TUGAS AKHIR – ME 184834

IMPLEMENTASI *RISK BASED INSPECTION* (RBI) PADA CONDENSATE SEPARATOR DAN STORAGE VESSEL UNTUK PENJADWALAN PROGRAM INSPEKSI

JAMAL RAMADHAN
NRP. 04211640000047

DOSEN PEMBIMBING
NURHADI SISWANTORO, S.T., M.T.
Ir. DWI PRIYANTA, M.SE.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

Halaman ini sengaja dikosongkan

TUGAS AKHIR – ME 184834

IMPLEMENTASI *RISK BA SED INSPECTION* (RBI) PADA CONDENSATE SEPARATOR DAN STORAGE VESSEL UNTUK PENJADWALAN PROGRAM INSPEKSI

JAMAL RAMADHAN
04211640000047

DOSEN PEMBIMBING
Nurhadi Siswantoro, ST., MT.
Ir. Dwi Priyanta, M.SE.

DEPARTEMEN TEKNIK SISTEM PERKAPALAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

Halaman ini sengaja dikosongkan

BACHELOR THESIS – ME184834

IMPLEMENTATION OF *RISK BASED INSPECTION* (RBI) IN CONDENSATE SEPARATOR AND STORAGE VESSEL FOR SCHEDULING OF INSPECTION PROGRAMS

JAMAL RAMADHAN
04211640000047

SUPERVISORS
Nurhadi Siswantoro, ST., MT.
Ir. Dwi Priyanta, M.SE.

DEPARTEMENT OF MARINE ENGINEERING
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

This page is intentionally left blank

LEMBAR PENGESAHAN

IMPLEMENTASI RISK BASED INSPECTION (RBI) PADA CONDENSATE SEPARATOR DAN STORAGE VESSEL UNTUK PENJADWALAN PROGRAM INSPEKSI

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Pada
Bidang studi *Digital Marine Operation and Maintenance*
(DMOM)
Program Studi S-1 Teknik Sistem Perkapalan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :
JAMAL RAMADHAN
NRP. 04211640000047

Disetujui Oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Nurhadi Siswantoro,ST.,MT.
NIP. 1992201711049 ( )

Ir. Dwi Priyanta,M.SE.
NIP. 196807031994021001 ( )

SURABAYA
JULI,2020

Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN

IMPLEMENTASI RISK BASED INSPECTION (RBI) PADA CONDENSATE SEPARATOR DAN STORAGE VESSEL UNTUK PENJADWALAN PROGRAM INSPEKSI

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Bidang Studi *Digital Marine Operation and Maintenance* (DMOM)

Program Studi S-1 Departemen Teknik Sistem Perkapalan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Penulis:

Jamal Ramadhan

NRP. 04211640000047

Disetujui Oleh,

Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan

Beny Cahyono, S.T., M.T., Ph.D

NIP. 197903192008011008

SURABAYA

AGUSTUS, 2020

Halaman ini sengaja dikosongkan

IMPLEMENTASI RISK BASED INSPECTION (RBI) PADA CONDENSATE SEPARATOR DAN STORAGE VESSEL UNTUK PENJADWALAN PROGRAM INSPEKSI

Nama Mahasiswa : Jamal Ramadhan
NRP : 04211640000047
Departemen : Teknik Sistem Perkapalan
Dosen Pembimbing :
1. Nurhadi Siswantoro, S.T., M.T.
2. Ir. Dwi Priyanta, M.SE.

ABSTRAK

Perkembangan teknologi pada bidang eksplorasi minyak dan gas bumi yang semakin meningkat membuat peraturan pada bidang keselamatan juga semakin meningkat, baik pada *equipment* maupun tenaga kerja. Hal ini dibuktikan dengan semakin banyaknya aturan-aturan keselamatan yang diberlakukan oleh pemeritah Indonesia. Salah satu contoh aturan mengenai pengelolaan minyak bumi adalah Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 11 tahun 1979 mengenai Keselamatan Kerja pada Pemurnian dan Pengolahan Minyak dan Gas Bumi. Aturan mengenai keselamatan bagi tenaga kerja pengelola usaha minyak dan gas bumi diatur dalam Undang-undang nomor 1 tahun 1970.Untuk itu semua perlatan-peralatan (unit kerja) harus dijamin kehandalaannya agar tidak menimbulkan bahaya baik bagi pekerja maupun lingkungan. Metode *Risk Base Inspection* (RBI) merupakan sebuah pendekatan sistematis tentang metode pengelolaan inspeksi terhadap peralatan atau unit kerja yang didasarkan pada tingkat resiko yang dimiliki oleh peralatan atau unit kerja tersebut. Penilaian risiko yang dilakukan pada penilitian ini mengacu pada standar API RP 581. Metode RBI menetukan seberapa sering insiden dapat terjadi (*probability*) dan seberapa besar dampak yang akan ditimbulkan (*consequence*). Dengan mengkombinasikan antara *probability* dengan *consequence* dapat ditentukan risiko dari kegagalan pada equipment yang sedang dianalisis. Analisis RBI dalam tugas akhir ini diaplikasikan pada *Condensate Separator 10V2102* dan *Condensate Storage Vessel 10V2103*. Hasil analisis dalam tugas akhir ini menunjukkan besarnya resiko pada RBI date ialah sebesar 2.12 E-03 m^2/yr untuk *Condensate Separator 10V2102* dan 5.81 E-03 m^2/yr untuk *Condensate Storage Vessel 10V2103*. Hasil analisis RBI pressure vessel akan diinspeksi pada tahun sesuai dengan rekomendasi standar API 510 yaitu 10 tahun. Level resiko untuk *Condensate Separator 10V2102* ialah 1C atau termasuk dalam kategori low risk. Sedangkan untuk *Condensate Storage Vessel 10V2103* adalah 1C, yaitu low risk.

Kata kunci: (RBI, Kondensat, *Pressure Vessel*, *Inspection*)

Halaman ini sengaja dikosongkan

IMPLEMENTATION OF RISK BASED INSPECTION (RBI) IN CONDENSATE SEPARATOR AND STORAGE VESSEL FOR SCHEDULING OF INSPECTION PROGRAMS

Name : Jamal Ramadhan
NRP : 04211640000047
Departement : Teknik Sistem Perkapalan
Supervisors :
1. Nurhadi Siswantoro, S.T., M.T.
2. Ir. Dwi Priyanta, M.SE.

ABSTRACT

The development of technology in the field of oil and gas exploration that is increasing makes the regulations in the field of safety also increase, both in equipment and labor. This is evidenced by the increasing number of safety rules imposed by the Indonesian government. One example of rules regarding petroleum management in Government Regulation of the Republic of Indonesia Number 11 of 1979 concerning Work Safety in Oil and Gas Purification and Processing. The rules regarding safety for workers managing oil and gas businesses are regulated in Law number 1 of 1970. For this reason, all equipment (work units) must be guaranteed to be reliable so as not to cause danger to both workers and the environment. The Risk-Based Inspection (RBI) method is a systematic approach to the method of managing inspection of equipment or work units based on the level of risk that is owned by the equipment or work unit. The risk assessment carried out in this study refers to API standard RP 581. The RBI method determines how often incidents can occur (probability) and how large the impact will be (consequence). By combining probability with consequence the risk of failure can be determined on the equipment being analyzed. RBI analysis in this final project was applied to the Condensate Separator 10V2102 and the Condensate Storage Vessel 10V2103. The results of the analysis in this final project indicate the magnitude of the risk on the RBI date is 2.12 E-03 m^2/yr for Condensate Separator 10V2102 and 5.81 E-03 m^2/yr for Condensate Storage Vessel 10V2103. The RBI pressure vessel analysis results will be inspected in years according to API 510 standard recommendations, which are 10 years. The risk level for Condensate Separator 10V2102 is 1C or included in the low-risk category. Whereas the Condensate Storage Vessel 10V2103 is 1C, which is low-risk.

Keyword : (RBI, Condensate, Pressure Vessel, Inspection)

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji dan syukur penulis haturkan atas rahmat dan kuasa Allah SWT, karena atas rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik, lancar dan tepat waktu. Tugas akhir yang berjudul "Implementasi Risk Based Inspection (RBI) pada Condensate Separator dan Storage Vessel Untuk Penjadwalan Program Inspeksi" ini diajukan sebagai salah satu persyaratan kelulusan program strata satu teknik di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama proses penyusunan tugas akhir ini penulis mendapat dukungan dalam bentuk moril maupun material dari berbagai pihak, sehingga penulis mengucapkan terima kasih khususnya kepada :

1. Allah Subhanahu Wata'ala atas segala nikmat dan kuasa-Nya, serta junjungan besar Nabi Muhammad SAW yang telah memberikan kita pedoman ke jalan yang penuh kebermanfaatan saat ini,
2. Kedua orang tua penulis, Bapak Sukriono dan Ibu Siti Rahmah, yang tidak ada hentinya mendoakan untuk kesuksesan anak-anaknya. serta keluarga besar penulis yang selalu memberikan semangat dan dukungan selama pengerjaan tugas akhir.
3. Bapak Beny Cahyono., S.T., M.T., Ph.D. selaku Kepala Departemen Teknik Sistem Perkapalan FTK–ITS,
4. Bapak Ir. Dwi Priyanta, M.SE., dan Bapak Nurhadi Siswantoro, S.T, M.T. selaku dosen pembimbing yang telah mengarahkan dan memberikan masukkan selama pengerjaan tugas akhir ini.
5. Tim penguji bidang MOM, Bapak Dr. Eng. Muhammad Badrus Zaman, S.T, M.T, Bapak Ir. Dwi Priyanta, M.SE, Bapak Ir. Hari Prastowo, M.Sc, Bapak Dr. Eng. Trika Pitana, ST, M.Sc dan Bapak Nurhadi Siswantoro, S.T, M.T.,
6. Bapak Beny Cahyono., S.T., M.T., Ph.D., selaku dosen wali penulis selama belajar di Departemen Teknik Sistem Perkapalan ITS,
7. Teman- teman Lab MOM yang telah memberikan tumpangan kepada penulis dan pengarahan mengenai pengerjaan tugas akhir selama ini,
8. Keluarga dan teman seperjuangan Voyage'16 yang telah memberikan banyak bantuan selama penulis menjalani masa kuliah Departemen Teknik Sistem Perkapalan ITS.
9. Sahabat Ultraman Cosmos Officer 2016, Afanda Dwi R.R (Maung Crxynogent), Bagus Fyandika (Mesti lo), M. Teguh Fiqih I. (Tangguh), Ni Luh Triska A. (Triskhintil), Khoirunnisa M.S. (Nina/Ninthil) yang menjadi teman seperjuangan di office EPC Surabaya. Semoga tali silaturahmi tidak pernah terpisah, serta kita bisa menceritakan kisah sukses kita masing-masing nantinya.
10. Rekan-rekan dan adik–adik Office EPC, mas Nanang, Rama, Jerico, dan Bagas membuat penulis sering marah-marah namun selalu memberikan tempat ternyaman untuk penulis bisa mengerjakan skripsi hingga selesai.
11. Pihak- pihak lainnya yang berperan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Halaman ini sengaja dikosongkan

Penulis menyadari bahwa banyaknya kendala dan keterbatasan ilmu pengetahuan serta wawasan penulis menjadikan tugas akhir ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh karena itu, saran dan kritik yang membangun sangat diharapkan demi penulisan yang lebih baik di kemudian hari. Penulis juga memohon maaf apabila dalam proses pengerjaan tugas akhir ini terdapat banyak kesalahan yang disengaja maupun tidak disengaja. Besar harapan penulis, bahwasannya tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis secara khusus, pembaca, serta nusa dan bangsa.

Surabaya, Juli 2020

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

ABSTRAK v
DAFTAR ISI xiii
DAFTAR GAMBAR xv
DAFTAR TABEL xvii
BAB I PENDAHULUAN 1
1.1. Latar Belakang 1
1.2. Rumusan Masalah 2
1.3. Batasan Masalah 2
1.4. Tujuan 2
1.5. Manfaat Penelitian 3
BAB II KAJIAN PUSTAKA 5
2.1 Ikhtisar Permasalahan 5
2.1.1 Pengolahan Gas Alam 5
2.1.2 Kondensat 6
2.1.3 Pressure Vessel 8
2.1.4 Klasifikasi *Pressure Vessel* 8
2.1.5 Bagian bagian *pressure vessel* 10
2.2 *American Petroleum Institute* (API) 13
2.3 *Risk Based Inspection* (RBI) 13
2.3.1 Definisi 13
2.3.2 Risiko 14
2.3.3 Probability of Failure 14
2.3.4 Consequence of failure 17
2.3.5 Analisa Risiko 19
2.3.6 Penilaian Risiko 20
2.3.7 Keuntungan RBI 20
2.4 Damage Mechanism 20
2.5 Inspection Plan 22
BAB III METODOLOGI PENELITIAN 27
3.1 Studi Literatur 28
3.2 Pengumpulan Data dan Informasi 28

3.3 Evaluasi Inspeksi sebelumnya 29
3.4 Identifikasi Damage Mechanism 29
3.5 Penentuan Damage Mechanism 29
3.6 Analisis Probability of Failure 29
3.6.1 Analisis Thinning Damage Factor 30
3.6.2 Analisis External Damage Factor 32
3.7 Analisis Consequence of Failure 34
3.8 Penentuan Level Risiko 42
3.9 Inspection Planning 42
3.10 Kesimpulan dan Saran 43
BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN 45
4.1 Data Pressure Vessel 45
4.1.1 General Data 45
4.1.2 Data komposisi fluida 47
4.2 Identifikasi Damage Mechanism 50
4.3 Analisis Risiko Condensate Separator 10V2102 50
4.3.1 Analisis *Probablitity of Failure* (POF) 50
4.3.2 Analisis *Consequence of Failure* (COF) 53
4.3.3 Analisis Risiko dan Perencanaan Inspeksi 57
4.4 Analisis Risiko Condensate Storage Vessel 10V2103 61
4.4.1 Analisis *Probablitity of Failure* (POF) 61
4.4.2 Analisis *Consequence of Failure* (COF) 63
4.4.3 Analisis Risiko dan Perencanaan Inspeksi 68
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 73
5.1 Kesimpulan 73
5.2 Saran 74
DAFTAR PUSTAKA 75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Alur Aliran Gas Bumi 5
Gambar 2.2 *Process Flow Diagram* (PFD) Condensate System 6
Gambar 2.3 *Pressure Vessel* Vertikal 7
Gambar 2.4 *Pressure Vessel* Horizontal 8
Gambar 2.5 *Pressure Vessel* Dua Fase 8
Gambar 2.6 *Pressure Vessel* Tiga Fase 9
Gambar 2.7 Tipe Bentuk Head 10
Gambar 2.8 Nozzle 10
Gambar 2.9 *Saddle Support* 11
Gambar 2.10 *Skirt Support* 11
Gambar 3.1 Alur Pengerjaan Tugas Akhir 26
Gambar 3.2 Contoh Risk Matrix Pada API 581 41
Gambar 4.1 Level Risiko pada Condensate Separator 10V2102 57
Gambar 4.2 Kurva Perbandingan Risiko Area Condensate Separator 10V2102 57
Gambar 4.3 Level Risiko pada Condensate Storage Vessel 10V2103 67
Gambar 4.4 Kurva Perbandingan Risiko Area Cond. Storage Vessel 10V2103 68

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Standart API 12
Tabel 3.1 Hasil Studi Literatur 27
Tabel 4.1 Data *Condensate Separator* 10V2102 44
Tabel 4.2 Data *Condensate Storage Vessel*10V2103 45
Tabel 4.3 *Heat and Material Balance - Condensate Separator* 10V2102 46
Tabel 4.4 *Heat and Material Balance - Condensate Storage Vessel* 10V2103 47
Tabel 4.5 Rekomendasi Frekuensi Kegagalan Umum pada Equipment 49
Tabel 4.6 *Release Hole Size and Area used in level 1* 52
Tabel 4.7 *Component Damage Flammable Consequence Equation Constants* 54
Tabel 4.8 *Personnal Injury Flammable Consequence Equation Constants* 54
Tabel 4.9 *Numerical Value Associated with POF and Area COF Categories* 56
Tabel 4.10 Plotting Risiko pada Condensate Separator 10V2102 58
Tabel 4.11 Rencana Inspeksi pada Condensate Separator 10V2102 58
Tabel 4.12 Rekomendasi Frekuensi Kegagalan Umum pada Equipment 58
Tabel 4.13 *Release Hole Size and Area used in level 1* 62
Tabel 4.14 *Component Damage Flammable Consequence Equation Constants* 64
Tabel 4.15 *Personnal Injury Flammable Consequence Equation Constants* 65
Tabel 4.16 *Numerical Value Associated with POF and Area COF Categories* 67
Tabel 4.16 Plotting Risiko pada *Condensate Storage Vessel 10V2103* 68
Tabel 4.16 Rencana Inspeksi pada *Condensate Storage Vessel 10V2103* 69

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I
PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Eksplorasi minyak dan gas bumi di dunia semakin mengalami perkembangan. Keadaan ini juga turut mempengaruhi perkembangan eksplorasi minyak dan gas bumi di Indonesia. Perusahaan minyak dan gas di Indonesia berlomba-lomba untuk mendapatkan ladang minyak dan gas bumi sebanyak-banyaknya. Perkembangan ini turut dipengaruhi oleh aturan-aturan pemerintah mengenai keselamatan dan pencegahan bahaya baik pada unit yang dikelola maupun tenaga kerja pengelola.

- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 11 tahun 1979, mengenai penggunaan dan program inspeksi yang harus dilakukan guna mencegah kemungkinan bahaya-bahaya yang dapat terjadi selama proses pengelolahan minyak bumi.
- Undang-undang nomor 1 tahun 1970, mengenai keselamatan bagi tenaga kerja pengelola usaha minyak dan gas bumi yang menyatakan bahwa pekerja berhak mendapatkan perlindungan atas keselamatan dalam melakukan kerja.
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, Republik Indonesia No. 18 tahun 2018, yang terdapat pada Bab III Pasal 6 ayat 1 berisi tentang inspeksi yang harus dilakukan pada instalasi dan peralatan keselamatan dalam bisnis industri minyak dan gas.

Salah satu equipment penunjang dalam eksplorasi minyak dan gas bumi adalah *pressure vessel*. *Pressure vessel* diartikan sebagai bejana/wadah yang didesain untuk dapat menahan tekanan baik internal maupun eksternal (API RP 510, 2014). Pada tugas akhir ini objek yang akan penulis lakukan penelitian adalah *condensate separator* dan *condensate storage vessel*. Dimana *condensate separator* merupakan sebuah vessel yang digunakan untuk memisahkan antara fluida dan gas, fluida hasil condensate yang dipisah akan terkumpul di bagian bawah separator. Kondensat yang terkumpul kemudian ditransfer menuju *condensate storage vessel*. Konten yang disimpan umumnya membutuhkan *treatment* yang berbeda tergantung jenis konten yang disimpan. Sesuai dengan regulasi pemerintah yang ada, bahwa peralatan *pressure vessel* harus selalu berada dalam keadaan terpelihara secara baik. Apabila terus dilakukan pengoperasian melebihi umur yang seharusnya, dikhawatirkan dapat mengakibatkan bahaya-bahaya yang tidak diinginkan.

Untuk memenuhi regulasi ini maka diperlukan sebuah metode yang dapat menjadwalkan inspeksi yang bukan hanya berdasarkan waktu (*time based inspection*) namun juga berdasarkan risiko yang dimiliki oleh equipment, guna menjaga kondisi equipment pada kondisi yang baik. *Risk based inspection* (RBI) merupakan sebuah metode pengelolaan inspeksi terhadap peralatan atau unit kerja yang didasarkan pada tingkat resiko yang dimiliki oleh peralatan atau unit kerja tersebut (API RP 581, 2016). RBI menggunakan risiko sebagai dasar dalam memprioritaskan dan mengatur pola inspeksi. Dalam sebuah sistem telah menjadi rahasia umum bahwa terdapat Risiko yang cukup tinggi pada sebagian kecil equipments yang ada. Inspeksi dan perawatan dapat ditingkatkan pada *equipments* yang memiliki risiko yang tinggi apabila terjadi kegagalan.

