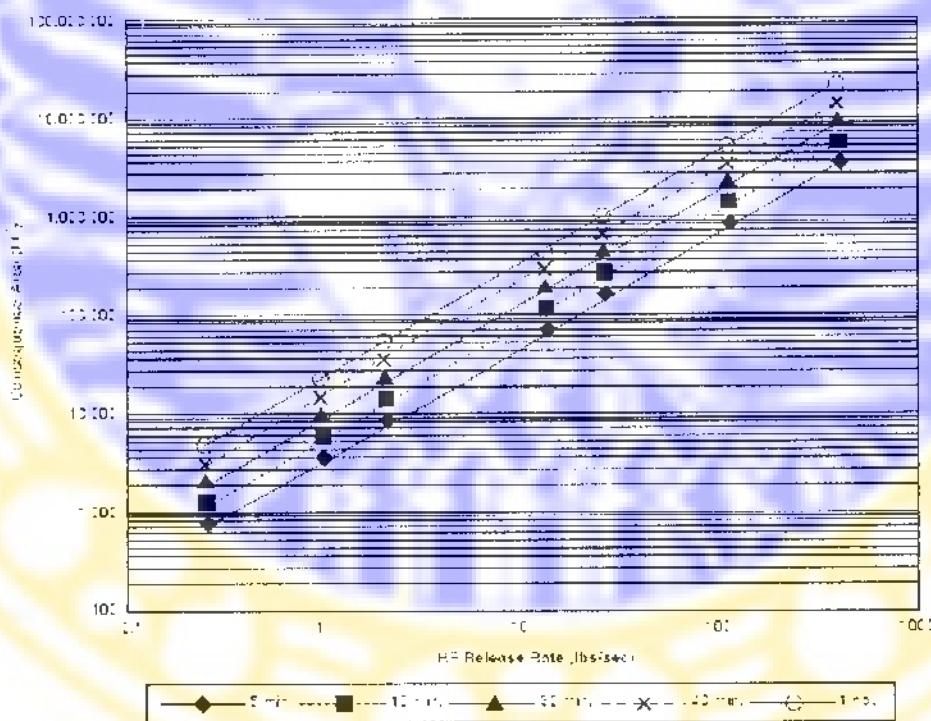


Figure 7-5
Consequence Area for Continuous HF Releases

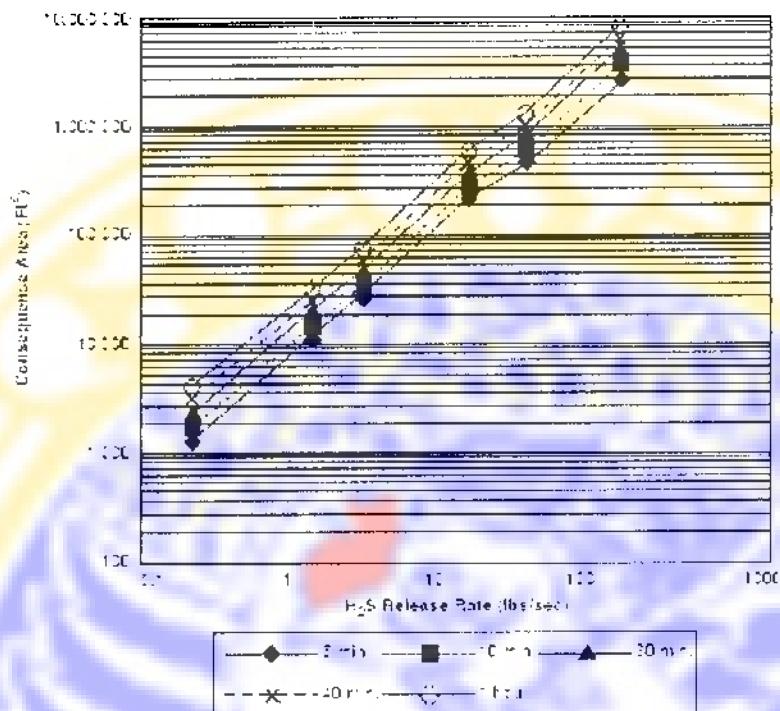


Figure 7-6
Consequence Area for Continuous H₂S Releases

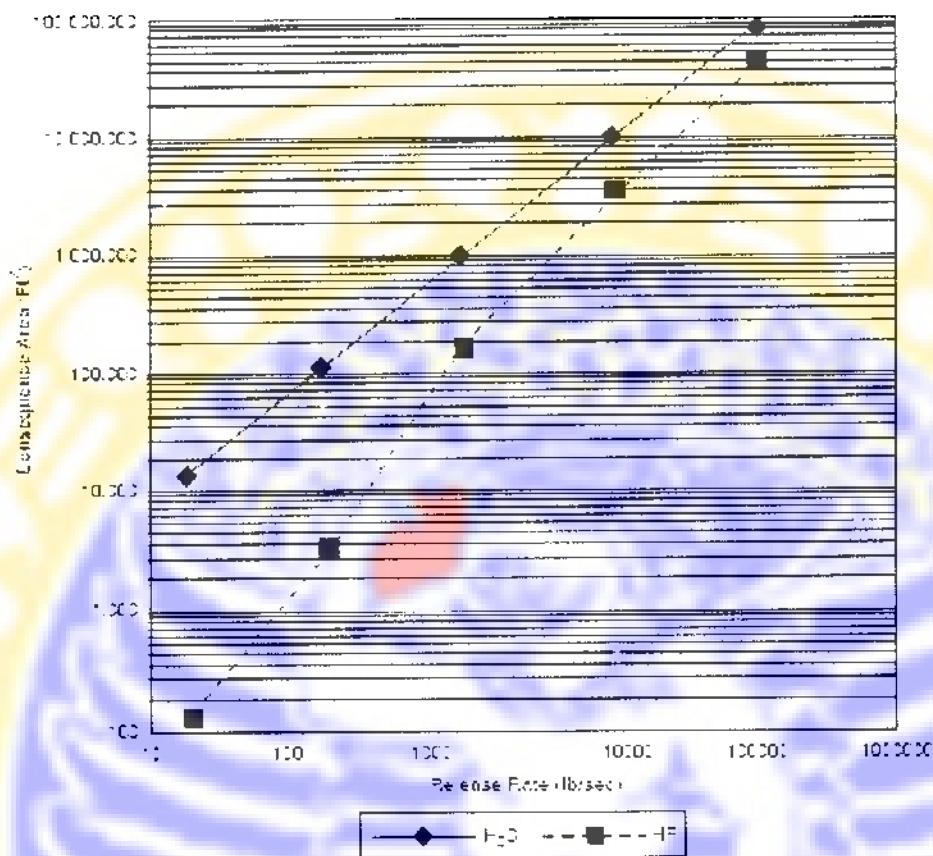


Figure 7-8
Consequence Area for Instantaneous HF and H₂S Releases

Table 8-1
Suggested Generic Equipment Failure Frequencies

Equipment Type	Data Source Reference	Failure Frequency per year for four hole sizes			Report
		1/4 in.	1/2 in.	4 in.	
Centrifugal Pump, single seal	1	6.0 ⁻³	5.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	
Centrifugal Pump, double seal	1	6.0 ⁻³	5.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	
Column	2	3.0 ⁻³	2.0 ⁻⁴	2.0 ⁻⁷	9.0 ⁻²
Compressor, Centrifugal	1		1.0 ⁻³	5.0 ⁻⁷	
Compressor, Reciprocating	3		5.0 ⁻³	5.0 ⁻⁷	
Fiber	1	5.0 ⁻³	1.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Fan/Fan Casing	1	3.0 ⁻³	2.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Heat Exchanger, Shell	1	2.0 ⁻³	1.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	9.0 ⁻³
Heat Exchanger, Tube side	1	2.0 ⁻³	1.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	9.0 ⁻³
Piping, 1/2 in. diameter per ft	3	1.0 ⁻³			9.0 ⁻³
Piping, 1 in. diameter per ft	3	5.0 ⁻⁴			5.0 ⁻³
Piping, 1 in. diameter per ft	3	5.0 ⁻⁴			5.0 ⁻³
Piping, 4 in. diameter per ft	3	5.0 ⁻³	5.0 ⁻⁷		5.0 ⁻³
Piping, 8 in. diameter per ft	3	4.0 ⁻³	4.0 ⁻⁷		5.0 ⁻³
Piping, 10 in. diameter per ft	3	3.0 ⁻³	3.0 ⁻⁷	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Piping, 12 in. diameter per ft	3	2.0 ⁻³	2.0 ⁻⁷	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Piping, 16 in. diameter per ft	3	1.0 ⁻³	2.0 ⁻⁷	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Piping, 18 in. diameter per ft	3	4.0 ⁻³	2.0 ⁻⁷	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Pressure Vessel	2	5.0 ⁻³	5.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Reactor	2	5.0 ⁻³	5.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³
Reciprocating Pump	1	1 ⁻³	1 ⁻⁴	1 ⁻⁷	9.0 ⁻³
Auxiliary storage tank	2	5.0 ⁻³	1.0 ⁻⁴	5.0 ⁻⁷	1.0 ⁻³

Table B-5
Technical Module Subfactor Conversion

Likelihood Category	Technical Module Subfactor
1	1
2	1 - 10
3	10 - 100
4	100 - 1,000
5	1,000

Table G-6A
Guidelines for Assigning Inspection Effectiveness - General Thinning

Inspection Effectiveness Category	Example Concurrent Inspection	Example Nonconcurrent Inspection
Highly Effective	90-100% examination of the part or specific internal features, and compensated by thickness measurement.	90-100% ultrasonic scanning coverage, automated or manual, no profile radiography
Usually Effective	Nominally 20% examination of the material, noncyclic, and spot external, ultimate, or thickness measurement.	Nominally 20% ultrasonic scanning coverage, automated or manual, no profile radiography, or external, raw thickness automatically validated
Fairly Effective	Visual examination without thickness measurements.	2-5% examination, spot external ultrasonic thickness measurements, and little or no material visual examination
Precisely Effective	External specifications reading only	Several thickness measurements, and a documented inspection planning system
Ineffective	No inspection.	Several thickness measurements taken only externally, and a poorly documented inspection planning system

Table G-6B
Guidelines for Assigning Inspection Effectiveness—Localized Thinning

Inspected Effectiveness Category	Example: Inspection	Example: Nondestructive Inspection
Highly Effective	100% visual examination and removal of mental parking, keys, etc., and thickness measurement.	80–100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
Locally Effective	100% visual examination and partial removal of the internally indicating measures, pencils, etc., and thickness measurement.	20% coverage using automated ultrasonic scanning, or 50% manual thickness scanning, or 10% profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
Fairly Effective	Normally 20% visual examination and spot thickness thickness measurement.	Normally 10% coverage using automated ultrasonic thickness scanning, or profile radiography and thickness measurement in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
Precipitately Effective	No inspection.	Specified local thickness measurement or profile radiography without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
Ineffective	No inspection.	Specified local thickness measurement without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.