Sedangkan untuk peralatan yang memiliki risiko rendah dapat disesuaikan. RBI dapat menentukan kombinasi yang paling optimum, meliputi metode inspeksi, lingkup, dan frekuensi.

Langkah awal dalam melakukan *risk assessment* merupakan indentifikasi bahaya dan dampak dari bahaya tersebut. Metode RBI mendefinisikan tingkat risiko equipment yang diteliti berdasarkan dari kombinasi antara dua parameter yaitu peluang kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Peluang kegagalan tergantung pada berapa besar peluang equipment mengalami kegagalan. Sedangkan untuk konsekuensi kegagalan tergantung pada dampak yang dihasilkan apabila equipment mengalami kegagalan.

RBI diharapkan dapat memberikan analisa *damage mechanism* secara terpusat sehingga dapat diketahui akibat lebih lanjut yang harus diwaspadai dan dicegah, serta memberikan gagasan inspeksi yang lebih efektif dan efisien. RBI memungkinkan untuk merevisi jadwal dan interval inspeksi sehingga lebih efisien sesuai dengan kebutuhan dan tentunya hal ini akan lebih menghemat biaya yang harus dikeluarkan untuk inspeksi (Arina, 2016)

1.2. Rumusan Masalah

Dari uraian di atas maka permasalahan utama yang akan dibahas adalah sebagai berikut :

1. Bagaimana cara menghitung *Probability of Failure* (PoF) dan C*onsequence of Failure* (CoF) pada *condensate separator* dan *storage vessel* menggunakan metode Risk-Based Inspection (RBI)?
2. Bagaimana menentukan *risk analysis* pada peralatan *condensate separator* dan *storage vessel* dengan menggunakan metode *Risk Based Inspection* (RBI)?
3. Bagaimana menentukan program inspection planning yang sesuai dengan kondisi equipment yang dianalisa tersebut?

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah:

1. *Pressure vessel* yang dilakukan untuk penelitian adalah milik salah satu perusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia pada *condensate system*.
2. Analisa RBI bebasis keandalan *pressure vessel* ini berpedoman pada code API RP 581.
3. Tidak menghitungkan biaya dalam inspeksi/pengujian ketika menggunakan metode risk based inspecktion.
4. Konsekuensi yang diperhitungkan meliputi dampak kesehatan dan keselamatan.

1.4. Tujuan

Penulisan tugas akhir ini bertujuan untuk :

1. Menentukan *Probability of Failure* (PoF) dan *Consequence of Failure* (COF) pada *condensate separator* dan *storage vessel* berdasarkan metode *Risk-Based Inspection* (RBI).
2. Menentukan level risiko pada peralatan *condensate separator* dan *storage vessel* dengan menggunakan metode *Risk-Based Inspection* (RBI).

3. Untuk memberikan informasi mengenai metode inspeksi dan penjadwalan inspeksi yang sesuai pada peralatan *condensate separator* dan *storage vessel* menggunakan metode RBI berdasarkan American Petroleum Institution (API) 581.

1.5. Manfaat Penelitian

Manfaat yang dapat diperoleh dari penulisan tugas akhir ini adalah :

1. Memperkenalkan RBI sebagai metode pengelolaan inspeksi berdasarkan analisa tingkat resiko dari *pressure vessel*
2. Meningkatkan tingkat keselamatan bagi para pekerja maupun lingkungan.
3. Dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan bagi perusahaan dalam menentukan prioritas pelaksanaan inspeksi sebagai usaha preventif untuk meminimalkan dampak kegagalan.
4. Dapat dijadikan sebagai bahan pertimbangan untuk mengambil keputusan dalam melaksanakan program inspeksi dan pembiayaan inspeksi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II
KAJIAN PUSTAKA

2.1 Ikhtisar Permasalahan

2.1.1 Pengolahan Gas Alam

Gas alam berdasarkan Studi Kondensasi Gas Bumi oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (Lemigas), Gas bumi atau sering juga disebut sebagai gas alam adalah bahan bakar fosil berbentuk gas. Gas alam dapat ditemukan di ladang minyak, ladang gas bumi, dan tambang batu bara (Lemigas, 2008). Ketika gas yang kaya dengan metana diproduksi melalui pembusukan oleh bakteri anaerobik dari bahan-bahan organik selain dari fosil, maka ia disebut biogas. Sumber biogas dapat ditemukan di rawa-rawa, tempat pembuangan akhir sampah, serta penampungan kotoran manusia dan hewan.

Gas alam merupakan suatu campuran yang mudah terbakar yang memiliki komponen utama gas alam adalah metana (CH4). Selain metana, terdapat hidrokarbon lain seperti etana (C2H6), propana (C3H8), butana (C4H10), dan pentana plus (C5+). Gas bumi dapat dimanfaatkan dengan terlebih dahulu dibersihkan dari berbagai kandungan yang tidak diinginkan seperti gas asam (CO2 dan H2S), air, dan hidrokarbon berat atau yang biasa disebut kondensat.(Perumal, 2014)

Pada penelitian yang sama, disebutkan bahwa pemanfaatan gas alam dibagi menjadi tiga kelompok, yaitu:

a. Gas alam sebagai bahan bakar, antara lain sebagai bahan bakar Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Uap, bahan bakar industri ringan, menengah dan berat, bahan bakar kendaraan bermotor (BBG/NGV), sebagai gas kota untuk kebutuhan rumah tangga hotel, restoran dan sebagainya
b. Gas alam sebagai bahan baku, antara lain bahan baku pabrik pupuk, petrokimia, metanol, dan bahan baku plastik. Hidrokarbon C3 dan C4-nya untuk LPG, CO2 digunakan untuk *soft drink*, *dry ice* pengawet makanan, hujan buatan, industri besi tuang, pengelasan dan bahan pemadam api ringan.
c. Gas alam sebagai komoditas energi untuk ekspor, yakni *Liquefied Natural Gas* (LNG) dan *Liquified Petroleum Gas* (LPG)

Salah satu alat penunjang dalam eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi ialah *pressure vessel*. *Pressure vessel* didefinisikan sebagai bejana/wadah yang didesain untuk dapat menahan tekanan baik internal maupun eksternal. Selain itu, bejana tekan merupakan wadah tertutup yang dirancang u6ntuk menampung cairan atau gas pada temperatur yang berbeda dari temperatur lingkungan. Bejana tekan digunakan untuk bermacam-macam aplikasi di berbagai sektor industri seperti industri kimia (*petrochemical plant*), energi (*power plant*), minyak dan gas (*oil & gas*), nuklir, makanan, bahkan sampai pada peralatan rumah tangga seperti boiler pemanas air atau *pressure cooker*.

Pada aplikasi disektor minyak dan gas (oil & gas), pressure vessel diklasifikasikan berdasarkan fungsinya yaitu *storage, heat exchanger, separator, deareator, absorber, desilator, stripper, dan reactor*. Terutama pada sektor minyak dan gas, dari well, membutuhkan *separator*, K.O drum, *fuel gas scrubber, liquid tank, dan condensate tank.* Setiap *pressure vessel* memiliki umur produksi yang sangat bergantung pada jenis dan

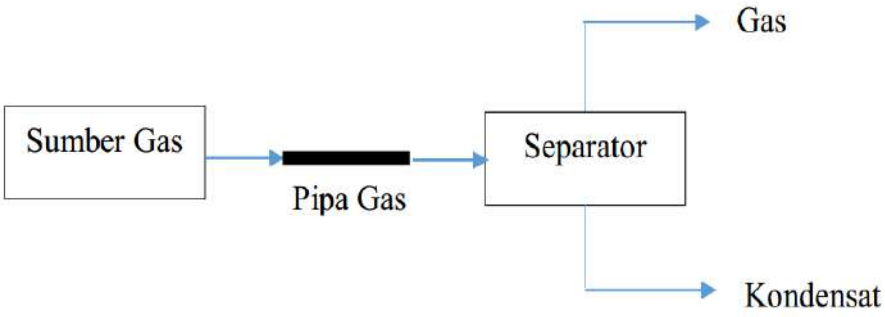
penggunaan *pressure vessel* itu sendiri.Apabila terus dilakukan pengoperasian melebihi umur yang seharusnya, dikhawatirkan dapat mengakibatkan bahaya-bahaya yang tidak diinginkan.

Pressure vessel tersebut mempunyai dampak yang berbahaya apabila fluida yang ada di dalamnya keluar. Dampak tersebut dapat menyebabkan kebakaran, keracunan, dan pencemaran lingkungan. Padahal dari penjabaran diatas, banyak aturan-aturan pemerintah mengenai keselamatan dan pencegahan bahaya baik pada unit yang dikelola maupun tenaga kerja pengelola.

Kemungkinan bahaya yang dapat menyebabkan kerusakan pada *pressure vessel* perlu dianalisis agar dapat meminimalkan resiko yang akan terjadi. Identifikasi bahaya tersebut harus dapat mewakili semua potensi bahaya yang berpengaruh terhadap kinerja *pressure vessel*. Sehingga, setelah diperhitungkan analisis resiko dan langkah mitigasinya, perlu di pertimbangkan pula jadwal inspeksi dan jadwal penggantian *pressure vessel* tersebut. Hal ini dilakukan agar kinerja pressure vessel dapat maksimal sehingga akan didapatkan hasil produksi yang sebaik-baiknya.

2.1.2 Kondensat

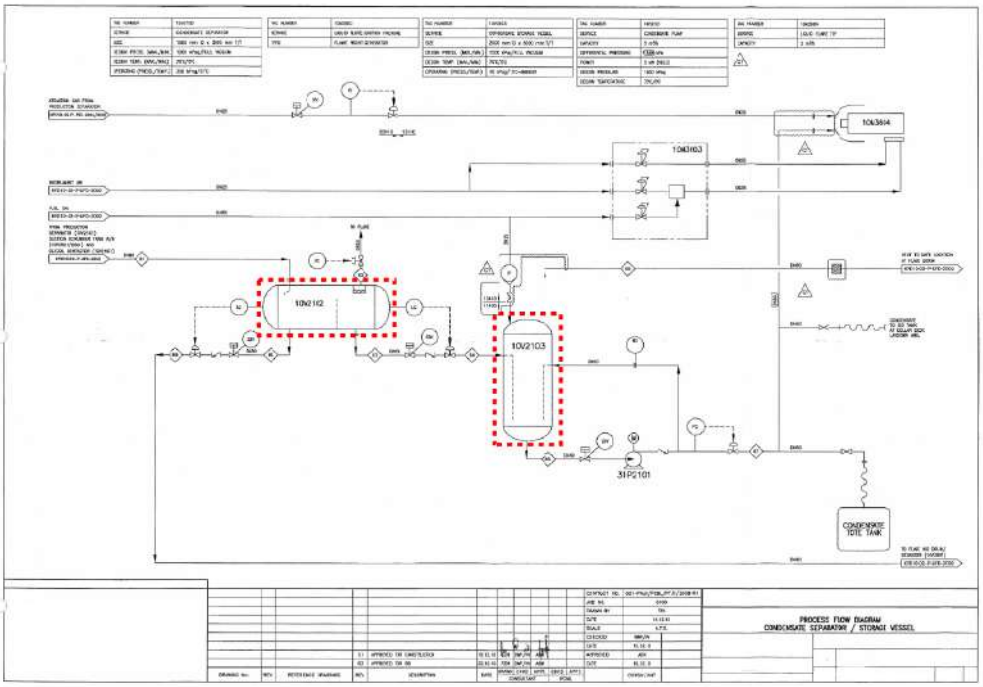
Kondensat merupakan hidrokarbon cair dari sumur gas atau sumur minyak. Gas alam mentah terutama berasal dari salah satu dari tiga jenis sumur, yaitu sumur minyak mentah, sumur gas, dan sumur kondensat. Gas alam yang berasal dari sumur minyak mentah biasanya disebut gas associated. Gas ini dapat eksis di atas minyak mentah yang berada didalam formasi bawah tanah, atau bisa saja larut dalam minyak mentah. Beda halnya dengan gas alam yang berasal dari sumur gas dan sumur kondensat, yang didalamnya terdapat minyak mentah baik sedikit atau tidak, disebut gas *non associated*. Sumur gas biasanya hanya memproduksi gas alam mentah, sementara sumur kondensat menghasilkan gas alam mentah bersama dengan hidrokarbon berat yang memiliki senyawa molekul rendah. Mereka yang cair pada suhu tertentu seperti pentana dan senyawa yang lebih berat disebut gas alam kondensat kadang-kadang juga disebut natural gasoline atau hanya kondensat (Salmani, 2019)



Gambar 2.1 Alur aliran gas bumi
(sumber : Hasil studi gas bumi pada sistem perpipaan lemigas)

Kondensat yang dihasilkan dari lapangan minyak dan gas bumi bersifat tidak stabil (mudah menguap) karena masih mengandung sebagian kecil senyawa hidrokarbon ringan seperti metana (CH4), etana (C2H6), propana (C3H8), dan butana (C4H10) (Litbang esdm, 2008). Sifatnya yang tidak stabil inilah mengakibatkan kondensat tidak

dapat secara langsung dimanfaatkan secara komersial. Kondensat dapat dihasilkan baik dari hasil produksi secara langsung sumur minyak dan gas bumi maupun dari hasil kondensasi gas bumi di sepanjang pipa yang dilalui. Hal ini tergantung dari sifat-sifat dan komposisi gas bumi serta karakteristik reservoir seperti tekanan dan temperatur. Reservoir merupakan suatu tempat terakumulasi atau terkumpulnya fluida hidrokarbon, yang terdiri dari minyak, gas, dan air. Seperti diketahui bahwa fraksi berat dalam gas bumi cenderung untuk mengembun atau terkondensasi pada tekanan yang lebih tinggi dan temperatur yang lebih rendah.



Gambar 2.2 Process Flow Diagram (PFD) Condensate System
(sumber : Data Perusahaan)

Dalam kondisi temperatur dan tekanan sekitar, kondensat memiliki sifat fluida yang mudah terbakar. Gas yang keluar dari sumur lapangan masih memiliki karakteristik basah karena bercampur cairan hidrokarbon. Cairan kondensat dipisahkan dari gas melalui alat bernama separator. Bentuknya merupakan bejana bertekanan (pressure vessel) dan kondensat tersebut dilewatkan ke dalamnya. Pada sistem kondensat perusahaan "X" ini memiliki 2 equipment utama yaitu *condensate separator* dan *condensate storage vessel.*

Fungsi dari condensate separator adalah sebagai pemisah antara gas dan fluida kondensat, sedangka fungsi dari condensate storage vessel adalah untuk menampung kondensat dari hasil pemisahan separator. Pada penelitian kali ini kedua equipment tersebut dilakukan analisa *Risk Based Inspection* (RBI) untuk menentukan target waktu inspeksi dan program inspeksi yang dilakukan.

2.1.3 Pressure Vessel

Pressure vessel merupakan suatu tempat untuk menampung atau menyimpan suatu fluida bertekanan. Bejana tekan dirancang agar mampu menampung atau menyimpan fluida cair maupun gas atau bahkan keduanya yang memiliki tekanan dan temperatur yang berbeda-beda (Teknik Produksi Migas, 2013). Kegagalan dalam perancangan dapat mengakibatkan terjadinya ledakan yang dapat merenggut korban jiwa dan dapat merusak lingkungan disekitarnya, kegagalan bejana tekan dapat disebabkan oleh faktor pemilihan material yang tidak sesuai, desain yang tidak benar, prosedur fabrikasi tidak tepat, dan perawatan yang kurang.

Perbedaan tekanan dapat menjadi *hazard* (bahaya), kecelakaan fatal telah banyak terjadi dalam sejarah perkembangan *pressure vessel* dan pengoperasiannya. Akibatnya, desain *pressure vessel*, manufaktur, dan operasinya diatur oleh otoritas engineering yang didukung oleh undang undang. Kemungkinan bahaya yang dapat menyebabkan kerusakan pada *pressure vessel* perlu dianalisa agar dapat meminimalkan resiko yang akan terjadi. Identifikasi bahaya tersebut harus dapat mewakili semua potensi bahaya yang berpengaruh terhadap kinerja *pressure vessel*.

2.1.4 Klasifikasi *Pressure Vessel*

Pressure vessel pada umumnya dibagi dalam beberapa jenis, pembagian yang paling sederhana yaitu berdasarkan posisinya, *pressure vessel* vertikal dan horizonta (Eugene F.,2001).

a. Posisi vertikal

Posisi vertikal (Gambar 2.1) yaitu posisi tegak lurus bejana tekan terhadap sumbunya. Posisi ini banyak dipakai dalam instalasi anjungan minyak lepas pantai, yang mempunyai tempat terbatas.

Gambar 2.3 *Pressure Vessel* Vertikal
(sumber : https://www.dfctank.com/tank-vertical-type)

b. Posisi horizontal

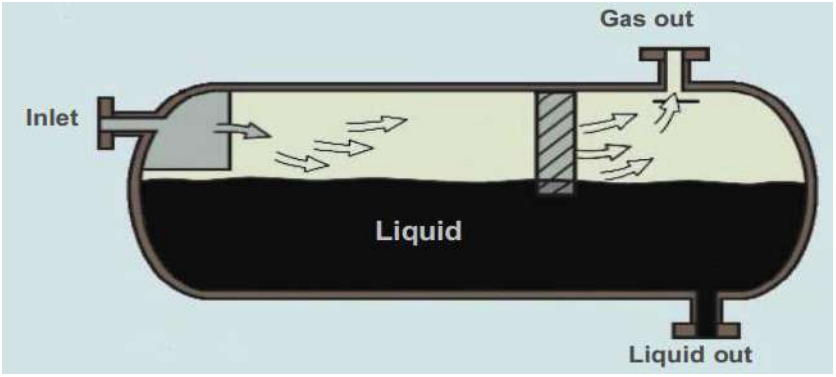
Seperti halnya gambar di atas, hanya peletakannya secara mendatar. Yang membedakan dengan yang *pressure vessel* vertikal adalah *pressure vessel* vertikal tidak terlalu makan ruang karena di tempatkan bediri. Namun, dari sisi ketinggian maka akan terpengaruh oleh kecepatan angin. Sedangkan pressure vessel posisi horizontal (Gambar 2.2) banyak digunakan pada industri yang berlokasi didataran karena memiliki kapasitas produksi yang lebih besar.

Gambar 2.4 *Pressure Vessel* Horizontal
(sumber : https://www.paulmueller.com/processing-equipment/storage-vessel)

Selanjutnya yaitu klasifikasi *pressure vessel* berdasarkan fase pemisahnya, *pressure vessel* dibedakan menjadi dua, yaitu *pressure vessel* dua fase dan *pressure vessel* tiga fase (Teknik Produksi Migas, 2013).

a. *Pressure vessel* dua fase

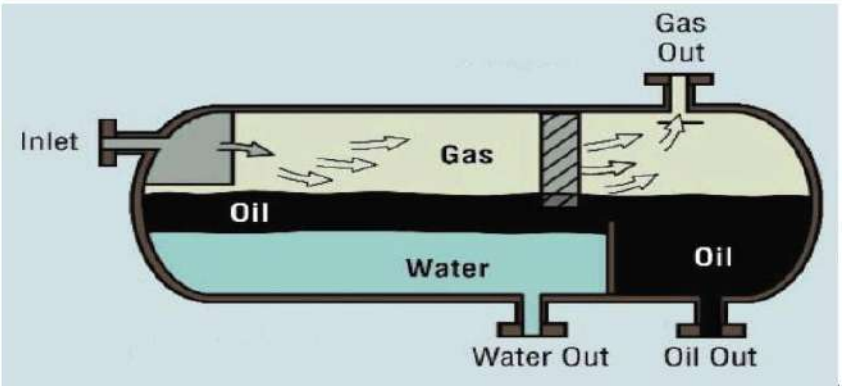
Pressure vessel dua fase berfungsi memisahkan fluida gas dari cair. Gas mengalir keluar dari gas outlet, cairan (minyak dan air) keluar melalui liquid outlet yang sama.



Gambar 2.5 *Pressure vessel* dua fase
(sumber : Teknik Produksi Migas, Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan RI, 2013)

b. *Pressure vessel* tiga fase

Seperti halnya *pressure vessel* dua fase yang berfungsi untuk memisahkan antara 2 fluida gas dan cair, perbedaan pada *pressure vessel* tiga fase adalah dapat memisahkan gas, minyak dan air dalam satu waktu. Gas keluar melalui gas outlet, air dan minyak keluar melalui otlet yang lain.



Gambar 2.6 *Pressure vessel* tiga fase
(sumber : Teknik Produksi Migas, Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan RI, 2013)

2.1.5 Bagian bagian *pressure vessel*

Pressure vessel terdiri dari bagian-bagian atau komponen-komponen yang mendukung dalam menjalankan fungsinya. Dibawah ini merupakan bagian-bagian dari bejana tekan (Eugene F., 2001).

a. Shell

Shell adalah bagian utama dari bejana tekan. *Shell* biasanya terbuat dari material baja, namun pada beberapa aplikasi bejana tekan dapat juga menggunakan material lain. *Shell* terbuat dari satu atau lebih plat yang difabrikasi dengan metode dilas sehingga membentuk silinder atau bola.

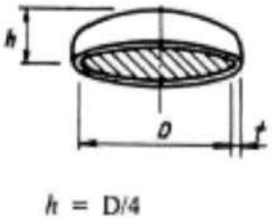
b. Head

Head adalah bagian penutup dari kedua ujung silinder bejana tekan. *Head* biasanya terbuat dari bahan yang sama dengan *shell*-nya. Fabrikasi *head* dilakukan dengan cara melakukan *forming* pada plat material *head* sehingga terbentuk *head* sesuai yang diinginkan, setelah itu *head* disambungkan ke bagian shell dengan cara di las.

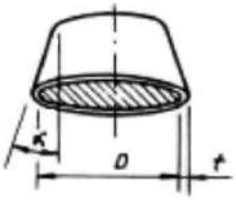
Ketebalan head merupakan parameter utama yang perlu diperhatikan agar bejana tekan dapat bekerja pada tekanan oprasionalnya dengan aman. *Forming* pada head biasanya akan mengurangi ketebalan dari ketebalan awal plat head. Oleh karena itu ketebalan head setelah proses *forming* harus diperhatikan agar dapat menahan tekanan oprasi yang telah ditentukan.

Ada beberapa tipe bentuk *head*, diantaranya sebagai berikut:

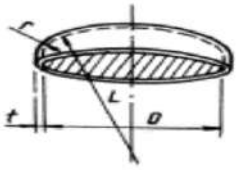
Hemi-Spherical Head



Ellipsoidal Head



Cone Head



Torisperical Head

Gambar 2.7 Tipe bentuk head
(sumber : Eugene F. Megyesy, Pressure Vessel Handbook, 12th edition)

c. Nozzle

Nozzle merupakan saluran keluar masuk dari suatu bejana tekan yang pada umumnya berbentuk tabung dan terbuat dari material baja yang diletakkan pada bagian *head* dan *shell* dengan cara dilas. *Nozzle* memiliki *Nozzle* memiliki beberapa macam kegunaan, misalnya sebagai bukaan bagi alat instrumentasi atau sebagai akses keluar masuknya manusia untuk melakukan maintanance (manhole). Bentuk dari *nozzle* seperti diilustrasikan pada gambar 2.4.

Gambar 2.8 *Nozzle*
(Sumber : www.aspireenergy.com/pressure-vessel-nozzle-types-design/)

d. Support

Support adalah bagian dari bejana tekan yang menopang keseluruhan bejana tekan. Support harus mampu menahan bejana tekan dari beban berat, angin, dan gempa yang mungkin akan terjadi. Ada beberapa jenis support yaitu:

1) Saddle

Support jenis ini digunakan untuk menyangga bejana tekan horizontal. Bejana tekan pada umumnya disangga menggunakan 2 buah *saddle*. Contoh pemasangan *saddle* dapat dilihat pada gambar 2.5.

Gambar 2.9 *Saddle support*
(Sumber : www.kezareng.com/saddle-support-design-pressure-vessel/)

2) Skirt

Support jenis ini digunakan untuk menyangga bejana tekan silindris vertikal maupun bejana tekan bola. *Skirt* dilas pada bejana tekan lalu dipatenkan pada tanah yang telah diberi pondasi beton. Pada bejana tekan vertikal *skirt* dilas pada bagial *shell* bejana tekan atau bisa juga pada bagian *buttom head* bejana tekan, sedangkan pada bejana tekan bola *skirt* dilas pada bagian tengah *shell*.

Gambar 2.10 *Skirt support*
(sumber : http://hima-tl.ppns.ac.id/pressure-vessel/)

3) Leg

Support jenis ini biasanya digunakan untuk menyangga bejana tekan vertikal berukuran kecil yang dilas dibagian *shell*-nya. Rasio maksimum antara panjang leg dengan diameter shell biasanya 2:1. Banyaknya jumlah *leg* yang diperlukan tergantung dengan besarnya ukuran bejana tekan.

2.2 *American Petroleum Institute* (API)

American Petroleum Institute atau API adalah suatu organisasi perkumpulan dari berbagai macam industri di Amerika Serikat yang bergerak dibidang minyak bumi dan gas alam. Adapun tujuan dari standard tersebut adalah membantu para penggunanya dalam usaha meningkatkan efisiensi dan penghematan didalam pengoperasian usaha mereka, dengan tetap mengacu kepada peraturan perundang-undangan, menjaga keselamatan dan kesehatan masyarakat serta tak lupa menjaga kelestarian lingkungan.

Standar API mempromosikan penggunaan yang aman, peralatan digunakan dan operasi melalui penggunaan terbukti, praktek-praktek rekayasa serta membantu mengurangi biaya terhadap peraturan dan perusahaan. Serta hubungannya dengan program API Quality Program, banyak dari standar yang digunakan membentuk dasar dari program sertifikasi API.

Tabel 2.1. Standard API

No.	API *code*	Judul
1	API 510	Pressure Vessel Inspection Code-Inspection,Repair, Alteration, and Rerating
2	API 570	Piping Inspection Code-Inspection,Repair, Alteration, and Rerating of Inservice Piping Systems
3	API 579	Fitness-For-Service
4	API 653	Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction
5	API 750	Management of Process Hazards
6	API 752	Management of Hazards Associated With Location of Process Plant Buildings, CMA Managers Guide
7	API 571	Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry
8	API 580	Risk-based Inspection
9	API 581	Risk -based Inspection Technology

2.3 *Risk Based Inspection* (RBI)

2.3.1 Definisi

Risk Based Inspection (RBI) merupakan penilaian *engineering* secara kualitatif yang dilakukan untuk menunjukkan integritas strukturan suatu komponen yang sedang bekerja yang mengandung cacat atau kerusakan. RBI studi sangat penting untuk digunakan dalam menentukan penyebab kerusakan atau penurunan integritas dari komponen yang diamati atau diantisipasi, dan kemungkinan kerusakan yang mungkin terjadi di masa depan.

Pada umumnya di sebuah unit operasi, presentase tingkat resiko yang tinggi terdapat pada sejumlah peralatan atau lingkup yang kecil. Dalam hal ini RBI akan

memberikan perhatian yang lebih melalui kegiatan inspeksi yang dilakukan, sehingga diharapkan dapat mereduksi program inspeksi yang berlebihan pada peralatan/unit kerja yang memiliki tingkat resiko yang lebih rendah. Manfaat program RBI adalah pemusatan sumber daya inspeksi pada mekanisme kerusakan waktu operasi dan lama proses alat atau sedikitnya pemeliharaan tingkat resiko yang sama.

Dengan menggunakan program RBI, sebuah perusahaan akan dapat mengontrol prioritas dan frekuensi program inspeksi yang akan dilakukannya sehingga berdampak pada meningkatnya waktu operasi atau dengan kata lain dapat mengurangi waktu tidak pakai dari sebuah peralatan/unit kerja.

Metode RBI mendefinisikan tingkat resiko peralatan yang dianalisa sebagai kombinasi dari dua parameter yaitu peluang kegagalan dan konsekuensi kegagalan. Analisis peluang kegagalan berhubungan dengan besar kecilnya peluang sebuah peralatan mengalami kegagalan. Sedangkan analisis konsekuensi kegagalan berhubungan dengan dampak yang dihasilkan dari kejadian kegagalan.

2.3.2 Risiko

Risiko merupakan kemungkinan terjadinya sesuatu yang akan berdampak kepada hal-hal yang tidak diinginkan. Dampak yang paling dihindari diantaranya hal-hal yang kemungkinan akan membahayakan kesehatan dan keselamatan manusia serta lingkungan sebagai akibat dari teknologi yang berkembang saat ini. Resiko didefinisikan sebagai kombinasi *antara probability of failure* (PoF) dan *consequence of failure* (CoF) (API RP 580, 2016). Risiko dapat dihitung dengan rumusan 2.1 seperti berikut :

$$Risk = Probability \times Consequence \quad (2.1)$$

PoF (*probability of failure*) adalah kemungkinan terjadinya kegagalan pada suatu periode tertentu. CoF (*consequence of failure*) adalah konsekuensi apabila suatu equipment gagal. CoF secara umum terbagi menjadi 4 macam yaitu: konsekuensi safety (jumlah personel yang cedera/meninggal), ekonomi (jumlah uang yang hilang akibat berhentinya produski), lingkungan (polutan yang mencemari lingkungan), dan hukum/politik. Semakin tinggi kemungkinan terjadinya suatu kejadian tersebut, maka resikonya juga akan semakin tinggi.(Karismwati, 2015)

2.3.3 Probability of Failure

Probabilitas kegagalan (PoF) dihitung dengan menggunakan rumusan 2.2 seperti di bawah ini :

$$P_f(t) = gff_{total} \times D_f(t) \times F_{MS} \quad (2.2)$$

Dimana :

$P_f(t)$ = *probability of failure*
gff_{total} = *generic failure factor*
$D_f(t)$ = *damage factor*
F_{MS} = *management system factor*

Faktor-faktor penyesuaian pada frekuensi generik kegagalan mencerminkan perbedaan antara mekanisme kerusakan dan proses manajemen kehandalan dalam peralatan. Faktor kerusakan menyesuaikan frekuensi kegagalan generik berdasarkan

mekanisme kerusakan komponen aktif yang bergantung dan mempertimbangkan kerentanan terhadap mekanisme kerusakan dan/atau tingkat di mana kerusakan terakumulasi.

Faktor kerusakan juga mempertimbangkan data historis inspeksi dan efektivitas dari inspeksi sebelumnya dan yang akan datang. Faktor sistem manajemen, menyesuaikan dengan pengaruh sistem manajemen fasilitas pada integritas mekanik peralatan. Faktor kerusakan diterapkan pada komponen dan mekanisme kerusakan secara khusus, sedangkan faktor sistem manajemen diterapkan untuk semua komponen dalam peralatan (API RP 581, 2016).

1) Generic failure frequency

Frekuensi kegagalan generik dari suatu peralatan diestimasikan menggunakan catatan dari semua plant dalam suatu perusahaan atau dari berbagai plant dalam sebuah industri, dari sumber-sumber literatur, dan dari reliability data base komersial. Oleh karena itu, nilai-nilai frekuensi kegagalan generik biasanya mewakili sebuah industri pada umumnya dan tidak mencerminkan frekuensi kegagalan yang tepat untuk sebuah peralatan spesifik untuk mekanisme kerusakan yang spesifik. Frekuensi kegagalan generik diasumsikan mengikuti distribusi log-normal, dengan tingkat kesalahan berkisar antara 3% sampai 10%.

Frekuensi kegagalan generik dimaksudkan untuk menjadi perwakilan frekuensi kegagalan dari kegagalan karena degradasi dari layanan yang relatif tidak berbahaya sebelum memperhitungkan setiap lingkungan operasi tertentu, dan disediakan untuk beberapa ukuran lubang diskrit untuk berbagai jenis peralatan pengolahan (yaitu proses vessel, drum, *towers* , sistem perpipaan, tangki, dll.)

2) Damage factor

Faktor kerusakan dimaksudkan untuk mendukung metodologi API RBI dengan menyediakan *screening tool* untuk menentukan prioritas inspeksi dan untuk mengoptimalkan upaya inspeksi. Faktor kerusakan tidak memberikan *Fitness-for-Service* penilaian definitif komponen. Fungsi dasar dari faktor kerusakan adalah untuk mengevaluasi jumlah kerusakan yang mungkin sebagai fungsi waktu dan efektivitas kegiatan inspeksi. Faktor-faktor kerusakan dihitung berdasarkan teknik yang dijelaskan dalam section 3.2 API 581, tetapi tidak dimaksudkan untuk mencerminkan probabilitas kegagalan yang sebenarnya untuk keperluan analisis keandalan. Faktor kerusakan mencerminkan tingkat relatif perhatian tentang komponen berdasarkan asumsi yang dinyatakan dalam setiap paragraf yang berlaku pada API 581.

Estimasi *damage factor* biasanya disediakan untuk estimasi kerusakan dibawah ini :

a. *Thinning* - D_{f-gov}^{thin}
b. *Stress Corrosion Cracking* - D_{f-gov}^{scc}
c. *External Damage* - D_{f-gov}^{extd}
d. *High Temperature Hydrogen Attack* - D_{f}^{htha}
e. *Mechanical Fatigue* (*Piping Only*) - D_{f}^{mfat}
f. *Brittle Fracture* - D_{f-gof}^{brit}

Damage factor dihitung berdasarkan jenis damage mechanism yang paling berpengaruh. Apabila terdapat damage mechanism lebih dari 1, maka damage factor dihitung dengan rumusan damage factor untuk multiple damage mechanism seperti dibawah ini :

a. Total *damage factor, $D_{f\text{-}total}$* – apabila lebih dari satu *damage mechanism*, rumusan dibawah ini digunakan untuk mengkombinasikan *damage factors*. Rumusan 2.3 dibawah ini digunakan untuk menghitung total *damage factor* apabila *local thinning* :

$$D_{f\text{-}total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SCC} + D_{f}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f}^{mfat} \quad (2.3)$$

Namun apabila *general thinning*, maka dihitung dengan rumusan 2.4 dibawah ini :

$$D_{f\text{-}total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gof}^{extd} + D_{f-gov}^{SCC} + D_{f}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f}^{mfat} \quad (2.4)$$

Perhatikan bahwa penjumlahan dari DF bisa kurang dari atau sama dengan 1.0. Ini berarti bahwa komponen dapat memiliki Pof kurang dari frekuensi kegagalan generik.

b. *Governing Thinning Damage Factor, D_{f-gov}^{thin}–governing thinning damage factor* ditentukan berdasarkan keberadaan perlindungan internal, seperti pada rumusan 2.5 dan 2.6 dengan kriteria sebbagai berikut :

$D_{f-gov}^{thin} = \min[D_{f}^{thin}, D_{f}^{elin}]$, apabila ada perlindungan internal. (2.5)

$D_{f-gov}^{thin} = D_{f}^{thin}$, apabila tidak ada perlindungan internal. (2.6)

c. *Governing Stress Corrosion Cracking Damage Factor, D_{f-gov}^{SCC}, governing stress corrosion cracking damage factor* dihitung dengan rumusan 2.7 berikut:

$$D_{f-gov}^{SCC} = \max\left[D_{f}^{caustic}, D_{f}^{amine}, D_{f}^{SCC}, D_{f}^{\frac{HIC}{SOHIC}-H2S}, D_{f}^{ACSCC}, D_{f}^{PASCC}, D_{f}^{CLSCC}, D_{f}^{HSC-HF}, D_{f}^{\frac{HIC}{SOHIC}-HF}\right] \quad (2.7)$$

d. *Governing External Damage Factor, D_{f-gov}^{extd}, governing external damage factor* dihitung dengan rumusan 2.8 ini :

$$D_{f-gov}^{extd} = \max\left[D_{f}^{extd}, D_{f}^{CUIF}, D_{f}^{extd-CLSCC}, D_{f}^{CUI-CLSCC}\right] \quad (2.8)$$

e. *Governing Brittle Fracture Damage Factor, D_{f-gv}^{brit}- governing brittle fracture damage factor* dihitung dengan rumusan 2.9 ini :

$$D_{f-gov}^{brit} = \max\left[\left(D_{f}^{brit} + D_{f}^{tempe}\right), D_{f}^{885F}, D_{f}^{sigma}\right] \quad (2.9)$$

Saat melakukan penjumlahan damage factor di Persamaan (2.8), jika damage factor kurang dari atau sama dengan satu (misalkan kerusakan tidak aktif), maka damage faktor ini harus diset ke nol dalam penjumlahan.

3) Management sytem factor

Efektivitas sistem manajemen keselamatan proses perusahaan dapat memiliki efek yang berat pada integritas mekanik. Prosedur API RBI termasuk alat evaluasi untuk menilai bagian dari sistem manajemen fasilitas yang paling berdampak langsung terhadap probabilitas kegagalan komponen. Evaluasi ini terdiri dari serangkaian wawancara dengan manajemen pabrik, operasi, inspeksi, pemeliharaan, teknik, pelatihan, dan personil keamanan. Pentingnya evaluasi sistem manajemen yang efektif telah lama diakui dalam mencegah rilis bahan berbahaya dan menjaga integritas mekanik peralatan proses. Sesuai dengan standar PSM menjadi aturan wajib di Amerika Serikat pada tahun 1992 dengan mengeluarkan OSHA 29 CFR 1.910,119.

Prosedur API RBI menggunakan faktor sistem manajemen untuk menyesuaikan frekuensi kegagalan generik untuk sistem manajemen keselamatan proses yang berbeda. Faktor ini berasal dari hasil evaluasi pada fasilitas atau sistem operasi unit manajemen yang mempengaruhi resiko plant. Praktek yang berbeda dalam unit di fasilitas dapat membuat perbedaan dalam faktor sistem manajemen antara unit. Namun, dalam salah satu penelitian, faktor sistem manajemen harus sama. Faktor yang diterapkan sama untuk semua komponen dan, sebagai hasilnya, tidak mengubah urutan peringkat berbasis resiko dari komponen. Faktor sistem manajemen, bagaimanapun, bisa memiliki efek yang berat pada tingkat total resiko yang dihitung untuk setiap item dan untuk risiko yang dijumlahkan dalam penelitian. Hal ini menjadi penting ketika tingkat resiko seluruh unit dibandingkan, atau ketika nilai resiko untuk komponen yang sama dibandingkan antara unit yang berbeda atau *plant sites*.

Prosedur evaluasi sistem manajemen yang dikembangkan untuk API RBI mencakup semua bidang sistem PSM *plant* yang berdampak secara langsung atautidak langsung pada integritas mekanik peralatan proses. Evaluasi sistem manajemen didasarkan sebagian besar pada persyaratan yang terkandung dalam API. Hal ini juga mencakup teknik lainnya dalam manajemen keselamatan yang efektif.

2.3.4 Consequence of failure

Metodologi Cof dilakukan untuk membantu dalam menetapkan peringkat peralatan berdasarkan risiko. Langkah-langkah konsekuensi yang disajikan dalam Part 3 API RBI dimaksudkan untuk menetapkan prioritas untuk program inspeksi. Metodologi Cof untuk dua tingkat analisis disediakan. Metodologi Cof Level 1 dijelaskan lebih detail dalam Bagian 4.0 untuk daftar fluida berbahaya yang ditentukan. Metodologi Cof Level 2 terdapat di Bagian 5.0 yang dimaksudkan untuk asesmen yang lebih ketat dan dapat diterapkan pada kisaran yang lebih luas pada fluida yang lebih berbahaya (API RP 581, 2016).