Table G-7
Thinning Technical Module Subfactors

Number of Inspections	1						2						3						4						5						6					
	Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness			Inspection Effectiveness								
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6						
302	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
304	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
306	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
308	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
310	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
312	3	3	3	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
314	20	17	10	6	1	13	3	1	1	19	3	1	1	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1					
316	30	70	50	20	5	30	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1	1	1	1	1	1					
318	150	120	120	70	1	170	70	10	1	120	35	5	1	100	15	1	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1	1	1	1	1	1	1				
320	100	100	110	105	15	200	120	10	1	120	65	5	1	180	12	1	1	120	11	1	1	120	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
322	500	400	120	120	20	350	170	10	1	140	35	6	1	120	12	1	1	120	15	1	1	110	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
324	500	500	400	100	30	400	220	40	4	220	110	5	2	120	55	4	2	120	21	3	1	150	10	2	2	2	2	2	2	2	2	2				
326	750	600	250	300	30	600	500	30	10	400	110	20	5	400	30	10	4	80	7	3	4	180	40	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
328	800	800	800	700	400	180	700	400	120	50	600	120	20	10	500	110	10	8	400	110	10	8	500	50	5	3	3	3	3	3	3	3	3			
330	1050	900	810	500	200	800	300	120	40	700	270	60	10	600	120	30	15	700	180	21	15	200	12	3	3	3	3	3	3	3	3	3				
332	1100	1100	1100	700	600	170	1000	600	120	50	900	300	40	40	900	170	10	40	700	210	40	40	500	12	4	4	4	4	4	4	4	4	4			
334	1550	1200	1120	700	500	1100	700	300	100	1000	900	120	30	900	250	100	90	800	250	50	90	700	14	9	5	5	5	5	5	5	5	5				
336	1500	1400	1200	1000	800	1300	800	400	120	1200	600	200	100	1000	200	120	100	800	300	100	100	300	300	200	200	200	200	200	200	200	200	200				
338	1900	1700	1400	1000	700	1600	1100	500	500	1200	700	500	300	1200	700	500	300	1200	700	500	300	1200	600	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300			

Table G-8
Guidelines for Determining the Overdesign Factor

MAWP OF Fast ($T_{MAWP} \cdot CA$)	Overdesign Factor
10 to 15	1.0
20	1.5

Table G-9
On-Line Monitoring Adjustment Factor Table

Draining Medium	Key Process Variables	Corrosion Rate	Corrosion Control
Hydrochloric Acid, HCl			
Concave:	(Diffusion equilibrium and Partial)	✓	✓
High Temperature Sulfuric	✓	✓	✓
Naphthalene And Concentric			
High Temperature Ethyl Ester	✓	✓	✓
Concave:			
Sulfuric Acid, H ₂ S/H ₂ , Corrosion			
Low Velocity	✓	✓	✓
= 1 ft/s for CS			
= 1 ft/s for SS			
= 1 ft/s for higher alloy			
High Velocity	✓	✓	✓
	(Diffusion equilibrium and Partial)		
1 ft/s for CS			
1 ft/s for SS			
1 ft/s for higher alloy			
Hydrochloric Acid, HCl, Corrosion	✓	✓	✓
Sour Water Corrosion	✓	✓	✓
Low Velocity	✓	✓	✓
= 20 ft/s			
High Velocity	✓	✓	✓
10 ft/s			
Ammonia			
Low Velocity	✓	✓	✓
High Velocity	✓	✓	✓
Oxidizer	✓	✓	✓

Table G-12
Estimasi Laju Korosi untuk Baja Karbon (mpy)

pH	Temperature (°F)			
	100	100 - 150	150 - 200	200
2	300	500	900	900
3.6-10	200	300	900	900
11-15	150	300	900	900
16-20	100	200	900	900
21-25	100	200	400	350
26-30	50	100	100	150
31-35	20	20	100	120
36-40	10	20	50	100
41-45	10	20	50	100
46-50	10	N	50	70
51-55	-	20	50	50
56-60	-	10	20	50
61-65	-	10	10	20
66-70	-	5	-	10

$$Q_L = C_d A \sqrt{2 \rho g_c \Delta P}$$

LAMPIRAN 2:

LEMBAR QUESIONER SISTIM EVALUASI MANAJEMEN



1. Leadership and Administration Assessment

Leadership is considered crucial in implementing and sustaining an Safety Management effort.

No.	Item	Possible Score	Actual Score
1.1	Does the organization at the corporate or local level have a general policy statement reflecting management commitment to Process Safety Management and emphasizing safety and loss control issues?	10	10
1.2	Is the general policy statement:		
a.	Contained in manuals?	2	2
b.	Posted in various locations?	2	2
c.	Included as a part of all rule booklets?	2	1
d.	Referred to in all major training programs?	2	1
e.	Used in other ways? (Describe)	2	1
1.3	Are responsibilities for process safety and health issues clearly defined in every manager's job description?	10	10
1.4	Are annual objectives in the area of process safety and health issues established for all management personnel, and are they then included as an important consideration in their regular annual appraisals?	15	10
1.5	What percentage of the total management team has participated in a formal training course or outside conference or seminar on Process Safety Management over the last three years?	% x 10	7
1.6	Is there a site Safety Committee, or equivalent?	5	5
a.	Does the committee make-up represent a diagonal slice of the organization?	5	5
b.	Does the committee meet regularly and document that appropriate recommendations are implemented?	5	5
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

2. Process Safety Information

No.	Item	Possible Score	Actual Score
2.1	Are Material Safety Data Sheets (MSDS) available for all chemical substances used or handled in each unit?	5	5
a.	Is the maximum on-site inventory of each of these chemicals listed?	2	2
b.	Is this information available to operations and maintenance personnel and any appropriate contract personnel in the unit?	2	2
c.	Are the hazardous effects, if any, of inadvertent mixing of the various materials on site clearly stated in the Standard Operating Procedures and emphasized in operator training programs?	2	1
2.2	Are quality control procedures in place and practiced to ensure that all identified materials meet specifications when received and used?	10	6
2.3	Is up-to-date written information readily available in the unit that:		
a.	Summarizes the process chemistry?	3	2
b.	Lists the safe upper and lower limits for such items as temperatures, pressures, flows and compositions?	3	1
c.	States the safety-related consequences of deviations from these limits?	3	1
2.4	Is a block flow diagram or simplified process flow diagram available to aid in the operator's understanding of the process?	5	5
2.5	Are P&IDs available for all units at the site?	10	10
2.6	Does documentation show all equipment in the unit is designed and constructed in compliance with all applicable codes, standards, and generally accepted good engineering practices?	8	5
2.7	a. Has all existing equipment been identified that was designed and constructed in accordance with codes, standards, or practices that are no longer in general use?	4	4
	b. Has it been documented that the design, maintenance, inspection and testing of such equipment will allow it to be operated in a safe manner?	4	2
2.8	Have written records been compiled for each piece of equipment in the process, and do they include all of the following?		
a.	Materials of construction.	1	0
b.	Design codes and standards employed.	1	0
c.	Electrical classification.	1	0
d.	Relief system design and design basis.	1	0
e.	Ventilation system design	1	0
f.	Safety systems, including interlocks, detection and suppression systems.	1	0
2.9	Are procedures in place to ensure that each individual with responsibility for managing the process has a working knowledge of the process safety information appropriate to his or her responsibilities?	5	3
2.10	Is a documented compilation of all the above Process Safety information maintained at the facility as a reference? The individual elements of the information may exist in various forms and locations, but the compilation should confirm the existence and location of each element	8	6

LAMPIRAN-2

3. Process Hazard Analysis

No.	Item	Possible Score	Actual Score
3.1	What percentage of all process units that handle hazardous chemicals at the facility have had a formal Process Hazard Analysis (PHA) within the last five years?	% x 10	8
3.2	Has a priority order been established for conducting future PHAs?	5	3
	Does the basis for the prioritization address the following factors?		
a.	The quantity of toxic, flammable or explosive material at the site	1	0
b.	The level of toxicity or reactivity of the materials	1	0
c.	The number of people in the immediate proximity of the facility, including both onsite and offsite locations	1	0
d.	Process complexity	1	0
e.	Severe operating conditions or conditions that can cause corrosion or erosion	1	0
3.3	Do the PHAs conducted to date address:		
a.	The hazards of the process?	2	2
b.	A review of previous incident/accident reports from the unit being analyzed to identify any previous incidents that had a potential for catastrophic consequences?	2	2
c.	Engineering and administrative controls applicable to the hazards and their interrelationships?	2	2
d.	Consequence of failure of engineering and administrative controls?	2	1
e.	Facilities siting?	2	1
f.	Human factors?	2	1
g.	A qualitative evaluation of the possible safety and health effects of failure of controls on employees?	2	2
3.4	Based on the most recent PHA conducted:		
a.	Was the team leader experienced in the technique being employed?	3	3
b.	If had the team leader received formal training in the method being employed?	3	3
c.	Was at least one member of the team an expert on the process being analyzed?	3	3
d.	Were all appropriate disciplines represented on the team or brought in as required during the analysis?	3	3
e.	Was at least one member of the team a person who did not participate in the original design of the facility?	3	3
3.5	Is a formal system in place to promptly address the findings and recommendations of a Process Hazard Analysis to ensure that the recommendations are resolved in a timely manner and that the resolution is documented?	8	6
a.	If so, are timetables established for implementation?	3	2
b.	Does the system require that decisions concerning recommendations in PHAs and the status of implementation be communicated to all operations, maintenance and other personnel who may be affected?	3	2
3.6	Is the methodology used in past PHAs and/or planned future PHAs appropriate for the complexity of the process?	10	7
3.7	Are the PHAs being led by an individual who has been trained in the methods being used?	12	10
3.8	Based on the most recent PHAs conducted, are the average rates of analysis appropriate for the complexity of the systems being analyzed? (Typically, 2-4 P&IDs of average complexity will be analyzed per day.)	10	9
3.9	After the process hazards have been identified, are the likelihood and consequences of the failure scenarios assessed using either qualitative or quantitative techniques?	5	2
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

LAMPIRAN 2

No.	Item	Possible Score	Actual Score	Total Points	Room for Improvement
4.1	Does the facility have a written Management of Change procedure that must be followed whenever new facilities are added or changes are made to a process?	9	5	5	Are authorization procedures clearly stated and at an appropriate level?
4.2	Do the following types of "changes" invoke the Management of Change procedure?				Physical changes to the facility, other than replacement in kind (expansion, equipment, modifications, instrument or system revisions, etc.)
4.3	Is there a clear understanding of what constitutes a "temporary change"?	5	3	3	Changes in process chemicals (additives, catalysts, solvents, etc.).
4.4	Does Management of Change handle temporary changes as well as permanent changes?	4	2	2	Changes in process conditions (operating temperature, pressures, production rates, etc.).
	b. Are items that are installed as "temporary" checked to ensure that they are either removed after a reasonable period of time or classified as permanent?	5	3	3	Changes in operating procedures (startup or shutdown sequences, unit staffing level or assignments, etc.).
	c. Does Management of Change handle temporary changes as well as permanent changes?	4	2	2	Significant changes in operating procedures (startups or shutdown sequences, unit staffing level or assignments, etc.).
	d. Are items that are installed as "temporary" checked to ensure that they are either removed after a reasonable period of time or classified as permanent?	5	3	3	Changes in process chemicals (additives, catalysts, solvents, etc.).
4.5	When changes are made to a process:	10	5	5	Review the effect of the proposed change on all separate but interrelated upstream and downstream facilities.
4.6	When the equipment or materials of construction are changed through replacement or maintenance items, is there a system in place to formally review any metallurgical change to ensure that the new material is suitable for the process?	5	2	2	When the impact of these changes on the equipment and materials of construction be reviewed to determine whether they will cause any increased rate of deterioration or failure, or will result in different failure mechanisms in the process equipment.

4. Management of Change

5. Operating Procedures

No.	Item	Possible Score	Actual Score
5.1	Are written operating procedures available to operations and maintenance personnel in all units?	10	5
	Do the operating procedures clearly define the position of the person or persons responsible for operation of each applicable area?	5	5
5.2	Are the following operating considerations covered in all Standard Operating Procedures (SOPs)?		
a.	Initial startup.	2	1
b.	Normal (as well as emergency) operation.	2	2
c.	Normal shutdown.	2	1
d1.	Emergency shutdown.	2	2
d2	Is the position of the person or persons who may initiate these procedures defined?	2	2
e.	Steps required to correct or avoid deviation from operating limits and consequences of the deviation.	2	0
f.	Startup following a turnaround.	2	1
g.	Safety systems and their functions.	2	1
5.3	Are the following safety and health considerations covered in all SOPs for the chemicals used in the process?		
a.	Properties of, and hazards presented by, the chemicals.	3	1
b.	Precautions necessary to prevent exposure, including controls and personal protective equipment.	4	3
c.	Control measures to be taken if physical contact occurs	3	2
5.4	Are the SOPs in the facility written in a clear and concise style to ensure effective comprehension and promote compliance of the users?	10	8
5.5	Are there adequate procedures for hand over/transfer of information between shifts?	10	7
5.6	How frequently are operating procedures formally reviewed to ensure they reflect current operating		
	At least annually, or as changes occur	11	
	Each two years	6	
	Only when major process changes occur	3	3
	No schedule has been established	0	
5.7	How often an unbiased evaluation made of the level of compliance with written operating procedures?		
	Every 6 months	8	
	Yearly	4	
	Each 3 years	2	
	Not Done	0	0
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