Konsekuensi kegagalan didefinisikan sebagai akibat yang akan terjadi apabila peralatan mengalami kegagalan. Konsekuensi kegagalan dapat ditunjukkan baik secara kuantitatif maupun kualitatif. Kategori konsekuensi dibedakan menjadi 4 kategori utama, dimana masing-masing kategori dianalisis dengan teknik yang berbeda-beda. Adapun 4 kategori konsekuensi menurut API 581 ialah :

- Konsekuensi kebakaran dan ledakan, konsekuensi ini dihitung dengan menggunakan *even tree analysis* untuk mendapatkan probabilitas-probabilitas dari berbagai kemungkinan kegagalan baik *pool fires, flash fires*, maupun *vapor cloud explosion*, dan dikombinasikan dengan pemodelan komputer untuk menentukan besarnya konsekuensi. Konsekuensi area ditetukan berdasarkan kecelakaan pada personil dan kerusakan komponen akibat radiasi suhu dan ledakan. Kerugian finansial juga ditentukan berdasarkan area yang terkena dampak keluaran fluida tersebut.
- Konsekuensi keracunan, konsekuensi ini dihitung dengan menggunakan pemodelan komputer untuk menentukan besarnya konsekuensi area sebagai hasil dari luasan area yang mengandung konsentrasi beracun yang terlepas ke luar ke personil dan lingkungan.
- Konsekuensi *non-flammable* dan *non-toxic*, konsekuensi ini juga harus diperhitungkan karena keduanya dapat menyebabkan luka parah terhadap personil maupun dapat merusak komponen dari percikan bahan kimia dan pembakaran uap dengan suhu yang tinggi serta ledakan.
- Konsekueksi biaya, konsekuensi ini termasuk kerugian yang terjadi akibat gangguan proses sehingga mengganggu proses bisnis dan biaya yang dikeluarkan untuk memulihkan kondisi lingkungan yang terkena dampak bahaya tersebut. Konsekuensi gangguan proses bisnis diestimasikan sebagai fungsi hasil konsekuensi *flammable* dan *non-flammable*. Konsekuensi lingkungan ditentukan secara langsung dari masa pelepasan dan laju pelepasan.

Sedangkan untuk analisis konsekuensi, API 581 memberikan 2 level untuk analisis konsekuensi, yaitu :

1) Analisa konsekuensi level 1

   Analisis konsekuensi level 1 dapat digunakan pada jumlah fluida representatif yang terbatas. Metode sederhana ini terdiri dari tabel-tabel dan grafik-grafik yang telah tersedia yang dapat digunakan untuk menghitung konsekuensi pelepasan fluida tanpa membutuhkan *software modeling* atau teknik yang khusus. Fluida-fluida yang dapat dihitung dengan menggunakan perhitungan konsekuensi level 1 dapat dilihat pada tabel 4.1 Part 3 API RBI asumsi sederhana dibawah ini digunakan pada analisis konsekuensi level 1 :

   a. Fase pelepasan fluida hanya berupa cairan atau gas, bergantung pada fase penyimpanan dan fase ketika fluida terlepas ke atmosfer.
   b. Sifat fluida untuk fluida representatif yang mengandung campuran berdasarkan pada nilai-nilai misalnya *molecular weigth* (MW), *normal boiling point* (NBP), *density*, *Auto Ignition Temperature* (AIT), *Specific Heat* (Cp).
   c. Probabilitas kebakaran, serta probabilitas kejadian lain (VCE, *pool fire, jet fire*, dll) telah di tentukan sebelumnya untuk masing-masing fluida representatif sebagai fungsi dari suhu, AIT, dan tipe pelepasan.
   d. Efek BLEVES tidak dimasukkan dalam perhitungan

e. Efek ledakan *non-flammable* bertekanan, seperti kemungkinan ketika gas *non-flammable* bertekanan (misalnya udara atau nitrogen) yang dilepaskan selama pecahnya *vessel* tidak dimasukkan dalam perhitungan.
f. Kondisi meteorologi diasumsikan dan digunakan dalam perhitungan dispersi yang membentuk dasar untuk pencarian tabel konsekuensi analisis.
g. Area konsekuensi tidak mempertimbangkan pelepasan produk beracun selama reaksi pembakaran.

2) Analisa konsekuensi level 2

Analisis konsekuensi level 2 mungkin digunakan pada kasus dimana asumsi pada analisis konsekuensi level 1 tidak valid. Misalnya dibutuhkan perhitungan yang lebih detail untuk kondisi dibawah ini :

a. Fluida spesifik tidak disebutkan dalam daftar referensi fluida yang tersedia pada analisis level 1, termasuk kasus dimana fluida merupakan campuran berbagai macam atau dimana konsekuensi keracunan tidak terwakili secara memadai oleh salah satu kelompok referensi fluida.
b. Cairan disimpan dekat dengan titik kritis, dalam hal ini, asumsi gas ideal untuk persamaan rilis uap tidak valid.
c. Efek dari rilis dua fase, termasuk cairan *jet entrainment* serta *rainout* perlu dimasukkan dalam penilaian.
d. Efek BLEVES yang akan dimasukkan dalam perhitungan (tidak termasuk dalam analisis level 1).
e. Efek ledakan non-flammable bertekanan, seperti kemungkinan ketika gas non-flammable bertekanan (misalnya udara atau nitrogen) yang dilepaskan selama pecahnya vessel harus dimasukkan dalam perhitungan (tidak termasuk pada analisis level 1).
f. Asumsi meterologi digunakan dalam perhitungan dispersi yang membentuk dasar untuk Level 1 konsekuensi pencarian tabel analisis tidak mewakili data situs

2.3.5 Analisa Risiko

Analisis resiko terdiri dari tiga komponen utama yaitu risk assessment, risk management, dan risk communication. Risk assessment merupakan penilaian terhadap resiko suatu sistem atau komponen sehingga bila terjadi hal-hal yang memungkinkan terjadinya bahaya dapat segera dilakukan tindakan pencegahan. Tindakan pencegahan atau biasa dikenal sebagai tindakan mitigasi termasuk dalam risk management. Setelah sistem atau komponen yang beresiko diatur sedemikian rupa sehingga mencegah suatu bahaya terjadi, tindakan penilaian resiko serta penanganan wajib disampaikan kepada pihak-pihak terkait misalnya staff, pekerja, ataupun penduduk sekitar. Tindakan tersebut dinamakan risk communication.

Model tersebut dibatasi dengan peraturan nasional ataupun internasional yang menyatakan bahwa risk assessment dan risk management merupakan dua pokok bahasan dengan proses yang berbeda. Model tersebut mengenalkan bahwa terdapat hal yang saling tumpang tindih antar elemen individu namun juga fungsi pasti dibutuhkan oleh legislasi yang cukup berbeda antara satu elemen dengan elemen yang lain. Pemisahan antara risk assessment dan risk management sangat penting untuk membedakan dengan

jelas evaluasi dari resiko tersebut berdasarkan bukti ilmiah dari penilaian terhadap konteks yang lebih luas dan menentukan tindakan yang sesuai dengan kondisi tersebut. Namun, diakui bahwa risk analysis merupakan suatu proses berulang-ulang dari interaksi antara risk assessment dan risk management sangatlah penting untuk aplikasi praktis di lapangan

2.3.6 Penilaian Risiko

Proses penilaian terhadap resiko dilakukan untuk mengidentifikasi seluruh kemungkinan buruk yang mungkin dapat membahayakan kesehatan manusia, lingkungan, proses produksi, maupun peralatan karena aktivitas manusia dan teknologi. Tiga langkah yang termasuk dalam *risk assessment* meliputi :

1. Identifikasi kerusakan melalui analisa “apa”, “bagaimana”, “dimana”, dan “kapan”
2. Pertimbangan kemungkinan dari konsekuensi
3. Estimasi resiko untuk membagi kemungkinan kerusakan yang akan terjadi

Langkah awal dari *risk assessment* ialah identifikasi bahaya dan dampak dari bahaya tersebut. Siapa saja atau apa saja yang akan terkena dampak dari bahaya tersebut. Langkah berikutnya adalah menentukan frekuensi kejadian atau kemungkinan terjadinya bahaya tersebut. Seberapa sering kejadian tersebut dapat terjadi, karena resiko adalah kombinasi dari *consequence dan probability*.

Metode yang digunakan dalam melakukan penilaian resiko adalah metode kuantitatif atau metode semi kuantitatif. Pada metode kuantitatif, pendekatan yang dilakukan lebih kepada pendekatan nilai (angka). Sedangkan pada metode semi kuantatif pendekatan yang diguanakan adalah pendekatan kualitatif dan kuantitatif. Pada metode ini, data sangat berperan dalam mengevaluasi *damage mechanism* dan model statistic digunakan untuk mengevaluasi probabilitas kegagalan.

2.3.7 Keuntungan RBI

Penggunaan metode RBI dapat meningkatkan keefektifan dan peningkatan efisiensi dari inspeksi yang dilakukan. Metode RBI mempunyai keuntungan, yaitu:

1. Optimalisasi jadwal perbaikan dan pergantian peralatan
2. Menghapus kegiatan-kegiatan inspeksi yang tidak perlu-interval inspeksi berdasarkan risiko dari peralatan
3. Penghematan biaya, peralatan yang tidak memiliki masalah selama instalasi mulai beroperasi dan problem antisipasi akan diinspeksi dalam jangka waktu yang lebih lama.
4. Memperbaiki manajemen keselamatan dan kesehatan kerja.
5. Sumberdaya inspeksi akan fokus pada peralatan yang berada pada area risiko tinggi.
6. Informasi yang diperoleh dari inspeksi pada satu peralatan dapat digunakan untuk menentukan jangka waktu dan ruang lingkup inspeksi pada satu peralatan yang sama dan tipikal.

2.4 Damage Mechanism

Damage mechanism merupakan sebuah *tools* untuk menentukan prioritas inspeksi dan mengoptimalkan kegiatan inspeksi. *Damage mechanism* ditentukan oleh properties

dari pressure vessel itu sendiri. Seperti operating pressure, design pressure, temperatur operasi, lokasi dimana *pressure vessel* itu dioperasikan, dan banyak faktor lainnya. API RP 581 memberikan *damage factor* untuk *pressure vessel* seperti di bawah ini:

1. *Thinning Damage Factor*
2. *Component Lining Damage Factor*
3. *SCC Damage Factor – Caustic Cracking*
4. *SCC Damage Factor – Amine Cracking*
5. *SCC Damage Factor – Sulfide Stress Cracking*
6. *SCC Damage Factor – HIC / SOHIC – H2S*
7. *SCC Damage Factor – Carbonate Cracking*
8. *SCC Damage Factor – PTA Cracking*
9. *SCC Damage Factor - CLSCC*
10. *SCC Damage Factor – HSC-HF*
11. *SCC Damage Factor – HIC / SOHIC – HF*
12. *External Corrosion Damage Factor – Ferritic Component*
13. *External CLSCC Damage Factor Austentic Component*
14. *CUI Damage Factor – Ferristic Component*
15. *External CUI CLSCC Damage Factor – Austentic Component*
16. *HTHA Damage Factor*
17. *Brittle Damage Factor*
18. *Temper Embrittlement Damage Factor*
19. *885 Embrittlement Damage Factor*
20. *Sigma Phase Embrittlement Damage Factor*
21. *Piping Mechanical Fatigue Damage Factor*

Identifikasi yang tepat dari *damage mechanism* untuk komponen yang mengandung cacat atau bentuk lain dari kerusakan juga merupakan langkah pertama dalam melakukan inspeksi berdasarkan resiko (RBI) sesuai dengan API RP 581. Sehingga dibutuhkan pertanyaan-pertanyaan yang dapat menyaring jenis dari *damage mechanism* yang paling berpengaruh terhadap komponen tersebut.

Damage mechanism dapat disebabkan oleh desain yang tidak memadai, atau interaksi dengan lingkungan/kondisi yang agresif pada peralatan yang bekerja pada saat normal atau selama periode transisi. API RP 581 mengelompokkan *damage mechanism* menjadi beberapa kelompok antara lain :

- *Thinning*
- *Surface corrosion cracking* (SCC)
- *External damage*
- *High temperature hydrogen attack*
- *Mechanical fatigue* (piping only)
- *Brittle fracture*

Masing-masing tipe kerusakan pada umumya disebabkan oleh satu atau beberapa *damage mechanism*. Sedangkan *damage mechanism* terjadi akibat adanya kombinasi material, proses lingkungan, dan kondisi operasi yang sangat spesifik.Pemahaman

damage mechanism secara komprehensif sangat diperlukan dalam analiasa RBI, terutama untuk alas an berikut ini:

- Menganalisa probability of failure (PoF)
- Memilih interval inspeksi, lokasi inspeksi, dan teknik inspeksi

2.5 Inspection Plan

Inspeksi merupakan evaluasi kualitas dari beberapa karakteristik yang berhubungan dengan standart atau spesifikasi. Inspeksi terdiri dari beberapa kegiatan pembandingan dengan spesifikasi, menilai kesesuaian, klasifikasi sesuai kasus, klasifikasi tidak sesuai kasus, dan pencatatan dan pelaporan data yang diperoleh. Sebuah *inspection plan* dikembangkan dan diimplementasikan untuk peralatan objek RBI. Objek RBI yang dimaksud pada penelitian ini adalah, *Pressure Vessel*.(Shishesaz, 2012)

Masing-masing objek RBI memiliki panduan dan standart berbeda dalam menyusunan *inspection plan*. Untuk *Pressure vessel*, *inspection plan* disusun berdasarkan API 572. Namun terdapat juga *inspection plan* yang umum dijumpai diantara *equipment* tersebut yang dijelaskan di API RP 581 part 2 Annex 2C antara lain *thinning, Corrosion under insulation* (CUI), dan *stress corrosion cracking* (SCC).

Inspection plan didesain untuk mendeteksi dan mengukur spesifik tipe dari korosi yang mungkin terjadi seperti *local corrosion* atau *general corrosion*, *cracking*, atau tipe kerusakan yang lainnya. Setiap jenis kerusakan memiliki metode tersendiri untuk mendekteksi dan mengukurnya. Sehingga *inspection plan* dikatakan effektif jika metode inspeksi dan luasan daerah yang di inspeksi mewakili jenis kerusakan yang mungkin terjadi. API RP 581 telah merekomandasikan beberapa metode inspeksi yang dilakukan , diantaranya yaitu:

a. Visual Examination

Visual examination merupakan metode inspeksi paling dasar tanpa menggunakan alat. Metode ini dilakukan untuk monitoring kerusakan peralatan secara visual. Metode ini dapat digunakan untuk internal dan eksternal permukaan dari berbagai jenis tipe peralatan meliputi *storage tanks*, *pressure vessels*, *piping*, dan peralatan lain.

- *General Visual Inspection*

  Inspeksi visual merupakan cara inspeksi yang paling sering digunakan dikarenakan inspeksi ini dilakukan dengan atau tanpa menggunakan alat bantu optik, seperti mikroskop, boroskop, endoskop, ataupun alat lainnya yang berfungsi membantu inspeksi secara visual.
- *Close Visual Inspection*

  Sesuai namanya, *close visual inspection* adalah proses inspeksi menggunakan alat bantu optik dengan wilayah inspeksi yang lebih rinci dalam pemerikasaannya. Keuntungan menggunakan close visual inspection dibandingkan dengan general visual inspection, yaitu lebih detail dalam pengukurannya serta dapat menjangkau area-area yang sulit untuk diinspeksi.

b. *Ultrasonic Test (UT)*

Ultrasonic test merupakan salah satu metode *non-destructive* menggunakan gelombang ultrasonik frekuensi tinggi (*high frequency*) untuk mengidentifikasi cacat pada sebuah material peralatan. Metode ini umumnya bekerja dengan cara memancarkan gelombang pada material. Dengan mengukur gelombang, sifat dan cacat bagian dalam peralatan dapat diidentifikasi. Kebanyakan peralatan UT terdiri dari unit-unit yang terpisah, contohnya: *pulser & receiver*, *tranducer*, dan monitor yang menampilkan hasil UT. Berikut merupakan tipe-tipe UT:

- *Phased Array Ultrasonic Testing (PAUT)*
  Metode ini menggunakan serangkaian UT probes yang terbuat dari banyak elemen elemen kecil. Masing-masing elemen pada PAUT sistem dapat menimbulkan getaran. Metode ini dilakukan dengan menggunakan perhitungan waktu pada komputer, melalui sebuah proses yang disebut *phasing*. Metode ini memungkinkan sistem mengarahkan sinar terfokus melalui berbagai sudut dan jarak fokus.
- *Long Range Ultrasonic Testing (LRUT)*
  Merupakan sebuah metode yang dikembangkan untuk memungkinkan pengujian pada peralatan yang berukuran besar. Metode ini bekerja dengan cara memasang cincin *transducer* secara merata di sekitar pipa. Cincin-cincin tersebut selanjutnya menghasilkan serangkaian gelombang frekuensi rendah. Cincin gelombang kemudian bisa menyebar simetris sepanjang sumbu pipa. Metode ini memberikan cakupan yang lengkap pada dinding pipa.
- *Time of Flight Diffraction (TOFD)*
  Sebuah metode yang digunakan untuk melihat cacat las. Metode ini menggunakan waktu pergerakan (*time of flight*) dari sebuah *pulse* untuk menemukan lokasi reflektor. Untuk menemukan TOF, metode ini menggunakan sepasang *ultrasonic tranducers*. Pemancar memancarkan gelombang frekuensi rendah yang menyebar pada suatu sudut. Pemancar hanya akan mengembalikan gelombang apabila terdapat cacat.
- *Dry-Coupled Ultrasonic Testing (DCUT)*
  Metode ini merupakan pilihan yang berbiaya rendah yang tidak membutuhkan kuplan cair (*liquid couplant*) untuk memeriksa material metalik dan non-metalik. Tranduser mampu menahan voltase tinggi. Metode ini merupakan metode serba guna yang dapat dilakukan dengan menggunakan tranduser fleksibel, terhubung, berputar, dan tranduser jarak jauh.
- *Internal Rotating Inspection Systems (IRIS)*
  Sebuah metode yang digunakan untuk mendeteksi korosi pada pipa dan tubing. Dengan menggunakan sebuah probe yang dimasukkan ke dalam sebuah *flooded pipe*. Probe bergerak melalui pipa, dan melakukan pemindaian selama pergerakannya.
- *Automated Ultrasonic Backscatter Technique (AUBT)*
  Metode ini merupakan suatu metode UT yang dikembangkan untuk mendeteksi kerusakan pada *High-Temperature Hydrogen Attack* (HTHA).

Metode ini menggunakan frekuensi tinggi, *broadband UT probes*, dan *oscilloscope* digital. Peralatan-peralatan tersebut dapat menampilkan hasil scan dan analisis frekuensi.

- *Guided Wave Examination (GWT)*
  Merupakan metode yang menggunakan gelombang ultrasonik untuk mendeteksi korosi. Hal ini dapat mendeteksi korosi secara cepat dan di tunjukkan/ ditampilkan pada layar monitor serta korosi yang dideteksi juga meliputi bagian internal dan eksternal pipa. Kekurangan metode ini yakni:
  - Tidak dapat mengukur akurasi (kadar) korosi secara tepat.
  - Efektif untuk suhu dibawah 250°F
  - Tidak dapat mengukur cacat didaerah lasan.

c. *Radiography Test (RT)*
Radiography test merupakan sebuah teknik pengujian *nondestructive examination* yang menggunakan sinar-x (*x-rays*) atau sinar *gama* untuk melihat struktur bagian dalam dari sebuah peralatan. Pada industri petrokimia, RT sering digunakan untuk memeriksa mesin, seperti *pressure vessel* dan katup. Selain itu RT juga dapat digunakan untuk memeriksa perbaikan las. Secara umum RT dibagi menjadi dua, yaitu sebagai berikut:

- *Radiografi Konvensional*
  Metode ini menggunakan sebuah film (*sensitive film*) yang bereaksi terhadap radiasi yang dipancarkan untuk menangkap gambar bagian yang sedang diuji. Gambar ini selanjutnya dapat diperiksa sebagai penunjuk adanya kerusakan atau cacat. Batasan dari teknik ini adalah film hanya dapat digunakan satu kali dan membutuhkan banyak waktu untuk memproses dan menerjemahkan.
- *Radiografi Digital*
  Tidak seperti radiografi konvensional, radiografi digital tidak membutuhkan film. Sebagai gantinya, metode ini membutuhkan pendeteksi digital untuk menampilkan gambar radiografi pada sebuah layar komputer seketika. Disamping itu, gambar digital memiliki kualitas yang lebih baik apabila dibandingkan dengan gambar radiografi konvensional. Dengan kemampuan untuk menangkap gambar dengan kualitas terbaik, teknologi ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi cacat pada material, objek asing di dalam sistem, memeriksa perbaikan las, dan *Corrosion Under Insulation* (CUI). Berikut merupakan 4 teknik yang paling umum digunakan pada *industry oil & gas* dan petrokimia:
  - *Computed Radiography*
    Computed radiography (CR) menggunakan sebuah pelat gambar fosfor (*phosphor imaging plate*) yang menggantikan film pada Teknik radiografi konvensional. Teknik ini lebih cepat daripada radiografi film namun lebih lambat daripada *direct radiography*. Metode CR membutuhkan beberapa tahapan dibandingkan *direct radiography*. Metode ini akan menangkap gambar peralatan secara langsung pada plat fosfor (*phosphor plate*), kemudian mengubah gambar menjadi sinyal digital yang dapat ditampilkan pada monitor komputer.