6. Safe Work Practices

No.	Item	Possible Score	Actual Score
6.1	Have safe work practices been developed and implemented for employees and contractors to provide for the control of hazards during operation or maintenance, including:		
a.	Hot work.	2	2
b.	Line breaking procedures.	2	2
c.	Lockout / tagout	2	2
d.	Confined space entry.	2	2
e.	Opening process equipment or piping	2	2
f.	Entrance into a facility by maintenance, contract, laboratory, or other support personnel	2	2
g.	Vehicle entry.	2	2
h.	Crane lifts	2	2
i.	Handling of particularly hazardous materials (toxic, radioactive, etc.)	2	2
j.	Inspection or maintenance of in-service equipment.	2	2
6.2	Do all the safe work practices listed in 6.1 require a work authorization form or permit prior to initiating the activity? If so, do the permit procedures include the following features?	10	10
a.	Forms that adequately cover the subject area.	1	1
b.	Clear instructions denoting the number of copies issued and who receives each copy.	1	1
c.	Authority required for issuance.	1	1
d.	Sign-off procedure at completion of work.	1	1
e.	Procedure for extension or reissue after shift change.	1	1
6.3	Is formal training provided to persons issuing each of the above permits?	10	5
6.4	Are the affected employees trained in the above permit and procedure requirements?	10	5
6.5	How often is an independent evaluation made (e.g., by Safety Department or similar group), with results communicated to appropriate management, to determine the extent of compliance with requirements for work permits and specialized procedures for major units within the organization? (Choose one)		
	Every 3 months	7	
	Every 6 months	4	
	Yearly	2	2
	Not done	0	
6.6	Is a procedure in place that requires that all work permit procedures and work rules be formally reviewed at least every three years and updated as required? Do records indicate that these reviews are being conducted on a timely basis?	10	5
6.7	Have surveys been conducted to determine whether working environment are consistent with ergonomic standards? Either no deficiencies were found in the above survey, or if they were, are they being corrected?	4	1
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

7. Training

No.	Item	Possible Score	Actual Score
7.1	Is there a written procedure that defines the general training in site-wide safety procedures, work practices, etc., that a newly hired employee will receive?	10	5
7.2	Is there a written procedure that defines the amount and content of site-specific training, in addition to the general training provided in 7.1, that an employee newly assigned to an operations position will receive prior to assuming his duties?	10	5
7.3	Does the procedure described in 7.2 require that the training include the following?		
	a. An overview of the process and its specific safety and health hazards.	3	2
	b. Training in all operating procedures.	3	2
	c. Training on site-emergency procedures.	3	2
	d. Emphasis on safety-related issues such as work permits, importance of interlocks and other safety systems, etc.	3	2
	e. Safe work practices.	3	2
	f. Appropriate basic skills.	3	2
7.4	At the completion of formal training of operations personnel, what method is used to verify that the employee understands the information presented? (Choose one)		
	Performance test followed documented observation	10	10
	Performance test only	7	
	Opinion of instructor	3	
	No verification	0	
7.5	How often are operations employees given formal refresher training (Choose one)		
	At least once every three years	10	
	Only when major process changes occur	5	5
	Never	0	
7.6	What is the average amount of training given to each operations employee per year.		
	15 days/year or more	10	
	11 to 14 days/year	7	
	7 to 10 days/year	5	5
	3 to 6 days/year	3	
	Less than 3 days/year	0	
7.7	Has a systematic approach (e.g. employee surveys, task analysis, etc.) been used to identify the training needs of all employees at the facility, including the training programs referred to in 7.1 and 7.2?	4	2
	a. Have training programs been established for the identified needs?	4	2
	b. Are training needs reviewed and updated periodically?	4	2
7.8	Are the following features incorporated in the plant's formal training programs?		
	a. Qualifications for trainers have been established and are documented for each trainer.	5	3
	b. Written lesson plans are used that have been reviewed and approved to ensure complete coverage of the topic.	5	2
	c. Training aids and simulators are used where appropriate to permit "hands-on" training.	5	2
	d. Records are maintained for each trainee showing the date of training and means used to verify that training was understood.	5	2
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

8. Mechanical Integrity

No.	Item	Possible Score	Actual Score
8.1	Has a written inspection plan for the process unit been developed that includes the following elements: a. All equipment needing inspection has been identified? b. The responsibilities to conduct the inspections have been assigned? c. Inspection frequencies have been established? d. The inspection methods and locations have been specified? e. Inspection reporting requirements have been defined?	2 2 2 2 2	2 1 1 1 2
8.2	Does the inspection plan referred to in 8.1 include a formal, external visual inspection program for all process units? a. Are all the following factors considered in the visual inspection program: the condition of the outside of equipment, insulation, painting/coatings, supports and attachments, and identifying mechanical damage, corrosion, vibration, leakage or improper components or repairs? b. Based on the inspection plan referred to in 8.1, do all pressure vessels in the unit receive such a visual external inspection at least every 5 years? c. Based on this inspection plan, do all on-site piping systems that handle volatile, flammable products, toxins, acids and caustics, and other similar materials receive a visual external inspection at least every 5 years?	2	2
8.3	Based on the inspection plan, do all pressure vessels in the unit receive an internal or detailed inspection using appropriate nondestructive examination procedures at least every 10 years?	5	2
8.4	Has each item of process equipment been reviewed by appropriate personnel to identify the probable causes of deterioration or failure? a. Has this information been used to establish the inspection methods, locations, and frequencies and the preventive maintenance programs? b. Have defect limits been established, based on fitness for service considerations?	5 1 1	2 0 0
8.5	Is a formal program for thickness measurements of piping as well as vessels being used? a. When the locations for thickness measurements are chosen, 1. Is the likelihood and consequence of failure a major factor? 2. Is localized corrosion and erosion a consideration? b. Are thickness measurement locations clearly marked on inspection drawings and on the vessel or piping system to allow repetitive measurements at precisely the same locations? c. Are thickness surveys up to date? d. Are the results used to predict remaining life and adjust future inspection frequency?	3 1 1 2 2	1 0 0 1 1
8.6	Has the maximum allowable working pressure (MAWP) been established for all piping systems, using applicable codes and current operating conditions? Are the MAWP calculation updated after each thickness measurement, using the latest wall thickness and corrosion rate?	3 2	2 1
8.7	Is there a written procedure that requires an appropriate level of review and authorization prior to any changes in inspection frequencies or methods and testing procedures?	5	2
8.8	Have adequate inspection checklists been developed and are they being used? Are they periodically reviewed and updated as equipment or processes change?	3 2	1 1

LAMPIRAN-2

8.9	Are all inspections, tests and -repairs performed on the process equipment being promptly documented?	3	1
	Does the documentation include all of the following information?:	3	1
a.	The date of the inspection.		
b.	The name of the person who performed the inspection.		
c.	Identification of the equipment inspected.		
d.	A description of the inspection or testing.		
e.	The results of the inspection.		
f.	All recommendations resulting from the inspection.		
g.	A date and description of all maintenance performed.		
8.10	Is there a written procedure requiring that all process equipment deficiencies identified during an inspection be corrected in a safe and timely manner and are they tracked and followed up to assure completion?	5	2
a.	Is a system used to help determine priorities for action?	1	0
b.	If defects are noted, are decisions to continue to operate the equipment based on sound engineering assessments of fitness for service?	2	1
8.11	Is there a complete, up-to-date, central file for all inspection program information and reports?	3	1
	Is this file information available to everyone who works with the process?	2	1
8.12	Have all employees involved in maintaining and inspecting the process equipment been trained in an overview of the process and its hazards?	5	4
8.13	Have all employees involved in maintaining and inspection the process equipment been trained in all procedures applicable to their job tasks to ensure that they can perform the job tasks in a safe and effective manner?	3	2
	At completion of the training described above, are formal methods used to verify that the employee understands what he was trained on?	2	1
8.14	Are inspectors certified for performance in accordance with applicable industry codes and standards (e.g., API 510, 570 and 653)?	5	4
8.15	Are training programs conducted for contractors' employees where special skills or techniques unique to the unit or plant are required for these employees to perform the job safely?	5	3
8.16	Has a schedule been established for the inspection or testing of all pressure relief valves in the unit?	3	1
a.	Is the schedule being met?	1	0
b.	Are all inspections and repairs fully documented?	1	0
c.	Are all repairs made by personnel fully trained and experienced in relief valve maintenance?	1	0
8.17	Does the preventive maintenance program used at the facility meet the following criteria?		
a.	All safety-critical items and other key equipment, such as electrical switchgear and rotating equipment, are specifically addressed.	1	0
b.	Check lists and inspection sheets are being used.	1	0
c.	Work is being completed on time.	1	0
d.	The program is continuously modified based on inspection feedback.	1	0
e.	Repairs are identified, tracked and completed as a result of the PM program.	1	0
8.18	Does the facility have a quality assurance program for construction and maintenance to ensure that:		
a.	Proper materials of construction are used?	1	1
b.	Fabrication and inspection procedures are proper?	1	1
c.	Equipment is maintained in compliance with codes and standards?	1	1
d.	Flanges are properly assembled and tightened?	1	1
e.	Replacement and maintenance materials are properly specified, inspected and stored?	1	1

LAMPIRAN-2

8.19	Is there a permanent and progressive record for all pressure vessels that includes all of the following?	5	3
	a. Manufacturers' data reports and other pertinent data records. b. Vessel identification number c. Relief valve information. d. Results of all inspections, repairs, alterations, or re-ratings that have occurred to date.		
8.20	Are systems in place, such as written requirements, supervisor sign off, sufficient to ensure that all design repair and alteration done on any pressure vessel or piping system be done in accordance with the code to which the item was built, or in-service repair and inspection code?	5	3
TOTAL POINTS		120	62
Room for Improvement		88.33%	

LAMPIRAN-2

9. Pre-Startup Safety Review

No.	Item	Possible Score	Actual Score
9.1	Does company policy require a formal Process Hazard Analysis at the conception and/or design stage of all new development, construction, and major modification projects?	10	7
9.2	Is there a written procedure requiring that all of the following items have been accomplished before the startup of new or significantly modified facilities? <ul style="list-style-type: none"> a. Written operating procedures have been issued. b. Training has been completed for all personnel involved in the process. c. Adequate maintenance, inspection, safety and emergency procedures are in place. d. Any recommendations resulting from the formal PHA have been completed. 	10	7
9.3	Is there a written procedure requiring that all equipment be inspected prior to startup to confirm that it has been installed in accordance with the design specifications and manufacturer's recommendations? <ul style="list-style-type: none"> a. Does the procedure require formal inspection reports at each appropriate stage of fabrication and construction? b. Does the procedure define the corrective action and follow-up needed when deficiencies are found? 	10	7
9.4	In the pre-startup safety review, is it required that physical checks be made to confirm: <ul style="list-style-type: none"> a. Leak tightness of all mechanical equipment prior to the introduction of highly hazardous chemicals to the process? b. Proper operation of all control equipment prior to startup? c. Proper installation and operation of all safety equipment (relief valves, interlock, leak detection equipment, etc.)? 	10	3
9.5	Is there a requirement to formally document the completion of the items in Questions 9.1, 9.2, 9.3, and 9.4 prior to startup, with a copy of the certification going to facility management?	5	3
TOTAL POINTS		60	39
Room for Improvement		35.00%	

LAMPIRAN-2

10. Emergency Response

No.	Item	Possible Score	Actual Score
10.1	Does the facility have an emergency plan in writing to address all probable emergencies?	10	10
10.2	Is there a requirement to formally review and update the emergency plan on a specified schedule?		
a.	Does the facility's Management of Change procedure include a requirement to consider possible impact on the facility emergency plan?	2	1
b.	Are the results of all new or updated PHA's reviewed to determine whether any newly identified hazards will necessitate a change in the facility emergency plan?	2	1
10.3	Does the emergency plan include at least the following?		
a.	Procedures to designate one individual as Coordinator in an emergency situation, with a clear statement of his or her responsibilities.	2	2
b.	Emergency escape procedures and emergency escape route assignments.	2	2
c.	Procedures to be followed by employees who remain to perform critical plant operations before they evacuate.	2	2
d.	Procedures to account for all employees after emergency evacuation has been completed.	2	2
e.	Rescue and medical duties for those employees who are to perform them.	2	2
f.	Preferred means of reporting fires and other emergencies.	2	2
g.	Procedures for control of hazardous materials.	2	1
h.	A search and rescue plan.	2	1
i.	An all-clear and re-entry procedure.	2	1
10.4	Has an emergency control center been designated for the facility? Does it have the following minimum resources?	5	5
a.	Emergency power source.	2	0
b.	Adequate communication facilities.	2	2
c.	Copies of P&IDs, SOPs, MSDS, Plot Plans, and other critical safety information for all process units at the facility.	2	0
10.5	Have persons been designated who can be contacted for further information or explanation of duties under the emergency plan? Is this list of name posted in all appropriate locations (control rooms, security office, emergency control center, etc.)?	5	5
10.6	Are regular drills conducted to evaluate and reinforce the emergency plan?	10	5
TOTAL POINTS		15	5
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

11. Incident Investigation

No.	Item	Possible Score	Actual Score
11.1	Is there a written incident/accident investigation procedure that includes both accidents and near misses?	10	10
	Does the procedure require that findings and recommendations of investigations be addressed and resolved promptly?	5	5
11.2	Does the procedure require that the investigation team include:		
a.	A member trained in accident investigation techniques?	3	2
b.	The line supervisor or someone equally familiar with the process?	3	3
11.3	Indicate whether the investigation procedure requires an investigation of the following items by the immediate supervisor with the results recorded or, a standard form:		
a.	Fire and explosions.	2	2
b.	Property losses at or above an established cost base.	2	2
c.	All non-disabling injuries and occupational illnesses.	2	2
d.	Hazardous substance discharge.	2	2
e.	Other accidents/incidents (near-misses).	2	2
11.4	Is there a standard form for accident/incident investigation that includes the following information:		
a.	Date of incident.	2	2
b.	Date investigation began	2	2
c.	Description of the incident.	2	2
d.	Underlying causes of the incident.	2	2
e.	Evaluation of the potential severity and probable frequency of recurrence.	2	1
f.	Recommendations to prevent recurrence.	2	2
11.5	Based on a review of plant records, to what degree does it appear that the established incident investigation procedures are being followed?	5	5
11.6	If the incident/accident involved a failure of a component or piece of equipment, are appropriate inspection or engineering people required to be involved in a failure analysis to identify the conditions or practices that caused the failure?	10	10
11.7	Are incident investigation reports reviewed with all affected personnel whose job tasks are relevant to the incident findings, including contract employees, where applicable?	5	3
11.8	During the last 12-month period, have any incident or accident reports or report conclusions been transmitted to other sites that operate similar facilities within the company?	6	4
11.9	Do the procedure for incident reporting and/or process hazard analysis require that the findings from all applicable incident reports be reviewed and incorporated into future PHAs?	6	3
TOTAL POINTS		75	66
Room for Improvement		12.00%	

LAMPIRAN-2

12. Contractors

No.	Item	Possible Score	Actual Score
12.1	Do contractor selection procedures include the following prior to awarding the contract?		
a.	A review of the contractor's existing safety and health programs.	3	2
b.	A review of the contractor's previous loss experience data.	3	2
c.	A review of the documentation of the experience and skills necessary to reasonably expect the contractor to perform the work safely and efficiently.	3	2
12.2	Before the start of work, is the contract employer advised in writing of:		
a.	All known potential hazards of the process and of the contractor's work?	2	1
b.	Plant safe-work practices?	2	1
c.	Entry/access controls?	2	1
d.	All applicable provisions of the emergency response plan?	2	1
12.3	Are pre-job meetings held with contractors to review the scope of contract work activity plus the company's requirements for safety, quality assurance, and performance?	9	6
12.4	Are periodic assessments performed to ensure that the contract employer is providing to his or her employees the training, instruction, monitoring etc., required to ensure the contract employees abide by all facility safe-work practices?	9	6
12.5	Are all contractors who perform maintenance or repair, turnaround, major renovation or specialty work covered by all the procedures addressed in this section?	10	7
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

13. Management System Assessments

No.	Item	Possible Score	Actual Score
13.1	How often is a formal written assessment conducted of the facility's Process Safety Management system? (Choose one)		
	Every year	10	
	Every three years	7	7
	Not done	0	
13.2	Has an action plan been developed to meet program needs as indicated by the last assessment?	10	7
13.3	Based on the most recent assessment, did the assessment team include people with the following skills:		
a.	Formal training in assessment techniques?	5	5
b.	In-depth knowledge of the process being assessed?	5	5
13.4	Based on a review of the most recent assessment was the breadth, and depth of the assessment appropriate for the facility?	10	8
TOTAL POINTS			
Room for Improvement			

LAMPIRAN-2

Maintenance Weekly Report

Week period: September 19-25, 2005

Highlighted Activities

Material Usage : (USD)

(LSD)

Munhousie Available

Alienated

Utilization

Suspended Activities & Reason:

<i>W.O No.</i>	<i>Activities</i>	<i>Status</i>

Planning for next week

ZEPHYRUS

Digitized by srujanika@gmail.com

H. & J. Snydersma

LAMPIRAN 3:
FORMULIR HASIL PENILAIAN RISIKO



Operating Unit :		PG-012-6"							
Equipment No :		Process Gas Line							
Description :									
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL									
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.									
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE									
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2							
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D							
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000 lbs							
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min				
6	Enter operating pressure	450 psia							
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluids in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	<input checked="" type="radio"/> Gas		Liquid					
GAS RELEASE RATE									
8	Enter the process temperature.	120 °F	=	321.89 K					
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (Cp) of the gas at temperature given in Line 8. ($Cp = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,Cand D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09				
		46,3002 (J/mol-K)							
10	Calculate and enter K ($K = Cp/(Cp-R)$) where R is ideal gas constant. ($1,987 \text{ BTU/lb}\cdot\text{mol}^0\text{F} = 8.3144 \text{ J/mol}\cdot\text{K}$)	1.2189							
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.7 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{ext}((K+1)/2)^{K/(K-1)}$)	26.21126 psia							
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC							
	HOLE SIZES---->	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture				
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16. $R_{(sonic)} = C_1 A P \sqrt{\frac{2}{\pi}} \left[\frac{g}{RT} \right]^{1/2} \left[\frac{2}{1+(K-1) \left(\frac{P_{ext}}{P} \right)^{1/(K-1)}} \right]^{1/2}$	0.4141 lb/sec	6.6262 lb/sec	106,0185 lb/sec	2146.8739 lb/sec				
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16. $R_{(subsonic)} = C_1 A P \left[\frac{H}{2} \right]^{1/2} \left[\frac{2}{1+(K-1) \left(\frac{P_{ext}}{P} \right)^{1/(K-1)}} \right]^{1/2} \left[1 - \left(\frac{P_{ext}}{P} \right)^{1/(K-1)} \right]$	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec				
LIQUID RELEASE RATE									
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec				

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE						
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate - Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9	
		min	min	min	min	
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE						
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{NBP}	193				$^{\circ}\text{F}$
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition		Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas		Gas		
		GAS				
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For Instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0	
		min	min	min	min	
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS						
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000				lbs

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS			
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.			
Step 1	TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)		
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.			
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).			
1.	Identified damage mechanisms		
1a.	Thinning/Corrosion (Y/N)		
1b.	HTHA (Y/N)		
1c.	SCC (Y/N)		
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b
2	Equipment		
	Material	A 106	
	Age of equipment, a (years)	10	
	MAWP (psi)	900	
	Operating Pressure (psi)	450	
	Thickness, t (inch)	0.28	
	Operating Temperature ($^{\circ}$ F)	120	
	pH	5	
2A.	Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30	
	Corrosion type	General	
2B.	Nelson Curve Temperature		
2C.	SCC Crack Size or Susceptibility		
3	Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	1.1	
4	Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)		
	Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective	
	Number of Previous Inspections	1	
5	Technical modul subfactor from Table G-7	4226	
6	Correction for overdesign		
	MAWP / Operating Pressure	2	
	Overdesign factor (Table G-8)	0.5	
7	Correction for highly reliable damage rate data		
	Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons	
	Online monitoring factor (Table G-9)	2	
	Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1	
	Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1	
8	Corrected technical module subfactor	1056.5	
9	Combined technical module subfactor	1056.5	
10	Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5	

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.					
REPRESENTATIVE MATERIAL					
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2			
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in.
RELEASE TYPE		Rupture			
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
RELEASE RATE OR MASS					
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic - Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
DETECTION RATING					
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C
ISOLATION RATING					
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION					
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%	0%
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
EQUIPMENT DAMAGE AREA					
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release	
		a	b	a	b
		43	0.98	41	0.67
		Equipment damage area			
		18.1245	274.3499	4152.813	6999.939
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
POTENTIAL FATALITIES AREAS					
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release	
		a	b	a	b
		110	0.96	79	0.67
		Potential fatalities area			
		47.190	675.778	9677.405	13487.687
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
CONSEQUENCE REDUCTION					
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area.	Fire water monitors only			
	Mitigation system (Table 7-16)	5%	5%	5%	5%
	Mitigation adjustment (Table 7-16)	17.2183	260.6324	3945.1719	6649.942
	Equipment damage area	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities.	44.830	641.989	9193.535	12313.302
	Fatalities area (ft ²)				

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of H ₂ S or H ₂ S					
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H ₂ S.				
	HOLE SIZES→		1/4 in.	1 in.	4 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous." skip to Line 8.	Gas			
	Phase of the fluid in the equipment Gas discharge type Release rate (lb/sec)	SONIC			
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.	60 min	40 min	20 min	0 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A lb	N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	4.00E-07	4.00E-07	0.00E+00	8.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	8.80E-07 failures/yr			
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.55E-01	4.55E-01	0.00E+00	9.09E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	6993.939
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.778	9677.405	13487.687
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	13487.687
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	21.4499	307.1716	0.0000	1226.1533
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	1554.7749 ft ²			
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A ft ²			
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure 8-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :					
Equipment No : PG-013-8"					
Description : Process Gas Line					
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.					
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE					
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).		C1-C2		
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.		D		
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)		500000		lbs
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.		C		
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.		C		
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.		1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min Rupture 0 min
6	Enter operating pressure		450 psia		
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluida in the equipment. If liquid, skip to Line 15.		Gas	Liquid	
GAS RELEASE RATE					
8	Enter the process temperature.		120 °F	= 321.89 K	
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (C_p) of the gas at temperature given in Line 8. ($C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,C and D are from Table 7-2		A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05 -1.30E-09 46.3002 (J/mol-K)
10	Calculate and enter K ($K = C_p/(C_p - R)$) where R is ideal gas constant. ($1.987 \text{ BTU/lb-mol°F} = 8.3144 \text{ J/mol-K}$)		1.2189		
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{ext}((K+1)/2)^{K/(K-1)}$)		26.21126 psia		
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.		SONIC		
	HOLE SIZES -->		1/4 in.	1 in.	4 in.
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.		0.4141 lb/sec	6.6262 lb/sec	106.0185 lb/sec
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.		lb/sec	lb/sec	lb/sec
LIQUID RELEASE RATE					
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.		lb/sec	lb/sec	lb/sec

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE						
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9	
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10,000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE						
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BOP}	193 °F				
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition		Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas		Gas		
		GAS				
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0	
		min	min	min	min	
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS						
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000 lbs				

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS						
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.						
Step I	TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)					
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.						
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).						
1.	Identified damage mechanisms					
1a.	Thinning/Corrosion (Y/N)	YES				
1b.	HTHA (Y/N)					
1c.	SCC (Y/N)					
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b			
2	Equipment		1c			
	Material	A 106				
	Age of equipment, a (years)	10				
	MAWP (psi)	900				
	Operating Pressure (psi)	450				
	Thickness, t (inch)	0.322				
	Operating Temperature (°F)	120				
	pH	5				
2A.	Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30				
	Corrosion type	General				
2B.	Nelson Curve Temperature					
2C.	SCC Crack Size or Susceptibility					
3	Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.9				
4	Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)					
	Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective				
	Number of Previous Inspections	1				
5	Technical modul subfactor from table G-7	3380				
6	Correction for overdesign					
	MAWP / Operating Pressure	2				
	Overdesign factor (Table G-8)	0.5				
7	Correction for highly reliable damage rate data					
	Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons				
	Online monitoring factor (Table G-9)	2				
	Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1				
	Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1				
8	Corrected technical module subfactor	845				
9	Combined technical module subfactor	845				
10	Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5				