- *Real-Time Radiography*
  Metode ini bekerja dengan cara memancarkan radiasi pada sebuah objek. Sinar ini kemudian akan berinteraksi baik dengan layar fosfor khusus atau pendeteksi panel datar yang mengandung sensor mikro-elektronik. Interaksi antara panel dan radiasi menciptakan gambar digital yang dapat dilihat dan dianalisa pada waktu sebenarnya.
- *Direct Radiography*
  Direct radiography (DR) merupakan bagian dari radiografi digital dan sangat mirip dengan *computed radiography* (CR). Perbedaan utama terletak pada bagaimana gambar diambil. Pada DR, sebuah pendeteksi panel datar digunakan untuk menangkap gambar secara langsung dan menampilkannya pada layar komputer. Meskipun teknik ini cepat dan menghasilkan gambar dengan kualitas lebih baik, metode ini membutuhkan biaya lebih dibandingkan dengan *computed radiography* (CR)
- *Computed Topography*
  Metode ini membutuhkan ratusan hingga ribuan pemindaian (bergantung pada ukuran peralatan) dari radiografi 2 dimensi (2D) dan merekonstruksinya menjadi gambar 3 dimensi (3D).

d. Magnetic Particle Inspection

Magnetic Particle Inspection (MPI) merupakan suatu cara untuk mengetahui adanya retak atau cacat yang ada di permukaan (*surface atau sub surface discontinuitas*) pada bahan-bahan *ferromagnetic*. Prinsip kerja pengujian ini didasarkan pada sifat benda-benda *ferromagnetic* yang akan memberikan kutub-kutub magnet jika benda tersebut di magnetisasi, adanya kutub magnet itu akan menyebabkan timbulnya aliran medan magnet dari kutub utara ke kutub selatan. Jika terdapat cacat pada benda uji maka cacat tersebut akan menyebabkan timbulnya medan magnet baru, jika cacatnya terletak tegak lurus terhadap arah medan magnet. Kelebihan dari magnetic particle inspection adalah :

- Dapat mendeteksi cacat yang sangat kecil
- Mendeteksi cacat pada benda-benda yang kompleks
- Dapat memeriksa benda yang berbentuk pipa dan ring
- Dapat memeriksa cacat surface dan subsurface

e. Dye Penetration Testing

Dye Penetran Inspection (DPI), merupakan salah satu metode inspeksi dengan memanfaatkan sifat kapilaritas dan kontras warna. Tes ini dilakukan bila obyek yang dilakukan bermaterialkan non-ferromagnetic. Prinsip kerja dari DPI ada empat yaitu *cleaning*, aplikasi penetran, aplikasi pewarna kontras, dan inspeksi. Perbedaan warna yang kontras antara *developer* dan cairan penetran yang muncul keluar merepresentasikan suatu indikasi cacat.

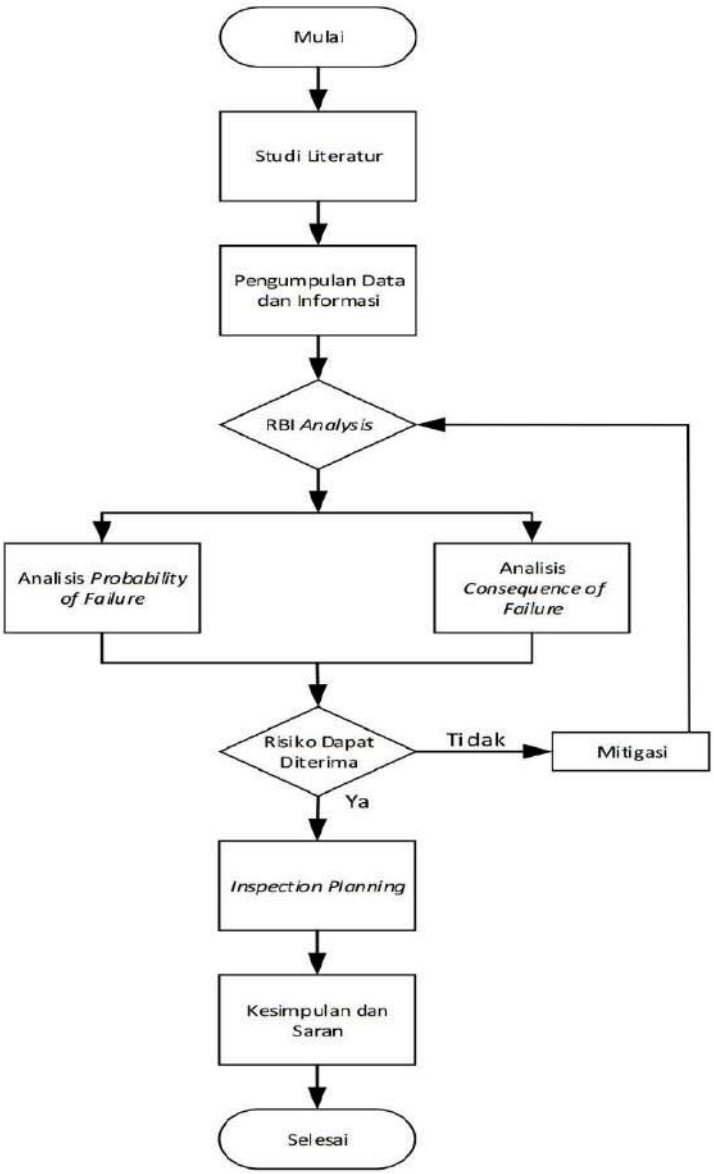
f. Eddy Current Testing

Eddy current testing merupakan salah satu metode inspeksi yang memanfaatkan arus eddy yang terbentuk dari kumparan kawat yang melilit besi, sehingga memunculkan medan magnet. Dalam metode ini peralatan yang digunakan yaitu *eddy scope*, komponen - komponen *eddy scope* terdiri dari monitor yang berfungsi untuk menampilkan sinyal - sinyal eddy yang berasal dari scanner. Jika terdapat defect pada obyek yang diinspeksi, akan terlihat perubahan medan magnet yang dihasilkan oleh arus edd

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini berisi ini berisi alur skema pengerjaan dari tugas akhir ini. Pada gambar 3.1 di atas menunjukkan diagram alur pengerjaan yang dilakukan. Ini merupakan inti dari semua langkah yang akan dilakukan dalam melakukan analisis guna mendapatkan tingkat Risiko, konsekuensi, inspection plan.



Gambar 3.1 Alur Pengerjaan Tugas Akhir

3.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan tujuan untuk merangkum teori-teori dasar, acuan secara umum dan khusus, serta untuk memperoleh berbagai informasi pendukung lainnya yang berhubungan dengan pengerjaan penelitian ini. Studi literatur dilakukan dengan cara membaca dan merangkum isi buku, skripsi yang berhubungan dengan tugas akhir, mencari jurnal ataupun mencari definisi-definisi istilah dalam tugas akhir, dan dengan melakukan diskusi dengan dosen pembimbing.

Tabel 3.1. Hasil Studi Literatur

Referensi	Hasil yang didapatkan
Analisa Penjadwalan Program Inspeksi Pada condensate Atmospheric Tank Menggunakan metode *Risk Based Inspection* (RBI)	Referensi dalam menyusun latar belakang, metodologi penelitian, dan judul tugas akhir
Studi Aplikasi *Risk Based Inspection (RBI)* Pressure vessel pada beberapa penilitian sebelumnya	Referensi tambahan dalam menyusun latar belakang dan metodologi penelitian
Oil and gas production handbook An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry	Referensi tambahan dalam penyusunan latar belakang, pengertian sistem dan metodologi
Guideline : a. API 580 b. API 581	Pedoman dalam menyusun langkah-langkah dalam perhitungan *Risk Based Inspection*
Pustaka Internet	Definisi istilah *Pressure vessel, condensate*, dll
Diskusi dengan dosen pembimbing	- Fluida dalam condensate separator / storage vessel adalah air yang mana sangat berpengaruh pada tinggat korosi pressure vessel - Referensi dalam menyusun latar belakang, tujuan. Manfaat, dan rumusan masalah

3.2 Pengumpulan Data dan Informasi

Metode pengumpulan data dilakukan dengan mengumpulkan data konstruksi dan operasional *pressure vessel* dari arsip data milik Perusahaan. Data yang dibutuhkan meliputi PFD, P&ID sistem, jenis fluida yang terkandung, desain dan operasional equipment, laporan interval waktu inspeksi dan data-data lain yang mendukung dalam pengerjaan tugas akhir ini.

Data-data yang telah didapatkan nantinya akan digunakan dalam melakukan screening *damage mechanism*, perhitungan *probability of failure*, *consequence of failure*, resiko, penjadwalan program inspeksi.

3.3 Evaluasi Inspeksi sebelumnya

Inspeksi yang sudah pernah dilakukan perlu dianalisa, baik hasil yang didapatkan maupun keefektifitasan inspeksi yang dilakukan. Data inspeksi digunakan dalam perhitungan *probability of failure*. Data laporan inspeksi yang dibutuhkan untuk dapat mengevaluasi inspeksi meliputi:

- Jadwal dan frekuensi
- Tipe/metode inspeksi
- Hasil inspeksi

Laporan hasil inspeksi berhubungan dengan nilai *damage factor* yang akan didapatkan. Metode inspeksi yang digunakan akan menunjukkan kategori keefektifitasan inspeksi. Begitu pula dengan frekuensi inspeksi yang dilakukan. Sehingga nilai *damage factor* sangat bergantung pada hasil inspeksi sebelumnya.

3.4 Identifikasi Damage Mechanism

Damage mechanism atau mekanisme kerusakan menunjukkan jenis kerusakan yang paling mempengaruhi kesuksesan *pressure vessel*. API 581 memberikan 6 jenis *damage mechanism* yang terjadi pada *pressure vessel*. Untuk menentukan jenis *damage mechanism* yang sesuai dengan kondisi *pressure vessel* dapat dilakukan dengan cara melakukan *screening criteria* berdasarkan API 581. Berikut merupakan 6 jenis *damage mechanism* yang terjadi pada *pressure vessel*:

1. *Thinning*
2. *Stress Corrosion Cracking* (SCC)
3. *External Damage*
4. *High Temperature Hydrogen Attack* (HTHA)
5. *Mechanical Fatigue* (Piping Only)
6. *Brittle Fracture*

3.5 Penentuan Damage Mechanism

Jenis *damage mechanism* yang dipilih adalah *damage mechanism* yang mempunyai resiko paling tinggi penyebab terjadinya disintegritas pada peralatan tersebut. Damage mechanism dapat ditentukan dengan melakukan screening pertanyaan dalam API 581. Apabila semua pertanyaan hasilnya adalah “YA” maka damage mechanism tersebut adalah yang paling berpengaruh.

3.6 Analisis Probability of Failure

Analisa probabilitas kegagalan (PoF) dianalisis dengan mengidentifikasi *damage mechanism*, penaksiran CoF dan identifikasi penyebab risiko itu terjadi, guna menentukan strategi untuk memitigasi Risiko.

Setelah damage mechanism ditentukan yang paling berpengaruh terhadap kegagalan *pressure vessel*, maka akan dilakukan analisis *probability of failure*. Perhitungan *probability of failure* dipengaruhi oleh *generic failure frequency*, *damage factor*, dan *management systems factor*.

Adapun tahapan dalam menghitung probabilitas kegagalan ialah sebagai berikut :

1. Menentukan nilai *generic failure frequency* (gff)

   Nilai *generic failure frequency* dipengaruhi oleh tipe peralatan yang dianalisis. API 581 memberikan rekomendasi nilai gff untuk masing-masing tipe peralatan.

2. Menghitung nilai *damage factor*

   Perhitungan nilai *damage factor* ditentukan dari *damage mechanism* yang telah didapatkan. Untuk *multiple damage factor* perlu dihitung masing-masing nilai *damage factor* yang berpengaruh. Setelah masing-masing nilai *damage factor* didapatkan maka selanjutnya dapat dihitung nilai *damage factor* total dengan menggunakan rumusan yang diberikan dalam API 581.

3. Menghitung nilai *management systems factor*

   Nilai *management systems factor* didapatkan dengan cara melakukan penilaian terhadap pertanyaan-pertanyaan seperti yang diberikan dalam lampiran 2.A Part 2 API 581.

3.6.1 Analisis Thinning Damage Factor

Pada API RP 581 memberikan langkah langkah dalam menghitung nilai *thinning damage factor* sebagai berikut:

1. Menentukan nilai furnished thickness, *t*, dan, *age*, pada komponen berdasarkan waktu instalasi equipment.
2. Menentukan nilai laju korosi untuk base material, $C_{r\ ,bm}$, berdasarkan pada konstruksi material dan lingkungan. Untuk menentukan nilai laju korosi pada thinning damage factor diperlukan data komposisi kimia untuk menentukan tipe korosi yang terjadi pada equipment tersebut.
3. Menentukan nilai time in-service, age_{tk}, dan ketebalan equipment berdasarkan data inspeksi terakhir, t_{rdi}.
4. Menentukan nilai age required to corroded away the cladding/weld overlay, age_{rc}, berdasarkan rumusan dibawah ini:

   $$age_{rc} = \max\left[\left(\frac{t_{rdi}-tbm}{C_{r\,cm}}\right), 0.0\right] \quad (3.1)$$

   Karena equipment condensate separator pada perusahaan ini tidak menggunakan cladding,weld overlay, maka tidak dilakukan perhitungan diatas.
5. Menentukan nilai Minimum Required Wall Thickness, t_{min}. dihitung berdasarkan design code yang digunakan dalam mendesain pressure vessel. Dalam analisa ini digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusanseperti berikut:

   $$tmin = \frac{P\ X\ D\ X\ K}{((2\ X\ S\ X\ E) - (0.2P))} \quad (3.2)$$

6. Menghitung nilai faktor kerusakan, Art, khusus untuk komponen tanpa cladding/weld overlay menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

   $$A_{rt} = \frac{Cr_{b,m}.\ age_{tk}}{t_{rdi}} \quad (3.3)$$

7. Menghitung nilai flow stress, FT^{Thin}, menggunakan rumusan seperti dibawh ini:

   $$FS^{Thin} = \frac{(YS+TS)}{2}.\ \mathrm{E.1,1} \quad (3.4)$$

8. Menghitung nilai strength ratio parameter, SR_p^{Thin}, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

   $$SR_P^{Thin} = \frac{S.E}{FS^{Thin}}.\frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{FS^{Thin}} \quad (3.5)$$

9. Menetukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment berdasarkan inspection effectiveness, Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel yang dilakukan penelitian ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel. Maka termasuk dalam kategori C inspection effectiveness.
   $N_A^{Thin} = 0$,
   $N_B^{Thin} = 0$,
   $N_C^{Thin} = 1$,
   $N_D^{Thin} = 0$.
10. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, , $I_1^{Thin}, I_2^{Thin}, I_3^{Thin}$, menggunakan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{Thin}, Pr_{p2}^{Thin}, Pr_{p3}^{Thin}$, berdasarkan table 2.1.1 pada lampiran 2.1. dan nilai jumlah inspeksi $N_A^{Thin}, N_B^{Thin}, N_C^{Thin}, N_D^{Thin}$, dari step ke-9.

$$I_1^{Thin} = Pr_{P1}^{Thin}(Co_{P1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinD})^{N_D^{Thin}} \quad (3.6)$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{P2}^{Thin}(Co_{P2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinD})^{N_A^{Thin}} \quad (3.7)$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{P3}^{Thin}(Co_{P3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinD})^{N_A^{Thin}} \quad (3.8)$$

11. Mengitung nilai posterior probability, $Po_{p1}^{Thin}, Po_{p2}^{Thin}, Po_{p3}^{Thin}$, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Po_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad (3.9)$$

$$Po_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad (3.10)$$

$$Po_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad (3.11)$$

12. Menghitung nilai parameter, $ß_1^{Thin}, ß_2^{Thin}, ß_3^{Thin}$, dengan menggunkan asumsi nilai $COV_{\Delta t}$ = 0.2, COV_{sf} = 0.2, COV_P = 0.05, D_{s1}=1, D_{s2}=2, dan D_{s3}=4. Menggunakan rumusan seperti berikut:

$$ß_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S1} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S1} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad (3.12)$$

$$ß_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad (3.13)$$

$$ß_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad (3.14)$$

13. Menghitung nilai base damage factor for thinning, D_{fB}^{Thin}, untuk semua equipment kecuali tank bottom, dengan rumusan seperti dibawah ini:

$$D_{fb}^{Thin} = [\frac{\left(Po_{P1}^{Thin}\Phi(-\beta_1^{Thin})\right)+\left(Po_{P2}^{Thin}\Phi(-\beta_2^{Thin})\right)+\left(Po_{P3}^{Thin}\Phi(-\beta_3^{Thin})\right)}{1.56E-0.4} \quad (3.15)$$

14. Menentukan nilai damage factor for thinning, D_f^{Thin}. Menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$D_f^{Thin} = \text{Max}[(\frac{(D_{fb}^{Thin}.\ F_{IP}.\ F_{DL}.F_{WD}.F_{AM}.F_{SM})}{F_{OM}}),0.1] \quad (3.16)$$

3.6.2 Analisis External Damage Factor

1. Menentukan nilai furnished thickness, *t*, dan, *age*, pada komponen berdasarkan waktu instalasi equipment.
2. Menentukan nilai base corrosion rate (C_{rB}) berdasarkan drive and operating temperature. Mengacu kepada tabel 15.2 API 581 part 2.
3. Menghitung nilai final corrosion rate, *Cr*, menggunakan rumusan dibawah ini:
   $C_r = C_{rB}\ .\ max[(F_{EQ}, F_{IF})]$ (3.17)
4. Menghitung waktu time in-service, age_{tk}, berdasarkan nilai thickness pada inspeksi terakhir, t_{rde}.
5. Menentukan nilai in-service time, age_{coat}, sejak tahun pertama coating dipasang. Bersadarkan rumusan dibawah:
   $Age_{Coat} = Calculation\ Date - Coating\ Installation\ Date$ (3.18)
6. Menenentukan coating adjustment , coatadj, menggunakan salah satu rumusan dibawa ini:
   If $age_{tk} \geq age_{coat}$, then:
   $Coat_{adj} = 0$ if no or poor coat. Quality (3.19)
   $Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}]$ if medium coat. Quality (3.20)
   $Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}]$ if high coat. Quality (3.21)

   If $age_{tk} \leq age_{coat}$, then:
   $Coat_{adj} = 0$ (3.22)
   $Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}] - \min[5,\ age_{coat} - age_{tk}]$ (3.23)
   $Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}] - \min[15,\ age_{coat} - age_{tk}]$ (3.24)
7. Menentukan nilai in-service time, *age*, dimana korosi eksternal mungkin terjadi menggunakan rumusan dibawah ini:
   $age = age_{tk} - Coat_{adj}$ (3.25)
8. Menentukan nilai *Minimum required wall thickness* (t_{min}) dihitung dengan menggunakan *design code* yang digunakan dalam mendesain *pressure vessel* . Dalam analisa ini akan digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusan *minimum required wall thickness* :
   $$tmin = \frac{P\ X\ D\ X\ K}{((2\ X\ S\ X\ E) - (0.2P))} \quad (3.26)$$

9. Menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt}), Untuk menentukan nilai faktor kerusakan, A_{rt}, data parameter yang digunakan adalah age dan t_{rde} dari step ke-4 dan nilai Cr dari step ke-3. Maka menggunakan rumusan seperti dibawah.

$$A_{rt} = \frac{Cr.\ age}{t_{rde}} \quad (3.27)$$

10. Menghitung nilai flow stress, $FS^{extcorr}$, menggunakan nilai E dari step ke-8. Dengan rumusan seperti dibawah ini:

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS+TS)}{2}.\ \text{E.1,1} \quad (3.28)$$