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS						
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.						
REPRESENTATIVE MATERIAL						
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2				
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
RELEASE TYPE						
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	
RELEASE RATE OR MASS						
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
DETECTION RATING						
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C	
ISOLATION RATING						
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C	
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION						
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%	0%	
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
EQUIPMENT DAMAGE AREA						
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release			
		a	b	a	b	
		43	0.98	41	0.67	
		Equipment damage area				
		18.1245	274.3499	4152.813	6999.939	
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²	
POTENTIAL FATALITIES AREAS						
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release			
		a	b	a	b	
		110	0.96	79	0.67	
		Potential fatalities area				
		47.190	675.778	9677.405	13487.687	
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²	
CONSEQUENCE REDUCTION						
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area. Mitigation system (Table 7-16)	Fire water monitors only				
	Mitigation adjustment (Table 7-16)	5%	5%	5%	5%	
	Equipment damage area	17.2183	260.6324	3945.1719	6649.942	
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²	
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities.	Fatalities area (ft ²)	44.830	641.989	9193.535	12813.302

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of H5 or H2S					
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H2S.				
	HOLE SIZES >		1/4 in.	1 in.	4 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).		CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous." skip to Line 8.		Gas		
	Phase of the fluid in the equipment		SONIC		
	Gas discharge type		0.4141	6.6262	106.0185
	Release rate (lb/sec)				2146.8739
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.		60 min	40 min	20 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.		N/A ft ³	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).		N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.		N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.		N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	3.00E-07	3.00E-07	8.00E-08	2.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	7.00E-07			
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.29E-01	4.29E-01	1.14E-01	2.86E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft^2)	18.1245	274.3499	4152.8125	6999.939
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft^2)	47.190	675.778	9677.405	13487.687
	Flammable consequence area used for justification (ft^2)	47.1898	675.7775	9677.405	13487.687
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft^2)	20.2242	289.6189	1105.9892	385.3625
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft^2	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft^2	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	1801.1948 ft^2			
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A ft^2			
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category .	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :					
Equipment No :			PG-016-8"		
Description :			Process Gas Line		
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL					
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.					
Step 1	CALCULATE RELEASE RATE				
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2			
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D			
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000	lbs		
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C			
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C			
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min
6	Enter operating pressure	450 psia			
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluida in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas	Liquid		
GAS RELEASE RATE					
8	Enter the process temperature.	120 °F	= 321.89 K		
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (Cp) of the gas at temperature given in Line 8. ($Cp = A + BT + CT' + DT^2$) : Values of A,B,Cand D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09
		46.3002 (J/mol-K)			
10	Calculate and enter K ($K = Cp/(Cp-R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb-mol°F = 8.3144 J/mol-K)	1.2189			
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = Pax((K+1)/2)^{K/(K-1)}$)	26.21126 psia			
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC			
	HOLE SIZES →				
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. 0.4141 lb/sec	1 in. 6.6262 lb/sec	4 in. 106.0185 lb/sec	Rupture 2146.8739 lb/sec
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec
LIQUID RELEASE RATE					
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE					
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9
		min	min	min	min
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10,000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE					
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BOP}	193			°F
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition	Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas	Gas		
		GAS			
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS US GAS	CONTINUOUS US GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60 min	40 min	20 min	0 min
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS					
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000			lbs

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS			
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.			
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)			
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.			
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).			
1. Identified damage mechanisms			
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)		YES	
1b. HTHA (Y/N)			
1c. SCC (Y/N)			
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.	1a	1b	1c
2 Equipment			
Material	A 106		
Age of equipment, a (years)	10		
MAWP (psi)	450		
Operating Pressure (psi)	450		
Thickness, t (inch)	0.322		
Operating Temperature ($^{\circ}$ F)	120		
pH	5		
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30		
Corrosion type	General		
2B. Nelson Curve Temperature			
2C. SCC Crack Size or Susceptibility			
3 Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.9		
4 Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)			
Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective		
Number of Previous Inspections	1		
5 Technical modul subfactor from table G-7	3380		
6 Correction for overdesign			
MAWP / Operating Pressure	1		
Overdesign factor (Table G-8)	1		
7 Correction for highly reliable damage rate data			
Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons		
Online monitoring factor (Table G-9)	2		
Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1		
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1		
8 Corrected technical module subfactor	1690		
9 Combined technical module subfactor	1690		
10 Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5		

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.					
REPRESENTATIVE MATERIAL					
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2			
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in. Rupture
RELEASE TYPE					
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
RELEASE RATE OR MASS					
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
DETECTION RATING					
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C
ISOLATION RATING					
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION					
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%	0%
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
EQUIPMENT DAMAGE AREA					
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release		
		a	b	a	b
		43	0.98	41	0.67
		Equipment damage area			
		18.1245 ft ²	274.3499 ft ²	4152.813 ft ²	79184.259 ft ²
POTENTIAL FATALITIES AREAS					
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release		
		a	b	a	b
		110	0.96	79	0.67
		Potential fatalities area			
		47.190 ft ²	675.778 ft ²	9677.405 ft ²	173750.86 ft ²
CONSEQUENCE REDUCTION					
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area.	Fire water monitors only			
	Mitigation system (Table 7-16)	5%	5%	5%	5%
	Mitigation adjustment (Table 7-16)	17.2183 ft ²	260.6324 ft ²	3945.1719 ft ²	75225.046 ft ²
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities.	Fatalities area (ft ²)	44.830	641.989	9193.535
					165063.31

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS																			
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H ₂ S																			
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H ₂ S.																		
	HOLE SIZES→																		
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).																		
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to Line 8.																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left; padding-bottom: 2px;">Phase of the fluid in the equipment</th><th colspan="4" style="text-align: center; background-color: #cccccc;">Gas</th></tr> <tr> <th style="text-align: left; padding-bottom: 2px;">Gas discharge type</th><th colspan="4" style="text-align: center; background-color: #cccccc;">SONIC</th></tr> <tr> <th style="text-align: left; padding-bottom: 2px;">Release rate (lb/sec)</th><th style="text-align: center; background-color: #cccccc;">0.4141</th><th style="text-align: center; background-color: #cccccc;">6.6262</th><th style="text-align: center; background-color: #cccccc;">106.0185</th><th style="text-align: center; background-color: #cccccc;">2146.8739</th></tr> </thead> </table>				Phase of the fluid in the equipment	Gas				Gas discharge type	SONIC				Release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
Phase of the fluid in the equipment	Gas																		
Gas discharge type	SONIC																		
Release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739															
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">60 min</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">40 min</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">20 min</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">0 min</th></tr> </thead> </table>				60 min	40 min	20 min	0 min											
60 min	40 min	20 min	0 min																
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th></tr> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th></tr> </thead> </table>				N/A	N/A	N/A	N/A	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²							
N/A	N/A	N/A	N/A																
ft ²	ft ²	ft ²	ft ²																
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th></tr> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">lb</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">lb</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">lb</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">lb</th></tr> </thead> </table>				N/A	N/A	N/A	N/A	lb	lb	lb	lb							
N/A	N/A	N/A	N/A																
lb	lb	lb	lb																
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th></tr> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th></tr> </thead> </table>				N/A	N/A	N/A	N/A	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²							
N/A	N/A	N/A	N/A																
ft ²	ft ²	ft ²	ft ²																
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.																		
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">N/A</th></tr> <tr> <th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th><th style="text-align: center; padding-bottom: 2px;">ft²</th></tr> </thead> </table>				N/A	N/A	N/A	N/A	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²							
N/A	N/A	N/A	N/A																
ft ²	ft ²	ft ²	ft ²																

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	3.00E-07	3.00E-07	8.00E-08	2.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	7.00E-07			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.29E-01	4.29E-01	1.14E-01	2.86E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	79184.259
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.778	9677.405	173750.86
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	173750.86
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	20.2242	289.6189	1105.9892	4964.3102
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	6380.1425			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :								
Equipment No : PG-017-10"								
Description : Process Gas Line								
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.								
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE								
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).		C1-C2					
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix 8.		D					
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)		500000	lbs				
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.		C					
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.		C					
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.		1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min		
6	Enter operating pressure		450 psia					
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluida in the equipment. If liquid, skip to Line 15.		Gas	Liquid				
GAS RELEASE RATE								
8	Enter the process temperature.		120 °F	= 321.89 K				
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (Cp) of the gas at temperature given in Line 8. ($Cp = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,Cand D are from Table 7-2		A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09		
			46.3002 (J/mol·K)					
10	Calculate and enter K ($K = Cp/(Cp-R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb·mol°F = 8.3144 J/mol·K)		1.2189					
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{ext}((K+1)/2)^{K/(K-1)}$)		26.21126 psia					
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6-Line 11)? If yes, write "sonic", Go to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.		SONIC					
HOLE SIZES→					1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.		0.4141 lb/sec	6.6262 lb/sec	106.0185 lb/sec	2146.8739 lb/sec		
	$R_{sonic} = C_p \cdot F \sqrt{\frac{RT}{8T}} \left[\frac{P}{P_{ext}} \right]^{(K-1)/K}$							
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.		lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec		
	$R_{subsonic} = C_p \cdot F \sqrt{\frac{RT}{8T}} \left[\frac{P}{P_{ext}} \right]^{(K-1)/K} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{ext}} \right)^{(K-1)/K} \right]$							
LIQUID RELEASE RATE					lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.		lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec		

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE					
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10,000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	min	min	min	min
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE					
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BOP}	193 °F			
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition	Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas	Gas		
		GAS			
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60 min	40 min	20 min	0 min
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS					
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000 lbs			

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS						
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.						
Step 1	TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)					
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.						
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).						
1.	Identified damage mechanisms					
1a.	Thinning/Corrosion (Y/N)	YES				
1b.	HTHA (Y/N)					
1c.	SCC (Y/N)					
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b			
2	Equipment					
	Material	A 106				
	Age of equipment, a (years)	10				
	MAWP (psi)	600				
	Operating Pressure (psi)	400				
	Thickness, t (inch)	0.065				
	Operating Temperature (°F)	120				
	pH	5				
2A.	Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30				
	Corrosion type	General				
2B.	Nelson Curve Temperature					
2C.	SCC Crack Size or Susceptibility					
3	Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.8				
4	Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)					
	Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective				
	Number of Previous Inspections	1				
5	Technical modul subfactor from table G-7	2720				
6	Correction for overdesign					
	MAWP / Operating Pressure	1.333333				
	Overdesign factor (Table G-8)	1				
7	Correction for highly reliable damage rate data					
	Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons				
	Online monitoring factor (Table G-9)	2				
	Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1				
	Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1				
8	Corrected technical module subfactor	1360				
9	Combined technical module subfactor	1360				
10	Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5				

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.					
REPRESENTATIVE MATERIAL					
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2			
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in. Rupture
RELEASE TYPE					
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
RELEASE RATE OR MASS					
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonir / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
DETECTION RATING					
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C
ISOLATION RATING					
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION					
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%	0%
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
EQUIPMENT DAMAGE AREA					
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release		
		a	b	a	b
		43	0.98	41	0.67
		Equipment damage area			
		18.1245	274.3499	4152.813	79184.26
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
POTENTIAL FATALITIES AREAS					
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.3 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release		
		a	b	a	b
		110	0.96	79	0.67
		Potential fatalities area			
		47.190	675.778	9677.405	173750.86
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
CONSEQUENCE REDUCTION					
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area. Mitigation system (Table 7-16)	Fire water monitors only			
	Mitigation adjustment (Table 7-16)	5%	5%	5%	5%
	Equipment damage area	17.2183	260.6324	3945.1719	75225.046
		ft ²	ft ²	ft ²	ft ²
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities. Fatalities area (ft ²)	44.830	641.989	9193.535	165063.31

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H2S					
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H2S.				
	HOLE SIZES ->		1/4 in.	1 in.	4 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A), For "instantaneous." skip to Line 8.	Gas			
	Phase of the fluid in the equipment		SONIC		
	Gas discharge type		0.4141	6.6262	106.0185
	Release rate (lb/sec)				2146.8739
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.	60 min	40 min	20 min	0 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A lb	N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	2.00E-07	3.00E-07	8.00E-08	7.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	6.00E-07			
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	3.33E-01	5.00E-01	1.33E-01	3.33E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	79184.26
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.778	9677.405	173750.86
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	173750.86
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	15.7299	337.8888	1290.3207	5791.6952
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	7435.6346 ft ²			
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A ft ²			
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :		PG-01B-8"							
Equipment No :		Process Gas Line							
Description :		Process Gas Line							
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL									
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.									
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE									
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2							
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D							
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000		lbs					
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min				
6	Enter operating pressure	450 psia							
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluida in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas		Liquid					
GAS RELEASE RATE									
8	Enter the process temperature.	120 °F = 321.89 K							
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (C_p) of the gas at temperature given in Line 8. ($C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$); Values of A,B,C and D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09 46.3002 (J/mol-K)				
10	Calculate and enter K ($K = C_p/(C_p - R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb-mol°F = 8.3144 J/mol·K)	1.2189							
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{ext}((K+1)/2)^{(K/(K-1))}$)	26.21126 psia							
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", Go to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC							
	HOLE SIZES→		1/4 in.	1 in.	4 in.				
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	0.4141 lb/sec	6.6262 lb/sec	106.0185 lb/sec	2146.8739 lb/sec				
	$R_{release} = C_{p,1}P \sqrt{\left(\frac{M}{R}\right) \left(\frac{g}{14.7}\right) \left(1 + \frac{P}{P_{trans}}\right)^{\frac{2}{K-1}}}$								
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec				
	$R_{release} = C_{p,1}P \sqrt{\left(\frac{M}{R}\right) \left(\frac{g}{14.7}\right) \left(\frac{P}{P_{trans}}\right)^{\frac{2}{K-1}} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{trans}}\right)^{\frac{2}{K-1}}\right]}$								
LIQUID RELEASE RATE									
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec				