11. Menghitung strength ratio parameter, $SR_P^{extcorr}$, menggunakan rumusan seperti berikut, dengan parameter yang sudah di dapat sebelumnya:

$$SR_P^{extcorr} = \frac{S.E}{FS^{extcorr}}.\frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}} \quad (3.29)$$

12. Menetukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment berdasarkan inspection effectiveness, Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel yang dilakukan penelitian ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel. Maka termasuk dalam kategori C inspection effectiveness.
    $N_A^{extcorr} = 0$,
    $N_B^{extcorr} = 0$,
    $N_C^{extcorr} = 1$,
    $N_D^{extcorr} = 0$.
13. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, , $I_1^{extcorr}, I_2^{extcorr}, I_3^{extcorr}$, menggunakan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{extcorr}, Pr_{p2}^{extcorr}, Pr_{p3}^{extcorr}$, berdasarkan table 2.1.1 pada lampiran 2.1. dan nilai jumlah inspeksi $N_A^{extcorr}, N_B^{extcorr}, N_C^{extcorr}, N_D^{extcorr}$, dari step ke-9.

$$I_1^{extcorr} = Pr_{P1}^{extcorr}(Co_{P1}^{extcorrA})^{N_A^{ex}}(Co_{P1}^{extcorrB})^{N_B^{ex}}(Co_{P1}^{extcorrC})^{N_C^{ex}}(Co_{P1}^{extcorrD})^{N_D^{ex}} \quad (3.30)$$

$$I_2^{extcorr} = Pr_{P2}^{extcorr}(Co_{P2}^{extcorrA})^{N_A^{ex}}(Co_{P2}^{extcorrB})^{N_B^{ex}}(Co_{P2}^{extcorrC})^{N_C^{ex}}(Co_{P2}^{extcorrD})^{N_D^{ex}} \quad (3.31)$$

$$I_3^{extcorr} = Pr_{P3}^{extcorr}(Co_{P3}^{extcorrA})^{N_A^{ex}}(Co_{P3}^{extcorrB})^{N_B^{ex}}(Co_{P3}^{extcorrC})^{N_C^{ex}}(Co_{P3}^{extcorrD})^{N_D^{ex}} \quad (3.32)$$

14. Mengitung nilai posterior probability, $Po_{p1}^{extcorr}, Po_{p2}^{extcorr}, Po_{p3}^{extcorr}$, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Po_{p1}^{extcorr} = \frac{I_1^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.33)$$

$$Po_{p2}^{extcorr} = \frac{I_2^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.34)$$

$$Po_{p3}^{extcorr} = \frac{I_3^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad (3.35)$$

15. Menghitung nilai parameter, $ß_1^{extcorr}$, $ß_2^{extcorr}$, $ß_3^{extcorr}$, dengan menggunkan asumsi nilai COVΔt = 0.2, COVsf = 0.2, COVP = 0.05, Ds1=1, Ds2=2, dan Ds3=4. Menggunakan rumusan seperti berikut:

$$ß_1^{extcorr} = \frac{1-D_{S1}\,.\,A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{{D_{S1}}^2.{A_{rt}}^2.{COV_{\Delta t}}^2+(1-D_{S1}.A_{rt})^2.{COV_{sf}}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}} \quad (3.36)$$

$$ß_2^{extcorr} = \frac{1-D_{S2}\,.\,A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{{D_{S2}}^2.{A_{rt}}^2.{COV_{\Delta t}}^2+(1-D_{S2}.A_{rt})^2.{COV_{sf}}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}} \quad (3.37)$$

$$ß_3^{extcorr} = \frac{1-D_{S3}\,.\,A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{{D_{S3}}^2.{A_{rt}}^2.{COV_{\Delta t}}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.{COV_{sf}}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}} \quad (3.38)$$

16. Menghitung nilai base damage factor for external corrosion, $D_f^{extcorr}$, untuk semua equipment kecuali tank bottom, dengan rumusan seperti dibawah ini:

$$D_f^{extcorr} = [\frac{\left(Po_{P1}^{extcorr}\Phi(-\beta_1^{extcorr})\right)+\left(Po_{P2}^{extcorr}\Phi(-\beta_2^{extcorr})\right)+\left(Po_{P3}^{extcorr}\Phi(-\beta_3^{extcorr})\right)}{1.56E-0.4} \quad (3.39)$$

3.7 Analisis Consequence of Failure

Analisa konsekuensi kegagalan (COF) pada program RBI digunakan guna mengkategorikan antar equipment berdasarkan dari seberapa signifikan kerusakan yang akan terjadi apabila failure terjadi. Analisa konsekuensi digunakan untuk membantu dalam menetapkan prioritas untuk program inspeksi. Analisa konsekuensi harus mudah diulang, simpel, dan estimasi yang akurat dari apa yang mungkin terjadi apabila proses kegagalan sedang berlangsung. Konsekuensi pada penilitian ini dikategorikan sebagai berikut :

a. Efek terhadap Keselamatan dan Kesehatan
b. Efek terhadap lingkungan di sekitar equipment

Pada umumnya sebuah program RBI yang dikelola oleh inspektor di lapangan adalah pengelolaan Risiko dengan merubah POF. POF bisa dirubah dengan melakukan pengelolaan inspeksi dan perawatan. Dalam analisa RBI ini, terdapat dua jenis level COF yaitu Level 1 dan Level 2 yang memiliki aplikasi karakteristik fluida yang berbeda satu sama lain. Dalam perhitungan konsekuensi equipment yang dianalisa ini menggunakan Level 1 COF karena cairan utama yang terkandung di dalam bejana bertekanan telah ditentukan dalam daftar cairan representatif yang disediakan oleh API RP 581 sendiri. Terdapat 11 langkah untuk menentukan consequences of failure (COF) seperti dibawah ini:

1. Menentukan fluida representatif, properties, dan fase pelepasan fluida kerja.
   Fluida representatif yang paling sesuai dengan fluida yang terkandung dalam sistem bertekanan akan dievaluasi dan dipilih dari fluida representatif seperti yang ditampilkan pada tabel 3.3.1 lampiran 3.3.
   1.1. Memilih kelompok fluida *representative.*
   Pemilihan fluida representatif dipengaruhi oleh jenis fluida yang diproses didalam *pressure vessel*. Fluida yang dijadikan objek penelitian dalam tugas akhir ini adalah liqid condensate. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6 s/d C7+.

1.2. Menentukan fase penyimpanan fluida
Fase fluida yang disimpan dalam pressure vessel adalah cair atau stored liquid.

1.3. Menentukan sifat-sifat fluida yang disimpan untuk stored liquid.
a. Normal Boiling Point, NBP,
b. Auto-ignition Temperature, AIT,
c. Density, ρl.

1.4. Menentukan fase fluida stabil setelah terlepas ke atmosfer.
Fluida yang dianalisis disimpan dalam bentuk liquid dan tidak berubah fase menjadi gas tetap pada kondisi liquid pada saat terlepas ke udara. Sehingga fase fluida stabil dimodelkan sebagai liquid. Seperti pada tabel 3.2.3 pada lampiran 3.1.

2. Memilih set ukuran lubang untuk menentukan kemungkinan konsekuensi pada perhitungan resiko.

2.1 Menentukan ukuran lubang pelepasan yang ditunjukkan pada tabel 3.1.4 lampiran 3 digunakan pada analisis konsekuensi level 1. Pemilihan ukuran lubang pelepasan didasarkan pada tipe peralatan dan ukurannya. Annex A API 581 memberikan keterangan untuk *pressure vessel*, empat ukuran lubang pelepasan diasumsikan untuk semua ukuran dan tipe *pressure vessel*.

2.2 Menentukan nilai generic failure frequency, gff_n, untuk setiap n^{th} ukuran lubang pelepasan dan total generic failure frequency gfftotal. Berdasarkan tabel 2.3.1 pada lampiran 2.3

3. Menghitung laju pelepasan

3.1 Memilih rumusan laju pelepasan yang sesuai
Condensate Separator yang dimiliki oleh Perusahaan Minyak dan Gas "X" adalah jenis pemisah dua fase. Terdapat dua komponen fluida utama yaitu gas dan liquid. Maka dari itu, untuk menentukan storage phase fluida diasumsikan dengan fluida liquid , karena kandungan liquid condensate lebih dominan. Menggunakan rumusan seperti dibawah ini untuk menghitung nilai theoretical release rate , Wn,:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}} \quad (3.40)$$

3.2 Menghitung nilai release hole size area, An, untuk masing masing lubang pelepasan , dn, dengan menggunakan tabel dibawah:

$$An = \frac{\pi dn^2}{4} \quad (3.41)$$

3.3 Menghitung nilai viscosity correction factor, $K_{v,n}$, untuk tipe pelepasan liquid pada masing masing lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1} \quad (3.42)$$

3.4 Menghitung nilai release rate, Wn, untuk setiap release hole area, An, pada masing masing lubang pelepasan.

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}} \quad (3.43)$$

4. Mengestimasikan fluid inventory yang terlepas
   4.1 Menentukan kelompok peralatan dan jenis peralatan dalam inventory groups API RBI 581 Annex 3A memberikan asumsi untuk jenis peralatan drum ialah sebesar 50% dari volum total.
   4.2 Menghitung nilai fluid mass, $mass_{comp}$, untuk komponen yang dilakukan analisa
   $Mass_{comp} = \rho \text{ x } 50\% \text{ x } V$ (3.44)
   Dalam hal ini menggunakan 50% karena peralatan yang dievaluasi dalam kasus ini adalah condensate separator dua fase yang diasumsikan memiliki kandungan cairan 50% dan kadar gas 50%.
   4.3 Menghitung massa fluida pada masing masing peralatan lain yang termasuk dalam inventory group, $mass_{comp,i.}$
   4.4 Menghitung massa fluida dalam inventory group, massinv ,dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{inv} = \sum_{i=1}^{N} \left(Mass_{comp,i}\right) \quad (3.45)$$

   4.5 Menghitung nilai laju aliran (flow rate) untuk diameter lubang 203 mm (8 inch), W_{max8} , Menggunakan rumusan untuk menghitung niali release rate, Wn , dengan nilai An = A8 = 32.45mm2 (50.3 inch). Maka didapatkan nilai maksimum flow rate seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}} \quad (3.46)$$

   4.6 Menghitung nilai massa fluida tambahan, $mass_{add,n}$, untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, yang dapat menambah jumlah massa fluida dalam equipment selama 3 menit dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$Mass_{add,n} = 180 \; . \; \min[W_n, W_{max8}] \quad (3.47)$$

   4.7 Menghitung available mass for release, $mass_{avail,n}$, untuk masng masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{avail,n} = min \; . \; [\{Mass_{comp} + Mass_{add,n}\}, Mass_{inv}] \quad (3.48)$$

5. Menentukan tipe pelepasan (Continuous or Instantaneous)
   Untuk menentukan metode yang digunakan untuk memodelkan dispersi dan konsekuensi.API RBI memberikan dua pemodelan tipe pelepasan yaitu :
   a. *Instantaneous Release* – pelepasan sesaat atau *puff release* adalah pelepasan yang terjadi dengan sangat cepat sehingga cairan menyebar seperti awan yang besar atau *pool*.
   b. *Continuous Release* – pelepasan terus-menerus atau *plume release* adalah pelepasan yang terjadi selama jangka waktu yang lama, yang

memungkinkan cairan untuk menyebar dalam bentuk elips memanjang (tergantung kondisi cuaca).

5.1 Menghitung waktu yang dibutuhkan untuk melepaskan 4.536 kgs [10000 lbs], untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan berikut:

$$t_n = \frac{C3}{W_n} \quad (3.49)$$

5.2 Menentukan tipe pelepasan, instantaneous atau continuous, untuk setiap lubang pelepasan berdasarkan kriteria seperti dibawah ini:

a. Apabila ukuran lubang pelepasan adalah 6.35 mm [0.25 inch] atau kurang, maka tipe pelepasan adalah continuous.
b. Apabila tn≤180 second atau massa yang terlepas lebih dari 4.536 kgs [10000 lbs], maka tipe pelepasan adalah instantaneous; jika tidak, maka continuous.

6. Mengestimasikan dampak sistem deteksi dan isolasi pada besarnya pelepasan
Perusahaan pengolahan minyak dan gad,petrokimia, biasanya memiliki berbagai sistem deteksi, isolasi, dan mitigasi yang dirancang untuk mengurangi efek dari pelepasan bahan-bahan berbahaya. Tabel **3.1.5** dan **3.1.6** lampiran 3.1 menunjukkan kriteria sistem deteksi dan isolasi.

6.1 Menentukan sistem deteksi dan isolasi yang terdapat dalam unit.
Penentuan sistem deteksi dan isolasi mengacu pada API 581 part 3, pada tabel 3.1.5 dan 3.1.6 lampiran 3.1.
Sistem deteksi yang dilakukan pada perusahaan X saat ini adalah dengan metode visual atau deteksi di beberapa area. Sedangkan, sistem isolasi yang dilakukan dengan menggunakan automated SDV System.

6.2 Memilih sistem deteksi yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.5 pada lampiran 3.1.

6.3 Memilih sistem *isolasi* yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.6 pada lampiran 3.1.

6.4 Memilih factor reduksi, $fact_{di}$, yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.6 padalampiran 3.1.

6.5 Menentukan durasi kebocoran total untuk masing maisng ukuran lubang pelepasan yang telah dipilih, idmax,n , menggunakan tabel **3.1.7** pada lampiran 3.1.

7. Menentukan laju pelepasan dan masa untuk analisis konsekuensi

7.1 Menghitung laju pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, raten , menggunakan parameter theoretical release rate, Wn , pada step 3.2 dan nilai release reduction factor, $fact_{di}$, pada step 6.4 menggunakan rumusan dibawah ini:

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di}) \quad (3.50)$$

7.2 Menghitung durasi kebocoran pada masing masing ukuran lubang pelepasan, ldn , menggunakan parameter available mass, $mass_{avail,n}$, pada step 4.7, nilai release rate, raten , pada step 7.1, dan nilai maximum durasi, ldmax,n , menggunakan rumusan dibawah ini:

$$\mathrm{ld}_n = min\,.\,[\{\frac{\mathrm{Mass}_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60\,.\,\mathrm{ld}_{max,n}\}] \quad (3.51)$$

7.3 Menghitung massa pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, massn , menggunakan parameter release rate, $rate_n$, pada step 3.2, nilai leak duration, ldn , pada step 7.2, dan available mass, massavail,n , pada step 4.7 menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$\mathrm{Mass}_n = min\,.\,[\{\mathrm{Rate}_n\,.\,\mathrm{ld}_n\},\mathrm{Mass}_{avail,n}] \quad (3.52)$$

8. Menentukanflammable dan explosion cosequence

Konsekuensi area diestimasikan dari perhitungan laju pelepasan (untuk pelepasan *continuous*) atau masa pelepasan (untuk pelepasan *instantaneous*).

8.1 Memilih consequence area mitigation reduction factor, $fact_{mit}$, dari tabel **3.1.8** pada lampiran 3.1.

8.2 Menghitung energy efficiency correction factor, $eneff_n$, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$eneff_4 = 4.\,log_{10}[C_4\,.\,mass_n] - 15 \quad (3.53)$$

8.3 Menentukan tipe fluida, apakah termasuk TYPE 0 atau TYPE 1 berdasarkan tabel 3.3.1 pada lampiran 3.3

Fluida yang dijadikan objek penelitian dalam tugas akhir ini adalah liquid kondensat. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6 s/d C7+. Maka tipe fluida untuk senyawa karbon C6 s/d C7+ adalah TYPE 0.

8.4 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL\text{-}CONT}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b\,.\,(1 - fact_{mit}) \quad (3.54)$$

8.5 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AINL\text{-}CONT}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b\,.\,(1 - fact_{mit}) \quad (3.55)$$

8.6 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL\text{-}INST}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \alpha(mass_n)^b\,.\,\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad (3.56)$$

8.7 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL\text{-}INST}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \alpha(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad (3.57)$$

8.8 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL\text{-}CONT}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad (3.58)$$

8.9 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AIL\text{-}CONT}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad (3.59)$$

8.10 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL\text{-}INST}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad (3.60)$$

8.11 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL\text{-}INST}$

Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad (3.61)$$

8.12 Menghitung nilai blending factor, $fact_n^{IC}$, untuk tipe pelapasan continuous dan instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan berdasarkan rumusan dibawah ini:

a. Nilai Nilai blending factor untuk tipe pelepasan continuous yang dekat dengan titik transisi instantaneous (4.536 kgs [10000 lbs] selama 3 menit, atau laju pelepasan 25.2 kg/s [55.6 lb/s])

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right] \quad (3.62)$$

b. Nilai blending factor untuk tipe pelepasan instantaneous tidak disediakan, sehingga menggunakan persamaan dibawah:

$$fact_4^{IC} = 1 \quad (3.63)$$

8.13 Menghitung nilai AIT blending factor , $fact^{AIT}$, menggunakan rumusan dibawah ini:

$fact^{AIT} = 0$ if $T_s + C_6 \leq AIT$ (3.64)

$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2\ x\ C_6}$ if $T_s + C_6 > AIT > T_s - C_6$ (3.65)

$fact^{AIT} = 1$ if $T_s - C_6 \geq AIT$ (3.66)

8.14 Menghitng nilai blended consequence area untuk tipe continuous/instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan, menggunakan rumusan dibawah ini, berdasarkan konsekuensi area yang sudah di dapat:

a. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-INST}.\ fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}.\ (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.67)$$

b. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-INST}.\ fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-CONT}.\ (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.68)$$

c. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-INST}.\ fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}.\ (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.69)$$

d. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-INST}.\ fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-CONT}.\ (1 - fact_n^{IC}) \quad (3.70)$$

8.15 Menghitng nilai AIT blended consequence area untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, menggnakan rumusan dibawah ini, berdasarkan hasil konsekuensi area component damage dan personnel injury yang sudah di dapat:

a. Menghitung nilai AIT blended consequence area for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{smd,n}^{AIL}.\ fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL}.\ (1 - fact^{AIT}) \quad (3.71)$$

b. Menghitung nilai AIT blended consequence area for personnel injury. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL}.\ fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL}.\ (1 - fact^{AIT}) \quad (3.72)$$

8.16 Menghitung nilai final consequence areas for component damage dan personnel injury, menggunakan rumusan dibawah ini:

a. Menghitung nilai final consequence areas for component damage

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\Sigma\ gff_n\ .\ CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}}\right) \quad (3.73)$$

b. Menghitung nilai final consequence areas for personnel injury

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}}\right) \quad (3.74)$$

9. Menentukan nilai toxic consequence
   Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa tidak ada kandungan toxic component di dalam liquid condensate. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:
   9.1 Menghitung nilai toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{tox} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}}\right) \quad (3.75)$$

10. Menentukan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences
    Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa liquid condensate bukan termasuk tipe steam atau caustic/acid consequences. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk non-flammable non-toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:
    10.1 Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk component damage dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{lnfnt} = 0 \text{ m2} \quad (3.76)$$

    10.2 Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{nfnt} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{leak}}{gff_{total}}\right) \quad (3.77)$$

11. Menentukan nilai final component damage dan personnel injury consequence
    11.1 Perhitungan final component damage consequence areas, CA_{cmd} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd} = \max\left[CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt}\right] \quad (3.78)$$

    Perlu diperhatikan bahwa jika nilai component damage untuk toxic release, CA_{cmd}^{tox} , dan non-flammable non-toxic, CA_{cmd}^{nfnt} , keduanya memiliki nilai nol, maka untuk menghitung final component damage menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam} \quad (3.79)$$

    11.2 Perhitungan final personnel injury consequence areas, CA_{inj} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj} = \max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}\right] \quad (3.80)$$

11.3 Perhitungan final consequence areas, *CA*, dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

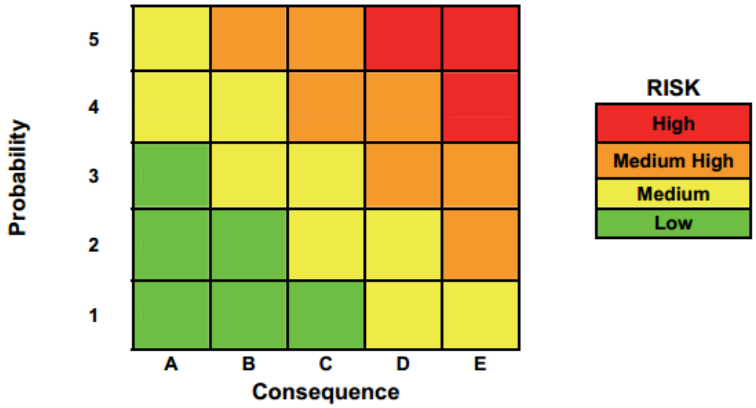
$$CA = max\left[CA_{cmd}, CA_{inj}\right] \quad (3.81)$$

3.8 Penentuan Level Risiko

Penilaian Risiko dilakukan dengan mengkombinasikan POF dan COF yang sudah didapatkan pada langkah sebelumnya. Secara rumus Risiko dirumuskan dengan sebagai berikut.