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE						
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9	
		min	min	min	min	
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE						
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BOP}	193				$^{\circ}\text{F}$
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition		Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas		Gas		
		GAS				
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0	
		min	min	min	min	
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS						
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000				lbs

LAMPIRAN 3

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS			
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section B.3.1)			
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.			
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.			
If no damage mechanisms are identified, then enter .2 as technical module subfactor (Line 11).			
Identified damage mechanisms	YES		
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)			
1b. HTHA (Y/N)			
1c. SCC (Y/N)			
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.	1a	1b	1c
Materiel	A 106		
Age of equipment, a (years)	10		
MAWP (psi)	600		
Operating Pressure (psi)	450		
Thickness, t (inch)	0.322		
Operating Temperature (°F)	120		
pH	5		
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30		
Determine left column of Technical Module Table (art)	0.9		
4. Determine inspection effectiveness (H, U, F, I)			
5. Number of previous inspections	1		
6. Correction for overdesign			
7. MAWP / Operating Pressure	1.3333333		
Overdesign factor (Table G-8)	1		
Online monitoring type (Table G-9)			
Online monitoring factor (Table G-9)			
Inpection / mix point factor for piping having inspection quality lower than otherwise (enter 1)			
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than otherwise (enter 1)			
Highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1		
Corrected technical module subfactor	1690		
Combined technical module subfactor	1690		
Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5		

LAMPIRAN 3

Part C.3 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS					
REPRESENTATIVE MATERIAL					
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbons.					
RELEASE TYPE					
Workbook, Part A).	COPY representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook)	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
Part A).	COPY release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook,	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
2	RELEASE RATE OR MASS				
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release.	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
4	to the detection systems present in the area).	C	C	C	C
5	ISOLATION RATING				
6	ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION				
7	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates of mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate make adjustment on Line 9.	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
8	EQUIPMENT DAMAGE AREA				
9	POTENTIAL FATALITIES AREAS				
10	CONSEQUENCE REDUCTION				

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H ₂ S					
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H ₂ S.				
	HOLE SIZES →		1/4 in.	1 in.	4 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).		CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to Line 8.				
	Phase of the fluid in the equipment		Gas		
	Gas discharge type		SONIC		
	Release rate (lb/sec)		0.4141	6.6262	106.0185
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.		60 min	40 min	20 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.		N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).		N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.		N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.		N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	3.00E-07	3.00E-07	8.00E-08	2.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	7.00E-07			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.29E-01	4.29E-01	1.14E-01	2.86E-02
4	Copy Flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	79184.26
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.778	9677.405	173750.86
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	173750.86
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	20.2242	289.6189	1105.9892	4964.3102
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	6380.1425			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :							
Equipment No :					PG-D19-8"		
Description :					Process Gas Line		
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.							
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE							
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2					
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B	D					
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000		lbs			
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C					
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C					
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min		
6	Enter operating pressure	450 psia					
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluids in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas	Liquid				
GAS RELEASE RATE							
8	Enter the process temperature.	120 °F	=	321.89 K			
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (C_p) of the gas at temperature given in Line 8. ($C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,Cand D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09 46.3002 (J/mol-K)		
10	Calculate and enter K ($K = C_p/(C_p - R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb-mol°F = 8.3144 J/mol·K)	1.2189					
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{ax}((K+1)/2)^{(K/(K-1))}$)	26.21126 psia					
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC					
HOLE SIZES -->							
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. 0.4141	1 in. 6.6262	4 in. 106.0185	Rupture 2146.8739		
	$R_{release,sonic} = C_1 A P \sqrt{\frac{2T}{\pi^2}} \left[\frac{P}{P_{trans}} \right]^{(K-1)/K} \left[\frac{1}{1 - \left(\frac{P}{P_{trans}} \right)^{1/K}} \right]$	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec		
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. $R_{release,subsonic} = C_1 A P \sqrt{\frac{2T}{\pi^2}} \left[\frac{1}{14.7} \left(\frac{P}{P_{trans}} \right)^{K/2} \right] \left[\left(1 - \frac{P}{P_{trans}} \right)^{1/K} \right]$	1 in. lb/sec	4 in. lb/sec	Rupture lb/sec		
LIQUID RELEASE RATE							
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec		

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE					
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9
		min	min	min	min
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE					
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BIP}	193			°F
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition	Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas	Gas		
		GAS			
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0
		min	min	min	min
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS					
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000			lbs

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS						
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.						
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)						
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.						
If no damage mechanisms are identified, then enter .2 as technical module subfactor (Line 11).						
1. Identified damage mechanisms						
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)	YES					
1b. HTHA (Y/N)						
1c. SCC (Y/N)						
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b			
		1c				
2 Equipment						
Material	A 106					
Age of equipment, a (years)	10					
MAWP (psi)	600					
Operating Pressure (psi)	450					
Thickness, t (inch)	0.322					
Operating Temperature ($^{\circ}$ F)	120					
pH	5					
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30					
Corrosion type	General					
2B. Nelson Curve Temperature						
2C. SCC Crack Size or Susceptibility						
3 Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.9					
4 Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)						
Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective					
Number of Previous Inspections	1					
5 Technical modul subfactor from table G-7	3380					
6 Correction for overdesign						
MAWP / Operating Pressure	1.3333333					
Overdesign factor (Table G-8)	1					
7 Correction for highly reliable damage rate data						
Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons					
Online monitoring factor (Table G-9)	2					
Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1					
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1					
8 Corrected technical module subfactor	1690					
9 Combined technical module subfactor	1690					
10 Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5					

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS						
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.						
REPRESENTATIVE MATERIAL						
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2				
	HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture	
RELEASE TYPE						
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	
RELEASE RATE OR MASS						
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
DETECTION RATING						
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C	
ISOLATION RATING						
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C	
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION						
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9.	0%	0%	0%	0%	
	Release rate reduction (Table 7.16)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
	Adjusted release rate (lb/sec)					
EQUIPMENT DAMAGE AREA						
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "X" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release		
		a	b	a	b	
		43	0.98	41	0.67	
		Equipment damage area				
	18.1245	274.3499	4152.813	79184.26		
	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²		
POTENTIAL FATALITIES AREAS						
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release		
		a	b	a	b	
		110	0.96	79	0.67	
		Potential fatalities area				
	47.190	675.778	9677.405	173750.86		
	ft ²	ft ²	ft ²	ft ²		
CONSEQUENCE REDUCTION						
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area.	Mitigation system (Table 7-16)				
		Fire water monitors only				
		Mitigation adjustment (Table 7-16)	5%	5%	5%	5%
		Equipment damage area	17.2183	260.6324	3945.1719	75225.046
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities.	Fatalities area (ft ²)	44.830	641.989	9193.535	
					165063.31	

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H2S					
		C1-C2			
	HOLE SIZES→	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H2S.				
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to Line 8.	Gas			
	Phase of the fluid in the equipment	SONIC			
	Gas discharge type	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739
	Release rate (lb/sec)				
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.	60 min	40 min	20 min	0 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H,S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft'	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A lb	N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A ft'	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft'	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	3.00E-07	3.00E-07	8.00E-08	2.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	7.00E-07			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.29E-01	4.29E-01	1.14E-01	2.86E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	79184.26
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.778	9677.405	173750.86
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	173750.86
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	20.2242	289.6189	1105.9892	4964.3102
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	6380.1425			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit : PG-020-8"								
Equipment No :	Process Gas Line							
Description :								
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL								
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.								
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE								
1 Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2							
2 Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D							
2a Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000 lbs							
3 Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
4 Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C							
5 Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min				
6 Enter operating pressure	450 psia							
7 Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluids in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas		Liquid					
GAS RELEASE RATE								
8 Enter the process temperature.	120 °F	=	321.89 K					
9 From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (Cp) of the gas at temperature given in Line 8. ($C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,Cand D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09 46.3002 (J/mol-K)				
10 Calculate and enter K ($K = C_p/(C_p+R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb-mol°F = 8.3144 J/mol-K)	1.2189							
11 Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = P_{atm}((K+1)/2)^{(K/(K-1))}$)	26.21126 psia							
12 Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC							
HOLE SIZES→								
13 Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. 0.4141 lb/sec	1 in. 6.6262 lb/sec	4 in. 106.0185 lb/sec	Rupture 2146.8739 lb/sec				
$W_{sonic} = C_s \cdot AP \sqrt{\left(\frac{2M}{R}\right) \frac{P}{(1+\frac{P}{P_{trans}})^{\frac{2}{K-1}}}}$								
14 Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. $W_{subsonic} = C_s \cdot AP \sqrt{\left(\frac{M}{R}\right) \frac{P}{(1+\frac{P}{P_{trans}})^{\frac{2}{K-1}}} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{trans}}\right)^{\frac{2}{K-1}}\right]}$ lb/sec	1 in. lb/sec	4 in. lb/sec	Rupture lb/sec				
LIQUID RELEASE RATE								
15 Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec				

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE						
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	20122.3	1257.6	78.6	3.9	min min min min
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10,000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE						
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{NBP}	193 °F				
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition		Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas		Gas		
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.).	60 min	40 min	20 min	0 min	
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS						
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000 lbs				

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS						
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.						
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)						
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.						
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).						
1. Identified damage mechanisms						
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)	YES					
1b. HTHA (Y/N)						
1c. SCC (Y/N)						
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.	1a	1b	1c			
2 Equipment						
Material	A 106					
Age of equipment, a (years)	10					
MAWP (psi)	600					
Operating Pressure (psi)	450					
Thickness, t (inch)	0.322					
Operating Temperature ($^{\circ}$ F)	120					
pH	5					
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	30					
Corrosion type	General					
2B. Nelson Curve Temperature						
2C. SCC Crack Size or Susceptibility						
3 Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.9					
4 Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)						
Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective					
Number of Previous Inspections	1					
5 Technical modul subfactor from table G-7	3380					
6 Correction for overdesign						
MAWP / Operating Pressure	1.3333333					
Overdesign factor (Table G-8)	1					
7 Correction for highly reliable damage rate data						
Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons					
Online monitoring factor (Table G-9)	2					
Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1					
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1					
8 Corrected technical module subfactor	1690					
9 Combined technical module subfactor	1690					
10 Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	5					

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS						
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.						
REPRESENTATIVE MATERIAL						
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2				
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
RELEASE TYPE						
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	
RELEASE RATE OR MASS						
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
DETECTION RATING						
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C	C	
ISOLATION RATING						
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C	C	
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION						
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%	0%	
		0.4141	6.6262	106.0185	2146.8739	
EQUIPMENT DAMAGE AREA						
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.3 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release			
		a	b	a	b	
		43	0.98	41	0.67	
		Equipment damage area				
		18.1245 ft ²	274.3499 ft'	4152.813 ft ²	79184.26 ft ²	
POTENTIAL FATALITIES AREAS						
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release	Instantaneous Release			
		a	b	a	b	
		110	0.96	79	0.67	
		Potential fatalities area				
		47.190 ft ²	675.778 ft' ²	9677.405 ft ²	173750.86 ft ²	
CONSEQUENCE REDUCTION						
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area. Mitigation system (Table 7-16) Mitigation adjustment (Table 7-16) Equipment damage area	Fire water monitors only				
		5%	5%	5%	5%	
		17.2183 ft ²	260.6324 ft'	3945.1719 ft ²	75225.05 ft ²	
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities. Fatalities area (ft ²)	44.830	641.989	9193.535	165063.31	

LAMPIRAN 3

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS						
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H2S						
1	A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H2S.	C1-C2	HOLE SIZES ←	1/4 in.	1 in.	Rupture
2	Part A).	COPY release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook,	CONTINUOUS	US GAs	S GAs	S GAs
3	Line 8.	COPY release rate (Line 13 or 14 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to	GAS	SOURCE	SONIC	Release rate (lb/sec)
4	Phase of the fluid in the equipment	0.441	6.6262	106.0185	2146.8739	Release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H2S).	N/A	N/A	N/A	N/A	Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A	N/A	N/A	N/A	Release Rate Calculated (Line 22 from
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A	N/A	N/A	N/A	material selected. Enter consequence area for release mass given in
8	Enter the results of either line 5 or line 7 in this line. This is the toxic consequence area.	N/A	N/A	N/A	N/A	consequence area.