Risk = probability x consequence

Setelah nilai Risiko ditentukan, selanjutnya Risiko dapat dipresentasikan dengan dengan menggunakan metode risk matrix. Presentasi dengan metode risk matrix merupkan metode yang sangat efektif tanpa menunjukkan nilai numerik. Gambar 3.1 merupakan contoh risk matrix dari API 581.



Gambar 3.2 Contoh Risk Matrix pada API 581

3.9 Inspection Planning

Hasil dari proses asesmen selanjutnya digunakan sebagai dasar penentuan inspection plan. Inspection plan dilakukan berdasarkan dari kombinasi dari bebera item yang sudah ditentukan diatas, yaitu *damage mechanism*, *probability of failure* (PoF), dan *consequence of failure* (CoF). Selain itu reduksi dari level Risiko yang bisa dicapai melalui inspeksi akan bergantung pada :

a. Tipe kerusakan (*type of damage*)
   Tipe kerusakan dapat dilihat pada API 581 berdasarkan *damage factor* dan mempertimbangkan juga API 571 untuk karakteristik *damage mechanism*.
b. *Corrosion rate.*
   Corrosion rate merupakan laju korosi pada damage mechanism tersebut.
c. Kemampuan deteksi kegagalan dari teknik pengecekan yang digunakan.
d. Frekuensi dari inpeksi yang dilakukan.

3.10 Kesimpulan dan Saran

Langkah terakhir ialah pengambilan keputusan dari hasil perbandingan analisa resiko diatas. Pada tahapan terakhir ini nantinya akan diambil kesimpulan dari serangkaian analisa tugas akhir ini. Pada tahapan ini juga akan dirumuskan usulan-usulan atau saran yang dapat dijadikan referensi pengambilan keputusan selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Pressure Vessel

Data lengkap dari equipment yang dianalisa sangat dibutuhkan dalam perhitungan *risk based inspection* (RBI). Data-data tersebut meliputi desain dan konstruksi vessel, data operasional vessel, data fluida gas yang disimpan didalam vessel, data inspeksi dan data-data lain yang mendukung dalam tugas akhir ini. Data-data tersebut akan diolah sesuai dengan rumusan perhitungan yang terdapat pada API 581 baik dalam perhitungan *probability of failure* maupun *consequence of failure.*

4.1.1 General Data

General data yang dibutuhkan dalam perhitungan *risk based inspection* (RBI). meliputi data konstruksi dan operasional *pressure vessel* yang dibutuhkan dalam melakukan *screening damage mechanism*. Di bawah ini merupakan penjelasan lebih detail mengenai data-data yang akan dianalisis :

1. *Start date*

   Merupakan identitas mengenai waktu operasional pertama baik tanggal, bulan, mapun tahun awal. *Start date* digunakan baik dalam perhitungan *probability of failure* maupun *consequence of failure.*
2. *Component Geometry*

   Component geometry merupakan data ukuran *pressure vessel* baik berupa panjang, lebar, tinggi, diameter, volume, lain sebagainya. *Pressure vessel* yang dianalisa berupa drum jenis vertikal, sehingga dimensi yang dimiliki berupa diameter dan volume fluida yang disimpan di dalam *pressure vessel*.
3. *Design code*

   Standart design yang digunakan oleh perusahaan X ini ialah ASME VIII Div. 2. *Design code* ini nantinya akan digunakan dalam perhitungan *wall thickness pressure vessel*.
4. *Design pressure*

   Merupakan tekanan maksimum yang dapat ditahan oleh *pressure vessel*. Selama pengoperasian *pressure vessel* tekanan yang dihasilkan tidak boleh melebihi tekanan maksimumnya. Apabila tekanan operasional melebihi tekanan maksimum maka akan terjadi disintegritas *pressure vessel* berupa ledakan. Data *design pressure* dibutuhkan sebagai acuan dalam menentukan besarnya tekanan maksimum yang dibutuhkan.
5. *Design temperature*

   Sama dengan *design pressure*, *design temperature* merupakan batas suhu maksimal yang dapat ditahan oleh *pressure vessel*. Suhu operasional juga tidak boleh melebihi suhu maksimalnya.
6. *Cladding*

   Cladding ialah pelapisan tambahan pada peralatan. Adanya *cladding* akan mempengaruhi hasil perhitungan analisis *probability*. *Pressure vessel* milik perusahaan X yang dianalisa tidak memiliki *cladding* sehingga tidak perlu diperhitungkan.

7. *Coating*

Coating merupakan pelapisan luar pada peralatan yang dapat berupa *painting* maupun *wripping*. Tabel dibawah ini merupakan data kondisi konstruksi dan operasional *pressure vessel.*

Tabel 4.1. Data *condensate separator 10V2102*
(sumber : Data Perusahaan)

Basic Data	Value	
Equipment Name	: Condensate Separator	
Vessel Type	: Process Vessel	
Serial No.	: 10V2102	
Size	: 1500 mm(ID) x 3500 mm T/T	
Volume of Fluid	: -	
Year Built	: 2013	
Design Code	: ASME Sec. VIII Div.2	
Liquid Category	: Condensate	
Liquid Phase	: Liquid	
Cladding	: No	
Coating	: Painting	
Joint Efficiency	: 1	
Material of Shell	: Carbon steel SA516-70	
Design Pressure	: 1500	Kpa
	: 217.556	psig
Design Temperature	: 70	^{o}C
	: 158	^{o}F
Operating Pressure	: 350	Kpa
	: 50.763	psig
Operating Temperature	: 51	^{o}C
	: 123.80	^{o}F
Thickness	: 19.7	mm
	: 0.775	inch
Minimum Wall Thicknessper Code	: 16.026	mm
	: 0.630	inch
Corrosion Allowance	: 1.25	mm
	: 0.049	inch

Tabel 4.2 Data *condensate storage vessel 10V2103*
(sumber : Data Perusahaan)

Basic Data	Value	
Equipment Name	: Condensate Storage Vessel	
Vessel Type	: Storage Vessel	
Serial No.	: 10V2103	
Size	: 2000 mm(ID) x 5000 mm T/T	
Volume of Fluid	: -	
Year Built	: 2014	
Design Code	: ASME Sec. VIII Div.2	
Liquid Category	: Condensate	
Liquid Phase	: Liquid	
Cladding	: No	
Coating	: Painting	
Joint Efficiency	: 1	
Material of Shell	: Carbon steel SA516-70	
Design Pressure	: 1500	Kpa
	: 217.556	psig
Design Temperature	: 70	^{o}C
	: 158	^{o}F
Operating Pressure	: 5	Kpa
	: 0.725	psig
Operating Temperature	: 13	^{o}C
	: 55.399	^{o}F
Thickness	: 19.4	mm
	: 0.763	inch
Minimum Wall Thicknessper Code	: 16.332	mm
	: 0.643	inch
Corrosion Allowance	: 1.25	mm
	: 0.049	inch

4.1.2 Data komposisi fluida

Kandungan fluida yang diproses pada sistem production gas separator bisa diketahui dengan melihat data perusaan pada file heat material balance (HMB). Seperti kita ketahui bahwa Heat Material Balance (HMB) adalah salah satu dokumen rekayasa proses dasar yang diproduksi oleh desain proses engineer saat merancang awal process plant. Dokumen HMB mencakup kondisi operasi, komposisi kimia, dan sifat fisik utama dari setiap aliran proses utama pada Process Flow Diagram (PFD).

Tabel 4.3 *Heat and Material Balance – Condensate Separator* 10V2102
(sumber : Data Perusahaan)

Steam Number	Steam Description	Composition	Amount	Unit
61	Inlet to Condensate Separator 10V2012	H2S	0.000000	% mole
		CO2	0.000051	% mole
		Nitrogen	0.000004	% mole
		Methane	0.000058	% mole
		Ethane	0.000001	% mole
		Propane	0.000001	% mole
		i-Butane	0.004003	% mole
		n-Butane	0.004003	% mole
		i-Pentane	0.004003	% mole
		n-Pentane	0.002160	% mole
		n-Hexane	0.001982	% mole
		n-Heptane	0.000000	% mole
		H2O	0.983734	% mole
		Vapour Fraction	0.000144	---
		Temperature	50.99	C
		Pressure	350	Kpa
		Mass Flow	14266.24	kg/h
		Molecular Weight	18.81	---
		Mass Density	912.18	kg/m3
		Mass Heat of Vaporisation	2460.77	kJ/kg
		Mass Heat Capacity	4.2149	kJ/kg.C
		** Liquid Phase **		
		Mass Flow	815.86	kg/h
		Liquid Volume Flow	201.72	barrel/d
		Actual Volume Flow	1.43	m3/h
		Molecular Weight	66.71	---
		Mass Density	570.05	kg/m3
		Viscosity	0.16	cP
		Kinematic Viscosity	0.28	cSt
		Surface Tension	10.44	dyne/cm
		Mass Heat Capacity	2.48	kJ/kg.C
		Thermal Conductivity	0.09	W/m.K

Tabel 4.4 *Heat and Material Balance – Condensate Storage vessel* 10V2103
(sumber : Data Perusahaan)

Steam Number	Steam Description	Composition	Amount	Unit
64	Inlet to Condensate Storage Vessel 10V2013	H2S	0.000000	% mole
		CO2	0.001116	% mole
		Nitrogen	0.000115	% mole
		Methane	0.002643	% mole
		Ethane	0.000056	% mole
		Propane	0.000089	% mole
		i-Butane	0.245081	% mole
		n-Butane	0.245856	% mole
		i-Pentane	0.247182	% mole
		n-Pentane	0.133505	% mole
		n-Hexane	0.122778	% mole
		n-Heptane	0.000000	% mole
		H2O	0.001569	% mole
		Vapour Fraction	0.270569	---
		Temperature	13.07	C
		Pressure	5.00	Kpa
		Mass Flow	815.86	kg/h
		Molecular Weight	66.71	---
		Mass Density	11.26	kg/m3
		Mass Heat of Vaporisation	437.44	kJ/kg
		Mass Heat Capacity	2.0581	kJ/kg.C
		** Liquid Phase **		
		Mass Flow	618.58	kg/h
		Liquid Volume Flow	150	barrel/d
		Actual Volume Flow	0.99	m3/h
		Molecular Weight	68.78	---
		Mass Density	619.50	kg/m3
		Viscosity	0.23	cP
		Kinematic Viscosity	0.38	cSt
		Surface Tension	15.00	dyne/cm
		Mass Heat Capacity	2.20	kJ/kg.C
		Thermal Conductivity	0.10	W/m.K

4.2 Identifikasi Damage Mechanism

Damage mechanism atau mekanisme kerusakan merupakan penyebab suatu peralatan mengalami kerusakan atau disintegritas. API RP 581 memberikan 21 jenis *damage mechanism*, pemilihan tipe *damage mechanism* dilakukan dengan melakukan screening terhadap komposisi material penyusun *pressure vessel*, fluida yang diproses/disimpan di dalam pressure vessel, lingkungan proses sekitar *pressure vessel*, dan kondisi lain yang turut mempengaruhi pada *screening damage mechanism* seperti pada lampiran 1.3.

Tipe *damage mechanism* yang dipilih merupakan penyebab kerusakan tertinggi yang paling mempengaruhi kinerja *pressure vessel*. *Pressure vessel* yang dianalisis tersusun dari material *carbon steel* (SA516 grade 70). Fluida yang disimpan ialah *liquid condensate*, yang tidak mengandung asam sulfida, dan senyawa berbahaya lainnya. Perlindungan *coating* berupa *painting* dengan kondisi masih cukup baik. Suhu operasi berada pada 51°C dan tekanan operasional sebesar 350 Kpa.

Dilihat dari kondisi di atas, maka tipe *damage mechanism* yang paling sesuai adalah *thinning*. Namun apabila ditinjau dari kondisi eksternal lokasi sekitar yang berada pada daerah laut dengan curah hujan yang cukup tinggi, maka *external damage mechanism* juga turut mempengaruhi kondisi *pressure vessel*. Sehingga tipe damage mechanism adalah multiple damage mechanism antara thinning dan external. Hasil screening damage mechanism dapat dilihat pada lampiran 1.3.

4.3 Analisis Risiko Condensate Separator 10V2102

Probabilitas kegagalan dipengaruhi oleh nilai *damage factor total*, maka dari itu terlebih dahulu harus menghitung nilai *damage factor* untuk *multiple damage factor*. Langkah-langkah dalam menghitung *damage factor* yaitu sebagai berikut:

4.3.1 Analisis *Probablitity of Failure* (POF)

Analisa probabilitas kegagalan (PoF) dianalisis dengan mengidentifikasi *damage mechanism*, Dilihat dari kondisi di atas, maka tipe *damage mechanism* yang paling sesuai adalah *thinning damage factor* dan *external damage factor* yang mempengaruhi kondisi *pressure vessel*. Sehingga tipe *damage mechanism* adalah *multiple damage mechanism* antara *thinning* dan *external*.

1. **Nilai General Failure Frequency (gff)**

   Menentukan nilai generic failure frequency (gff total) menggunakan tabel pada lampiran 2.3, yaitu tabel 2.3.2. Equipment yang di lakukan analisa RBI merupakan tipe DRUM, sehingga menurut tabel tersebut memiliki nilai gff total sebesar 3.06E-5

Tabel 4.5 Rekomendasi Frekuensi Kegagalan Umum pada Equipment
(sumber : API RP 581)

Equipment Name	Component Type	*gff* of Hole Size (failure/yr)				*gff* total (failure/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Vessel/FinFan	KODRUM,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	COLBTM,					
	FINFAN,					
	FILTER,					
	DRUM,					
	REACTOR,					
	COLTOP,					
	COLMID					

2. Analisis Damage Factor

a. Perhitungan *Thinning Damage Factor*

Semua equipment perlu dievaluasi terhadap indikator kerusakan thinning atau penipisan. Thinning disebabkan oleh berbagai macam mekanisme seperti faktor korosi dan erosi. Faktor korosi disebabkan oleh senyawa yang terkandung pada fluida proses seperti CO2, H2S, H2O, CL2, dan amina. Faktor erosi disebabkan oleh kombinasi antara kecepatan aliran fluida dan besarnya partikel dalam fluida.

Untuk perhitungan thinning pada Condensate Separator 10V2102, berdasarkan hasil screening criteria pada API RP 581 Part 2 Annex 2.A, faktor korosi terbesar yang paling berpengaruh disebabkan oleh CO2 corrosion. CO2 corrosion disebabkan oleh adanya kandungan CO2 dan air pada fluida proses dan material konstruksi adalah SA-516 GR.70N yang merupakan carbon steel dengan kadar Cr <13%.

Berdasarkan API RP 581, terdapat 2 jenis thinning antara lain general dan localized. General thinning merupakan korosi dengan ciri-ciri area terkorosi melebih 10% dan kedalaman kurang dari 1.27 mm. Localized thinning merupakan korosi dengan ciri-ciri area terkorosi kurang dari 10% dan kedalaman lebih dari dari 1.27 mm. Dalam menentukan tipe thinning, dapat menggunakan Tabel 2.B.1.2 pada API RP 581 Part 2 Annex 2.B.

Hasil perhitungan untuk faktor kerusakan thinning pada Condensate Separator 10V2102 adalah 0.456834 pada saat RBI date dan 1.51156 pada saat RBI plan date. Dengan jenis mekanisme thinning yang terjadi pada Condensate Separator 10V2102 adalah local thining. Perhitungan damage factor dan jenis thinning pada Condensate Separator 10V2102 secara detail terdapat pada **Lampiran 2.1 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Separator 10V2102**

b. Perhitungan *External Damage Factor*

Sudah banyak diketahui bahwa pada pabrik yang berlokasi di daerah dengan curah hujan tahunan lebih tinggi atau lebih hangat dan lokasi yang dekat dengan

laut lebih rentan terhadap korosi eksternal daripada pabrik yang berlokasi di daerah yang lebih dingin, lebih kering, dan tengah daratan. Terlepas dari iklim yang berpengaruh, unit-unit yang terletak di dekat cooling towers dan ventilasi uap sangat rentan terhadap korosi eksternal, seperti juga sistem baja karbon yang beroperasi antara –12 ° C dan 177 ° C (10 ° F dan 350 ° F). Korosi eksternal sangat agresif di mana suhu operasi menyebabkan kondensasi yang sering atau terus menerus dan penguapan Kembali pada kelembaban atmosfer.

Untuk perhitungan external corrosion pada Condensate Separator 10V2102, berdasarkan hasil screening criteria pada API RP 581, faktor terbesar yang paling berpengaruh pada external corrosion disebabkan oleh temperatur operasioanal sebesar 51oC dan lokasi plant yang berada di daerah dekat laut dengan curah hujan tinggi. Mitigasi korosi eksternal dilakukan melalui pengecatan yang tepat. Program inspeksi rutin untuk kerusakan dan pengecatan ulang cat akan mencegah sebagian besar korosi eksternal.

Hasil perhitungan untuk faktor kerusakan external corrosion pada Condensate Separator 10V2102 adalah 0.357265 pada saat RBI date dan 0.398749 pada saat RBI plan date. Perhitungan external corrosion damage factor pada Condensate Separator 10V2102 secara detail terdapat pada,

Lampiran 2.1 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Separator 10V2102

c. Perhitungan Nilai Total *Damage Factor*

Damage factor dihitung berdasarkan jenis damage mechanism yang paling berpengaruh. Apabila terdapat damage mechanism lebih dari 1, maka damage factor dihitung dengan rumusan damage factor untuk multiple damage mechanism seperti dibawah ini :

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat} \quad (4.1)$$

Sehingga hasil perhitungan untuk total damage factor pada Condensate Separator 10V2102 adalah 0.456834 pada saat RBI date dan 1.511566 pada saat RBI plan date.

3. Perhitungan Nilai Factor Management System (F_{MS})

Menentukan nilai management system factor (F_{MS}), merupakan efektifitas sistem manajemen faktor yang dipengaruhi oleh management system pada mechanical integrity pada sebuah plant. Management system factor juga menunjukkan kualitas dari mechanical integrity dan process safety management program pada sebuah fasilitas. Untuk keperluan analisa nilai FMS sebesar 1 atau setara dengan skor 500 (50% dari total maksimum skor yang bisa didapatkan).