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	3.00E-07	3.00E-07	3.00E-06	2.00E-08
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	7.00E-07			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	4.29E-01	4.29E-01	1.14E-01	2.86E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	18.1245	274.3499	4152.8125	79184.26
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	47.190	675.7778	9677.405	173750.86
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	47.1898	675.7775	9677.405	173750.86
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	20.2242	289.6189	1105.9892	4964.3102
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	6380.1425			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	5			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :					
Equipment No :				V-110A	
Description :				HP. Separator	
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL					
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.					
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE					
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2			
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D			
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000 lbs			
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C			
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C			
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min
6	Enter operating pressure	420 psia			
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluida in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas		Liquid	
GAS RELEASE RATE					
8	Enter the process temperature.	100 °F	=	310.78 K	
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (Cp) of the gas at temperature given in Line 8. ($Cp = A + BT + CT^2 + DT^3$) : Values of A,B,Cand D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09
		45.2285 (J/mol-K)			
10	Calculate and enter K ($K = Cp/(Cp-R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb-mol°F = 8.3144 J/mol-K)	1.2252			
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = Pax((K+1)/2)^{K/(K-1)}$)	26.26820 psia			
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC			
HOLE SIZES→					
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. 0.3941 lb/sec	1 in. 6.3056 lb/sec	4 in. 100.8895 lb/sec	Rupture 2043.0126 lb/sec
	$R_{(sonic)} = C_1 A P \left(\frac{K}{K-1} \left[\frac{P}{P_{trans}} \right]^{2/K} - \left[\frac{P}{P_{trans}} \right]^{\frac{2}{K-1}} \right)^{1/2}$				
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	1/4 in. lb/sec	1 in. lb/sec	4 in. lb/sec	Rupture lb/sec
LIQUID RELEASE RATE					
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE					
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	21145.2	1321.6	82.6	4.1
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10 000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	min	min	min	min
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE					
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{BOP}	193			°F
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition	Phase of fluid at steady state ambient condition		
		Gas	Gas		
		GAS			
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0
		min	min	min	min
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS					
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000			lbs

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS			
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.			
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)			
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.			
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).			
1. Identified damage mechanisms			
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)		YES	
1b. HTHA (Y/N)			
1c. SCC (Y/N)			
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b
2 Equipment		Carbon Steel	
Material		Carbon Steel	
Age of equipment, a (years)		27	
MAWP (psi)		1000	
Operating Pressure (psi)		420	
Thickness, t /inch)		0.324	
Operating Temperature ($^{\circ}$ F)		100	
pH		6.6 - 7	
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)		5	
Corrosion type		Local	
2B. Nelson Curve Temperature			
2C. SCC Crack Size or Susceptibility			
3 Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)		0.4	
4 Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)			
Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)		Poorly Effective	
Number of Previous Inspections		1	
5 Technical modul subfactor from Table G-7		900	
6 Correction for overdesign			
MAWP / Operating Pressure		2.3809524	
Overdesign factor (Table G-8)		0.5	
7 Correction for highly reliable damage rate data			
Online monitoring type (Table G-9)		Corrosion Coupons	
Online monitoring factor (Table G-9)		1	
Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)		1	
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)		1	
8 Corrected technical module subfactor		450	
9 Combined technical module subfactor		450	
10 Likelihood category from Table B-5 of Appendix B		4	

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS				
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.				
REPRESENTATIVE MATERIAL				
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2		
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.
			4 in.	Rupture
RELEASE TYPE				
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
RELEASE RATE OR MASS				
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.3941	6.3056	100.8895 2043.0126
DETECTION RATING				
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C C
ISOLATION RATING				
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C C
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION				
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9.	0% Adjusted release rate (lb/sec)	0% 6.3056	0% 100.8895 2043.0126
EQUIPMENT DAMAGE AREA				
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release a 43	Instantaneous Release b 0.98	a 41 Equipment damage area ft ² 17.2648 ft ² 261.3364 ft ² 3955.829 ft ² 75428.26 ft ²
POTENTIAL FATALITIES AREAS				
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release a 110	Instantaneous Release b 0.96	a 79 Potential fatalities area ft ² 44.996 ft ² 644.362 ft ² 9227.517 ft ² 165673.44 ft ²
CONSEQUENCE REDUCTION				
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area.	Mitigation system (Table 7-16) Mitigation adjustment (Table 7-16) Equipment damage area	Fire water monitors only 5% 16.4016 ft ²	5% 248.2696 ft ² 3758.0379 ft ² 71656.85 ft ²
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities.	Fatalities area (ft ²)	42.746 ft ²	612.144 ft ² 8766.141 ft ² 157389.77 ft ²

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS					
Estimation of the toxic consequence area for a release of H ₂ S or H ₂ S					
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look-up tables have only been developed for HF & H ₂ S.				
	HOLE SIZES →		1/4 in.	1 in.	4 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to Line 8.	Phase of the fluid in the equipment Gas discharge type Release rate (lb/sec)	0.3941	6,3056	100,8895
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.	60 min	40 min	20 min	0 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A lb	N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	4.00E-05	1.00E-04	1.00E-05	6.00E-06
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	1.56E-04			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	2.56E-01	6.41E-01	6.41E-02	3.85E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	17.2648	261.3364	3955.8294	75428.26
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	44.996	644.362	9227.517	165673.44
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	44.9961	644.3616	9227.517	165673.44
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	11.5375	413.0523	591.5075	6372.0554
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	7388.1527			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B-3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	4			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	MEDIUM-HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

Operating Unit :						
Equipment No :			V-110B			
Description :			LP. Separator			
Part A RELEASE RATE CALCULATION FOR FLAMMABLE MATERIAL						
Estimation of release rates for different hole sizes and release types and durations for each of the hole sizes.						
Step 1 CALCULATE RELEASE RATE						
1	Enter representative material contained in equipment being evaluated. (Table 7.1 in Section 7.1).	C1-C2				
2	Enter the inventory category for the equipment using the guidelines in Table B-2 of Appendix B.	D				
2a	Enter the inventory value as the midpoint of the range, or as a calculated value. (See Appendix B Table B-1.)	500000	lbs			
3	Use Table 7.6 in Section 7 to enter detection rating applicable to the detection systems present in the area.	C				
4	Use Table 7.6 in Section 7 to enter isolation rating applicable to the detection systems present in the area.	C				
5	Use Table 7.7 in Section 7 to estimate leak duration based on detection and isolation systems.	1/4 in. 60 min	1 in. 40 min	4 in. 20 min	Rupture 0 min	
6	Enter operating pressure	400 psia				
7	Circle gas or liquid, depending on the phase of the fluids in the equipment. If liquid, skip to Line 15.	Gas	Liquid			
GAS RELEASE RATE						
8	Enter the process temperature.	100 °F	= 310.78 K			
9	From standard tables of fluid properties, enter the heat capacity (C_p) of the gas at temperature given in Line 8. ($C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$) ; Values of A,B,C and D are from Table 7-2	A 12.3	B 0.115	C -2.87E-05	D -1.30E-09	
		45.2285 (J/mol-K)				
10	Calculate and enter K ($K = C_p/(C_p - R)$) where R is ideal gas constant. (1.987 BTU/lb·mol°F = 8.3144 J/mol·K)	1.2252				
11	Calculate and enter transition pressure (P_{trans}), using Equation 7.2 in Section 7.5 ($P_{trans} = Pax((K+1)/2)$)	26.26820 psia				
12	Is fluid pressure inside the equipment greater than transition pressure (Line 6>Line 11)? If yes, write "sonic", to go to Line 13. If no, write "subsonic" and skip to Line 14.	SONIC				
	HOLE SIZES→		1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
13	Use sonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.	0.3753	6.0053	96.0852	1945.7263	
	$\dot{m}_{release} = C_p A P \sqrt{\frac{RT}{K}} \left(\frac{P}{P_{trans}} \right)^{\frac{K}{K-1}} \left(\frac{P}{P_{trans}} - 1 \right)^{\frac{2}{K-1}}$	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec	
14	Use subsonic Equation 7.3 in Section 7.4 to calculate release rate for each of the listed hole sizes and enter rate. Skip to Line 16.					
	$\dot{m}_{release} = C_p A P \sqrt{\frac{RT}{K}} \left(\frac{P}{P_{trans}} \right)^{\frac{K}{K-1}} \left(\frac{P}{P_{trans}} - 1 \right)^{\frac{2}{K-1}} \left[1 - \left(\frac{P}{P_{trans}} \right)^{\frac{2}{K-1}} \right]$	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec	
LIQUID RELEASE RATE						
15	Use liquid release Equation 7.1 in Section 7.4 to calculate release rate. Enter rate. Go to Line 16.	lb/sec	lb/sec	lb/sec	lb/sec	

LAMPIRAN 3

Step II DETERMINE RELEASE TYPE FOR EACH HOLE SIZE					
16	Divide maximum permissible released inventory by the appropriate release rate = Line 2 / (Line 13, 14 or 15). Divide by 60 to get minutes. Enter value. This is the time required to deinventory, based on initial flow rates.	22202.5	1387.7	86.7	4.3
		min	min	min	min
17	Is flow rate (lines 13, 14 or 15) times three minutes > 10,000 lbs.? If the answer is yes, circle "inst" for instantaneous. Otherwise, circle "cont" for continuous. Note that 1/4 in. hole sizes are always "cont."	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
DETERMINATION OF PHASE AFTER RELEASE					
18	Enter the boiling point of the fluid at atmospheric pressure, T_{NBP}	193 °F			
19	Use Table 7.5 to determine the phase of the fluid after the release. Enter the phase.	Phase of fluid at steady state operating condition		Phase of fluid at steady state ambient condition	
		Gas		Gas	
		GAS			
20	Enter the initials of the circled terms in Lines 17 and Line 19. This is the release type (i.e., IL for instantaneous liquid, etc.)	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
21	Look at Line 5 and at Line 16. For each hole size, enter the lesser of the two. This is the release duration. For instantaneous, the duration is assumed to be 0. (Release duration at Line 5 is based on detection/isolation and at Line 16 is based on inventory / release rate.)	60	40	20	0
		min	min	min	min
DETERMINATION OF INSTANTANEOUS RELEASE MASS					
22	Enter the inventory of the equipment being evaluated from Line 2a. This is the instantaneous release mass.	500000 lbs			

LAMPIRAN 3

Part B LIKELIHOOD ANALYSIS			
Likelihood Analysis is the product of several factors that can indicate likelihood of equipment failure.			
Step 1 TECHNICAL MODULES SUBFACTOR (See Section 8.3.1)			
Screen to identify damage mechanisms. Use appropriate damage mechanism technical module (see Appendix B) to determine individual factors.			
If no damage mechanisms are identified, then enter -2 as technical module subfactor (Line 11).			
1. Identified damage mechanisms			
1a. Thinning/Corrosion (Y/N)	YES		
1b. HTHA (Y/N)			
1c. SCC (Y/N)			
Note : Item 2 through 7 are recording certain basic information applicable to the Technical Modules. Not all items are required by each module, and not all data required by each Technical Module are presented below.		1a	1b
2 Equipment			
Material	Carbon Steel		
Age of equipment, a (years)	27		
MAWP (psi)	1000		
Operating Pressure (psi)	400		
Thickness, t (inch)	0.324		
Operating Temperature ($^{\circ}$ F)	100		
pH	6.6 - 7		
2A. Estimated/measured corrosion rate (r), mils (use Table G-12)	5		
Corrosion type	Local		
2B. Nelson Curve Temperature			
2C. SCC Crack Size or Susceptibility			
3 Calculate left column of Technical Module Table (ar/t)	0.4		
4 Determine inspection equivalents (H, U, F, P, I)			
Inspection Effectiveness (Use Table G-6A or G-6B)	Poorly Effective		
Number of Previous Inspections	1		
5 Technical modul subfactor from table G-7	900		
6 Correction for overdesign			
MAWP / Operating Pressure	2.5		
Overdesign factor (Table G-8)	0.5		
7 Correction for highly reliable damage rate data			
Online monitoring type (Table G-9)	Corrosion Coupons		
Online monitoring factor (Table G-9)	1		
Injection / mix point factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1		
Deadleg factor for piping having inspection quality lower than highly effective inspection. (if this is the case, enter 3 otherwise enter 1)	1		
8 Corrected technical module subfactor	450		
9 Combined technical module subfactor	450		
10 Likelihood category from Table B-5 of Appendix B	4		

LAMPIRAN 3

Part C.1 FLAMMABLE CONSEQUENCE CALCULATIONS				
Estimation of the flammable consequences area for equipment and personnel due to an ignited release of hydrocarbon.				
REPRESENTATIVE MATERIAL				
1	Copy representative material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	C1-C2		
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.
			4 in.	Rupture
RELEASE TYPE				
2	Copy release type (Line 17 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS	CONTINUOUS	CONTINUOUS
RELEASE RATE OR MASS				
3	Copy the release rate or mass (Line 13 or 14 or 15 or 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A), depending on the type of release. Sonic / Sub-Sonic / Liquid release rate (lb/sec)	0.3753	6.0053	96.0852
				1945.7263
DETECTION RATING				
4	Copy Line 3 from Release Rate Worksheet (detection rating applicable to the detection systems present in the area).	C	C	C
ISOLATION RATING				
5	Copy Line 4 from Release Rate Worksheet (isolation rating applicable to the isolation systems present in the area)	C	C	C
ADJUSTMENTS FOR FLAMMABLE EVENT MITIGATION				
6	Look at Table 7.16 in Section 7.8 to adjust release rates or mass based on Line 4 and 5 above. Enter adjusted release rate or mass. For mitigation systems that reduce consequence area (firewater deluge system, monitors, or foam spray system), make adjustment on Line 9. Release rate reduction (Table 7.16) Adjusted release rate (lb/sec)	0%	0%	0%
		0.3753	6.0053	96.0852
				1945.7263
EQUIPMENT DAMAGE AREA				
7	Look at Equipment Damage equations in Consequence Equation Tables 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Equipment damage area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release
		a	b	a
		43	0.98	41
				0.67
		Equipment damage area		
		16.4588	249.1348	3771.135
		ft ²	ft ²	ft ²
				71906.57
POTENTIAL FATALITIES AREAS				
8	Look at Area of Potential Fatalities in Consequence Equation Table 7.8 to 7.11 and replace "x" by adjusted release rate or mass (Line 6) in appropriate equations. (Use the information in Lines 1, 2, and 3 to select the correct equation). Use Table 7.10 or 7.11 if the fluid is at 80°F above its auto ignition temperature, otherwise use Table 7.8 or 7.9. Potential fatalities area, $A = ax^b$	Continuous Release		Instantaneous Release
		a	b	a
		110	0.96	79
				0.67
		Potential fatalities area		
		42.937	614.877	8805.279
		ft ²	ft ²	ft ²
				158092.46
CONSEQUENCE REDUCTION				
9	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease Equipment Damage Area (Line 7) by recommended percentage. This is the Equipment Damage Area. Mitigation system (Table 7-16)	Fire water monitors only		
	Mitigation adjustment (Table 7-16)	5%	5%	5%
	Equipment damage area	15.6358	236.6781	3582.5779
		ft ²	ft ²	ft ²
				68311.24
10	If consequence can be reduced due to any of the mitigation systems in Table 7.16, Section 7.8, decrease the unadjusted Area of Potential Fatalities (Line 8) by recommended percentage. This is the Area of Fatalities. Fatalities area (ft ²)	40.790	584.133	8365.015
				150187.84

LAMPIRAN 3

Part C.2 TOXIC CONSEQUENCE CALCULATIONS				
Estimation of the toxic consequence area for a release of HS or H2S				
1	Copy material (Line 1 from Release Rate Calculation Workbook, Part A). Note : Look up tables have only been developed for HF & H2S.	C1-C2		
		HOLE SIZES	1/4 in.	1 in.
2	Copy release type (Line 20 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS	CONTINUOUS GAS
3	Copy the release rate (Line 13 or 14 or 15 from Release Rate Calculation Workbook , Part A). For "instantaneous," skip to Line 8.	0.3753	6.0053	96.0852
Phase of the fluid in the equipment Gas discharge type Release rate (lb/sec)		Gas		
		SONIC		
4	Copy release duration from Line 21 on Release Rate Worksheet.	60 min	40 min	20 min
5	For "continuous", see Figure 7.5 (HF) or Figure 7.6 (H ₂ S). Select the curve with a release duration that matches or exceeds the duration shown in Line 4 above, up to 1 hour. Use the selected curve to find the consequence area corresponding to release rates given in Line 3.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
6	For "instantaneous", enter total inventory released (Line 22 from Release Rate Calculation Workbook, Part A).	N/A lb	N/A lb	N/A lb
7	For "instantaneous", see Figure 7.8. Locate curve applicable to material selected. Enter consequence area for release mass given in Line 6.	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²
8	Enter the results of either Line 5 or Line 7 in this line. This is the toxic consequence area	N/A ft ²	N/A ft ²	N/A ft ²

LAMPIRAN 3

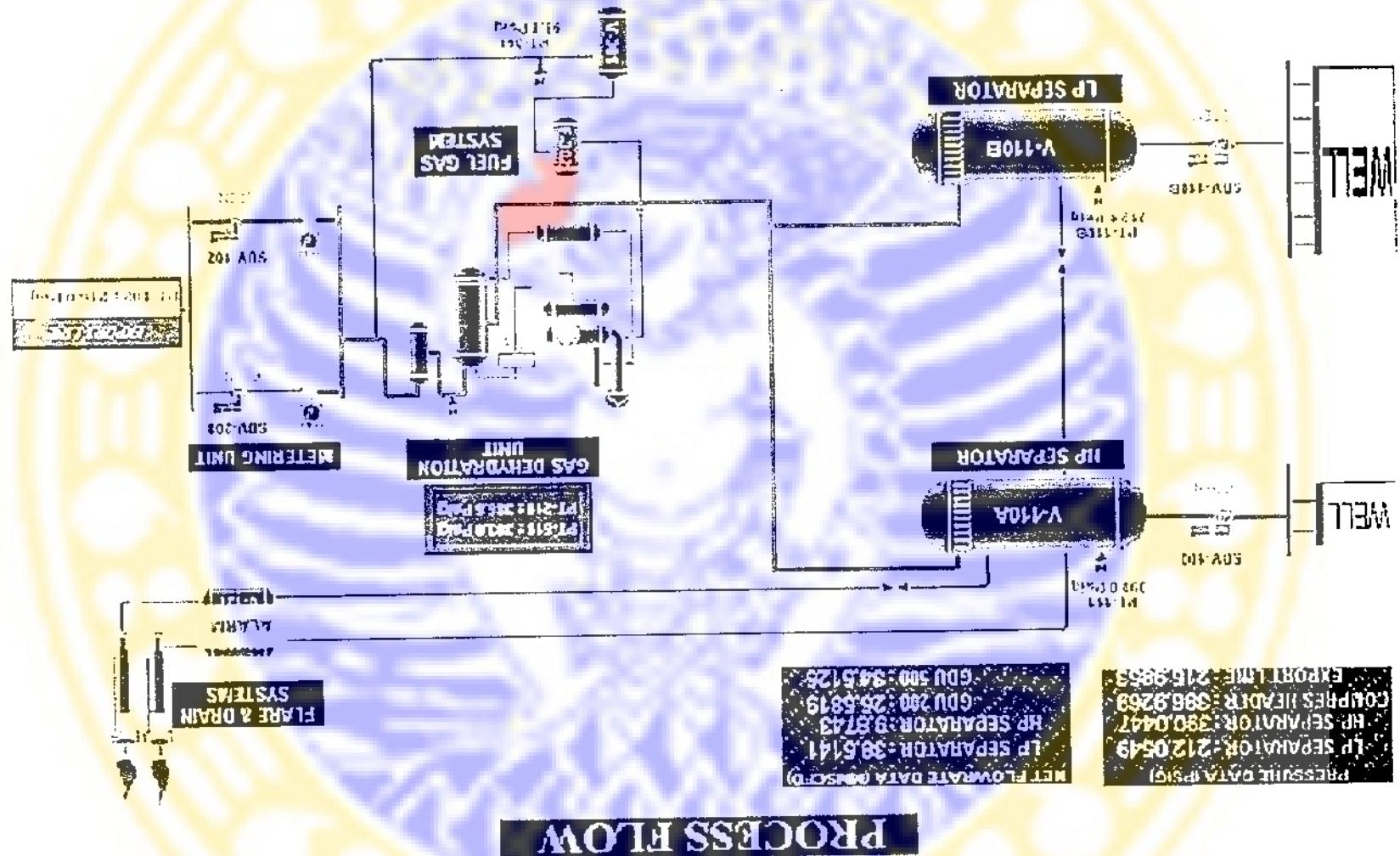
PART D RISK CALCULATIONS					
Risk values for release scenario from a single piece of equipment					
	HOLE SIZE	1/4 in.	1 in.	4 in.	Rupture
1	Enter the generic failure frequency by hole size from Table 8.1.	2.00E-05	1.00E-04	1.00E-05	6.00E-06
2	Calculate Sum of Failure Frequencies.	1.56E-04			failures/yr
3	Calculate fraction contribution of each hole size by dividing the hole size generic frequency by the sum of the generic frequencies.	2.56E-01	6.41E-01	6.41E-02	3.85E-02
4	Copy flammable consequence results (Line 9 - Equipment Damage or Line 10--Area of Fatalities from Flammable Consequence Workbook, Part C.1)				
	Flammable consequence of equipment damage area (ft ²)	16,4588	249,1348	3771,1347	71906,57
	Flammable consequence of potential fatalities areas (ft ²)	42,937	614,877	8805,279	158092,46
	Flammable consequence area used for justification (ft ²)	42,9371	614,8766	8805,279	158092,46
5	Multiply each value in Line 4 by the corresponding fraction in Line 3. (ft ²)	11,0095	394,1517	564,4410	6080,4793
6	Copy toxic consequence results (Line 8 from Toxic Consequence Workbook, Part C.2) ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
7	Multiply each value in Line 6 by the corresponding fraction in Line 3. ft ²	N/A	N/A	N/A	N/A
8	Sum the values from Line 5. This is the Flammable Consequence area value.	7050,0815			ft ²
9	Sum the values from Line 7. This is the Toxic Consequence area value.	N/A			ft ²
10	Convert the value from either Line 7 or Line 8 to a category according to Appendix B, Table B 3. This is the Consequence Category.	D			
11	Copy the Likelihood Category from Part B, Line 10 of this workbook.	4			
12	Convert the categories from Lines 10 and 11 to a risk category using Appendix B, Figure B-2.	MEDIUM-HIGH RISK			

LAMPIRAN 3

LAMPIRAN 4:

LAIN-LAIN





APINDO BRANTAS, INC.

SURAT KETERANGAN

No.: 268/LBI/FS/III/2005

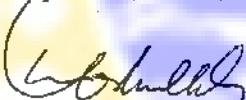
Yang bertandatangan dibawah ini, mencerangkan bahwa :

Nama : **Bambang Handoko S, ST**
Universitas : Airlangga Surabaya
Nomor Mahasiswa : 090210443 L
Jurusan : Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja
Fakultas : Kesehatan Masyarakat
Judul : Penilaian Risiko (Risk Assessment) di Lapindo Brantas, Inc.(studi kasus pada Sisti, Perpipaan Utama Gas Alam Wunut (Wunut Gas Plant), Menggunakan Metode RBI (Risk Based Inspection))

Telah menyelesaikan penelitian di Lapindo Brantas, Inc. Sidoarjo mulai tanggal 10 Februari 2005 sampai dengan 28 Februari 2005.

Demikian surat keterangan ini di buat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Hormat Kami,
Lapindo Brantas, Inc.


Annes Abdullah
Field Support Manager