4. Perhitungan Nilai *Probablitity of Failure* (POF)

Probability of failure merupakan kemungkinan terjadinya kegagalan pada komponen. Nilainya POF dapat dihitung menggunaan persamaan (2.2) yang merupakan fungsi dari damage factor, *generic failure frequency* (gff) dan *factor management system* (fms). Nilai gff ditentukan berdasarkan tipe equipment (vessel) sebesar 3.06E-5, nilai FMS dapat diketahui dari screening terhadap manajemen

perusahaan atau untuk keperluan analisa dapat digunakan nilai sebesar 1 atau skor 500 (50% dari total maksimal), dan nilai total damage factor merupakan gabungan dari ketiga damage factor tersebut. Menghasilkan 0.456834 pada saat RBI date dan 1.511566 pada saat RBI plan date.. Sehingga dihasilkan nilai POF sebesar **1.40E-05** pada saat RBI date dan **4.63E-05** pada saat RBI plan date. Perhitungan nilai *probability of failure* pada *Condensate Separator* 10V2102 secara detail terdapat pada,

Lampiran 2.1 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Separator 10V2102

4.3.2 Analisis *Consequence of Failure* (COF)

Analisa konsekuensi kegagalan (COF) pada program RBI digunakan untuk mengkategorikan antar equipment berdasarkan dari seberapa signifikan kerusakan yang akan terjadi apabila failure terjadi. Analisa konsekuensi digunakan untuk membantu dalam menetapkan prioritas untuk program inspeksi. Konsekuensi pada penilitian ini dikategorikan sebagai berikut :

a. Efek terhadap Keselamatan dan Kesehatan
b. Efek terhadap lingkungan di sekitar equipment

Dalam analisa RBI ini, terdapat dua jenis level COF yaitu Level 1 dan Level 2 yang memiliki aplikasi karakteristik fluida yang berbeda satu sama lain. Dalam perhitungan analisa konsekuensi pada *Condensate Separator* 10V2102 menggunakan konsekuensi Level 1 dan pendekatan area terdampak dalam bentuk luas area terbakar. Perhitungan nilai konsekuensi kegagalan *Condensate Separator* 10V2102 secara rinci dilampirkan pada,

Lampiran 3.1. Detail Perhitungan C*onsequence of Failure* Condensate Separator 10V2102

Terdapat 11 langkah untuk menentukan *consequences of failure* (COF) seperti dibawah ini:

1. **Menentukan fluida representatif, properties, dan fase pelepasan fluida kerja.**

   Fluida representatif pada *equipment* adalah senyawa dengan jumlah mol yang dominan pada fluida. Apabila senyawa yang dominan merupakan senyawa *inert* seperti CO_2 dan air, maka fluida representatif ditentukan berdasarkan dampak area terbakar atau terpapar racun selain dari senyawa tersebut. Pilihan terbaik dalam menentukan fluida representatif adalah memilih fluida dengan nilai *Normal Boiling Point* (NBP) terendah.

Fluida representatif	: Condensate
Normal Boiling Point (NBP)	: 99^{o}C
Density	: 570.05 kg/m^3
Auto-Ignition Temperature (AIT)	: 223^{o}C
Stored phase	: Liquid
Release phase	: Liquid

2. **Menentukan ukuran lubang pelepasan (*release hole size area*) yang mungkin akan terjadi (*small, medium, large, dan rupture*).**

Pemilihan *release hole* ditentukan berdasarkan jenis *equipment* yang dianalisa. Terdapat 4 ukuran *release hole* yaitu *small, medium, large* dan *rupture*. Tiap ukuran lubang keluaran menentukan rentang kemungkinan konsekuensi yang dihasilkan. Set ukuran lubang mengacu pada API RP 581 Part 1, Annex 3 yang ditunjukkan pada Tabel 4.1.6 berikut.

Tabel 4.6 Release Hole Size and Area used in level 1
(sumber : API RP 581)

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	$d1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d3 = 4$
4	Rupture	> 6	$d4 = \min[D, 16]$

Untuk Condensate Separator 10V2102, diambil ukuran *release hole* untuk *small* sebesar 0.25 inch, *medium* sebesar 1 inch, *large* sebesar 4 inch dan *rupture* sebesar 16 inch.

3. **Menghitung laju pelepasan**

Laju pelepasan atau *theoretical release rate* (W_n) dihitung untuk berdasarkan *release hole size area* (A_n) tiap ukuran menggunakan persamaan (3.41) dan didapatkan hasil:

A_1 = 3.20E-05 m^2
A_2 = 5.06E-04 m^2
A_3 = 8.10E-03 m^2
A_4 = 1.29E-01 m^2

Dari *release hole size area* (A_n), *release rate* (W_n) dihitung menggunakan persamaan (3.38) sehingga didapatkan hasil berikut:

W_1 = 0.0047 kg/s
W_2 = 0.1279 kg/s
W_3 = 2.3882 kg/s
W_4 = 40.3686 kg/s

Semakin besar laju massa berarti semakin besar konsekuensi yang dapat dihasilkan karena berhubungan dengan total massa kondensat yang dikeluarkan pada setiap waktunya.

4. **Menghitung estimasi total fluida yang dikeluarkan**

Menentukan kelompok peralatan dan jenis peralatan dalam inventory groups API RBI 581 Annex 3A memberikan asumsi untuk jenis peralatan drum ialah sebesar 50% dari volum total. Berikut adalah hasil perhitungan,

$Mass_{inv}$ = 6625.06 kg

Berikutnya adalah estimasi total massa inventori yang ditambahkan dengan inventori dari komponen-komponen tambahan yang dapat memberikan massa tambahan. Untuk massa tambahan sendiri, API 581 mengestimasi bahwa

terdapat batasan massa, karena dalam 3 menit akan ada intervensi dari operator terhadap kebocoran. Menggunakan persamaan (3.48) didapatkan total fluida yang dapat dikeluarkan di setiap lubang keluaran ($mass_{avail,n}$):

$Mass_{avail,1}$ = 1762.84 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 1785.02 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 2191.88 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 3542.02 kgs

5. Menentukan tipe pelepasan (Continuous or Instantaneous)

Kondisi pelepasan fluida akan dinyatakan sebagai *instantaneous* apabila massa 4536 kgs keluar dalam kurun waktu kurang dari 3 menit (180 detik). Perhitungan dilakukan menggunakan persamaan (3.49) untuk tiap ukuran lubang keluaran. Didapatkan hasil sebagai berikut:

t_1 = 962918.079 s (Continuous)
t_2 = 35458.100 s (Continuous)
t_3 = 1899.281 s (Continuous)
t_4 = 112.364 s (Instantaneous)

6. Mengestimasikan dampak dari sistem deteksi dan isolasi terhadap besarnya pelepasan.

Dengan mengklasifikasikan sistem deteksi dan sistem isolasi, maka dampak dari sistem deteksi dan isolasi dapat ditentukan. Klasifikasi sistem deteksi dan isolasi berdasarkan API RP 581 Part 3, Annex 3 adalah:

Detection System Classification : **A**
Isolation System Classification : **A**

Dikarenakan kedua sistem diklasifikasikan sebagai kelas A, maka waktu maksimum kebocoran (*total leak duration*) untuk tiap ukuran lubang keluaran adalah sebagai berikut:

$Id_{max,1}$ = 20 menit
$Id_{max,2}$ = 10 menit
$Id_{max,3}$ = 5 menit
$Id_{max,4}$ = 5 menit

Total leak duration mencakup waktu untuk mendeteksi kebocoran, waktu untuk menganalisa insiden dan menentukan tindakan korektif dan waktu untuk melaksanakan tindakan korektif yang ditentukan.

7. Menentukan laju pelepasan dan massa fluida yang terlepas untuk analisa konsekuensi.

Untuk keluaran dengan tipe *continuous*, keluaran digambarkan keluar secara stabil pada laju tertentu. Laju tersebut didapatkan dari nilai *theoretical release rate* pada langkah 3. Menggunakan persamaan (3.50) didapatkan hasil sebagai berikut:

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s
$Rate_2$ = 0.09594 kg/s
$Rate_3$ = 1.7912 kg/s
$Rate_4$ = 30.2765 kg/s

Selain *release rate*, *mass rate* juga harus dihitung sebagai pertimbangan untuk keluaran instantaneous yang bersifat sementara. Berikut adalah hasilnya:

$Mass_1$ = 4.239 kg
$Mass_2$ = 57.566 kg
$Mass_3$ = 537.361 kg
$Mass_4$ = 3524.02 kg

8. Menghitung nilai *flammable dan explosive consequence*

Nilai konsekuensi ledakan area bagi komponen dan personil, dihitung menggunakan release rate dan mass rate yang telah dihitung pada Langkah 7 dan persamaan (3.73) da (3.74). Konstanta a dan b pada persamaan didapatkan dari Tabel 4.9 untuk konsekuansi pada komponen dan Tabel 4.10 untuk konsekuensi pada personil dengan fluida representatif berupa H2S.

Tabel 4.7 Component Damage Flammable Consequence Equation Constants (sumber : API RP 581)

Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
5.849	0.98	34.17	0.89	63.98	1	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.18	0.55

Hasil dari konsekuensi *flammable* pada komponen apabila terjadi kebocoran adalah:

CA_{cmd}^{flam} = 49.427 m2

Tabel 4.8 Personnal Injury Flammable Consequence Equation Constants (sumber : API RP 581)

Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
13.49	0.96	96.88	0.89	169.7	1	252.8	0.92	4.216	0.67	2.186	0.78	147.2	0.63	31.89	0.54

Hasil dari konsekuensi *flammable* pada komponen apabila terjadi kebocoran adalah:

CA_{inj}^{flam} = 144.032 m2

9. Menentukan nilai *toxic consequence*

Nilai konsekuensi fluida beracun merupakan fungsi dari release rate dan konsentrasi senyawa beracun pada fluida proses. Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa tidak ada kandungan toxic component di dalam liquid condensate. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk toxic consequences. Dari persamaan (3.75) didapatkan nilai seperti dibawah ini:

CA_{inj}^{tox} = 0 m2

10. Menentukan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences

Terdapat 2 kategori dalam menghitung nilai konsekuensi nonflammable, non-toxic untuk fluida berupa liquid yaitu steam dan acids and caustics. Karena pada fluida proses tidak ditemukan senyawa yang dikategorikan sebagai acids and caustics maka tidak perlu untuk melakukan perhitungan untuk kategori acids and caustics. Dari persamaan (3.77) didapatkan nilai seperti dibawah ini:

CA_{inj}^{nfnt} = 0 m2

11. Menentukan nilai total luasan final component damage dan personnel injury consequences

Final konsekuensi adalah total dari konsekuensi pada komponen (CA_{cmd}) dan konsekuensi pada personil (CA_{inj}). Untuk konsekuensi pada komponen, hanya ada konsekuensi flammable oleh karena itu, nilai konsekuensi pada komponen sama dengan nilai konsekuensi flammable pada komponen.

CA_{cmd} = 49.427 m^2

Nilai konsekuensi pada personil dipengaruhi oleh beberapa tipe konsekuensi yaitu, flammable, toxic, serta non-flammable dan non-toxic. Untuk konsekuensi pada personil, hanya ada konsekuensi flammable oleh karena itu, nilai konsekuensi pada personel sama dengan nilai konsekuensi flammable pada personel.

CA_{inj} = 144.032 m^2

Total consequence area adalah nilai maksimum dari kedua nilai tersebut. Menggunakan persamaan (3.81) didapatkan hasil final consequence area (CA) sebesar:

CA = 144.032 m^2

Perhitungan consequence of failure (COF) pada Condensate Separator 10V2102 secara detail terdapat pada,

Lampiran 3.1 Detail Perhitungan *Probability of Failure* Condensate Separator 10V2102

4.3.3 Analisis Risiko dan Perencanaan Inspeksi

Resiko dihitung menggunakan persamaan 4.2 seperti berikut ini:

$$Risk = PoF \; x \; CoF \tag{4.2}$$

Dimana,
PoF = Probability of Failure
CoF = Consequence of Failure

Resiko didapatkan dari hasil perkalian probabilitas kegagalan dengan konsekuensi kegagalan. Penentuan tingkat resiko dilakukan dengan membandingkan nilai resiko yang didapatkan dengan *risk target*. Apabila hasil perbandingan menunjukkan bahwa resiko

lebih besar dari *risk target*, maka akan dilakukan langkah mitigasi. Langkah mitigasi dapat dilakukan dengan cara melakukan inspeksi sesuai dengan jadwal dan metode yang diharapkan dapat meminimalkan nilai resiko tersebut.

Analisis resiko pada tugas akhir ini, untuk pressure vessel dilakukan perbandingan resiko pada RBI date dengan risk target. Perhitungan risk analysis pada Condensate Separator 10V2102 secara detail terdapat pada,

Lampiran 4.1. Detail Perhitungan *Risk Analysis* pada Condensate Separator 10V2102

Besarnya risiko pada Condensate Separator 10V2102 dapat diketahui dengan perhitungan seperti dibawah ini:

1. **Menghitung besarnya resiko pada Condensate Separator 10V2102**
   a. Menghitung besarnya risiko pada RBI date
      Risk = 1.40E-05 *x* 144.032
      = 2.02E-03

   b. Menghitung besarnya risiko pada RBI date
      Risk = 4.63E-05 *x* 144.032
      = 6.67E-03

2. **Level Risiko**

   Kategori level risiko ditentukan dari hasil PoF dan CoF dengan menggunakan matriks risiko dan Tabel 4.1M API RBI 581 Annex 1, maka tingkat risiko dapat dikategorikan.

Tabel 4.9 Numerical Value Associated with POF and Area based COF Categories (sumber : API RP 581)

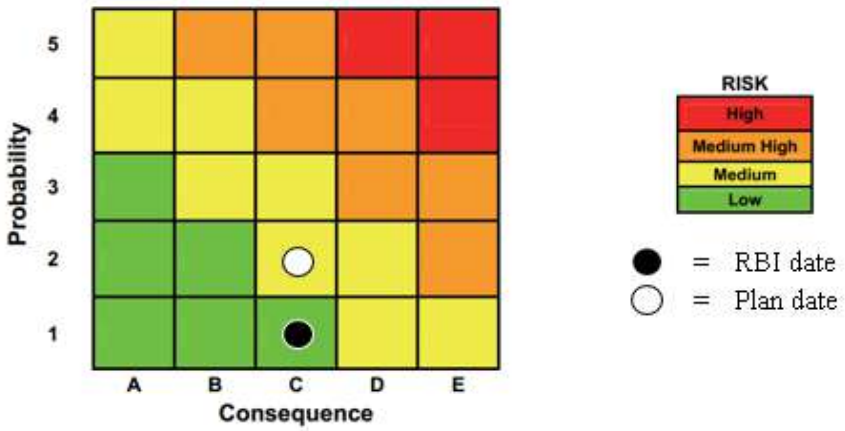
Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage F. Range	Category	Range (m^2)
1	$P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-05	$D_{f\text{-}total} \leq 1$	A	CA ≤ 9.29
2	3.06E-05 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	$1 < D_{f\text{-}total} \leq 1$	B	9.29 < CA ≤ 92.9
3	3.06E-04 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	$10 < D_{f\text{-}total} \leq 10$	C	92.9 < CA ≤ 929
4	3.06E-03 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	$1000 < D_{f\text{-}total} \leq$	D	929 < CA ≤ 9290
5	$P_f(t,I_E) >$ 3.06E-02	$D_{f\text{-}total} > 1$	E	CA > 9290

Pada Condensat Separator 10V2102 hasil level risiko yang di dapatkan adalah sebegai berikut:

RBI date,
Probability Category : 1
Consequence Category : C
Risk ranking : 1C (Low Risk)

RBI plan date,
Probability Category : 2
Consequence Category : C
Risk ranking : 2C (Medium Risk)

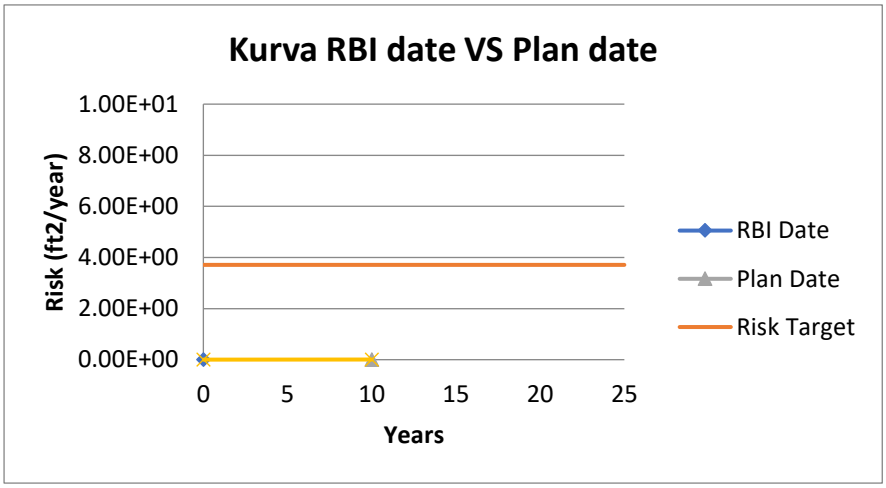
Berdasarkan nilai tersebut maka didapatkan matriks risikonya yang ditunjukkan oleh Gambar 4.1 dengan PoF sebagai sumbu vertical dan CoF sebagai sumbu horizontal. Didapatkan kategori risiko **Low Risk** pada RBI date dan **Medium Risk** pada RBI plan date.



Gambar 4.1 Level Risiko pada *Condensate Separator* 10V2102
(sumber : Data Penulis)

3. Target Inspection Date

Target inspection date didapatkan dari perpotongan kurva resiko pada RBI date dengan kurva risk target. Gambar kurva 4.2 di bawah ini menunjukkan perbandingan antara RBI date dengan target date.



Gambar 4.2 Kurva Perbandingan Risiko Area *Condensate Separator* 10V2102
(sumber : Data Penulis)

Dalam menentukan target date, digunakan nilai risk 40ft2/yr (3.71 m2/yr) untuk menentukan tahun inspection date. Target inspection date dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai pada tabel 4.10 di bawah ini.

Tabel 4.10 Plotting Risiko pada Condensate Separator 10V2102
(sumber : Data Penulis)

Data	Date	Age	Risk (m^2/yr)
RBI Date	21/03/2020	0	2.02E-03
Risk Target	?	?	3.71
Plan Date	2/4/2026	10	6.67E-03

Usia risk target dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai di atas.

$$\frac{y - y_1}{y_2 - y_1} = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}$$

$$\frac{y - 0}{10 - 0} = \frac{3.71 - (2.02E - 05)}{(6.67E - 05) - (2.02E - 05)}$$

$$\frac{y - 0}{10} = \frac{3.708}{(4.65E - 03)}$$

y = 7970.330

Untuk memastikan integritas equipment, semua tipe pressure containing equipment harus diperiksa pada interval / frekuensi yang disediakan berdasarkan hasil inspeksi berbasis risiko, standart yang direkomendasikan, atau peraturan pemerintah.

API RP 510 telah memberikan rekomendasi untuk interval inspeksi maksimum untuk pressure vessel. 5 tahun adalah interval maksimal untuk melakukan inspeksi eksternal untuk bejana tekan. Sedangkan untuk melakukan inspeksi internal, 10 tahun adalah interval maksimal. Sehingga dengan mengacu pada rekomendasi standart didapatkan target inspection date yaitu pada tanggal 2 April 2026.

4. Rekomandasi

Tabel 4.11 Rencana Inspeksi pada Condensate Separator 10V2102
(sumber : Data Penulis)

Damage Factor	Inspection Effectiveness	Kegiatan Inspeksi	Tangal Inspeksi
Local Thinning Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	For the total suspect area: >75% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy	2/4/2026
External Corrosion Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit	2/4/2026

Metode inspeksi yang direkomendasikan untuk masing-masing faktor kerusakan (damage factor) secara detail dapat dilihat pada **Lampiran 4.**

4.4 Analisis Risiko *Condensate Storage Vessel* 10V2103

Probabilitas kegagalan dipengaruhi oleh nilai *damage factor total*, maka dari itu terlebih dahulu harus menghitung nilai *damage factor* untuk *multiple damage factor*. Langkah-langkah dalam menghitung *damage factor* yaitu sebagai berikut:

4.4.1 Analisis *Probablitity of Failure* (POF)

Analisa probabilitas kegagalan (PoF) dianalisis dengan mengidentifikasi *damage mechanism*, Dilihat dari kondisi di atas, maka tipe *damage mechanism* yang paling sesuai adalah *thinning damage factor* dan *external damage factor* yang mempengaruhi kondisi *pressure vessel*. Sehingga tipe *damage mechanism* adalah *multiple damage mechanism* antara *thinning* dan *external*.

1. Nilai General Failure Frequency (gff)

Menentukan nilai generic failure frequency (gff total) menggunakan tabel pada lampiran 2.3, yaitu tabel 2.3.2. Equipment yang di lakukan analisa RBI merupakan tipe DRUM, sehingga menurut tabel tersebut memiliki nilai gff total sebesar 3.06E-5

Tabel 4.12 Rekomendasi Frekuensi Kegagalan Umum pada Equipment
(sumber : API RP 581)

Equipment Name	Component Type	*gff* of Hole Size (failure/yr)				gff_{total} (failure/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Vessel/FinFan	KODRUM,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
	COLBTM,					
	FINFAN,					
	FILTER,					
	DRUM,					
	REACTOR,					
	COLTOP,					
	COLMID					

2. Analisis *Damage Factor*

a. Perhitungan *Thinning Damage Factor*

Semua equipment perlu dievaluasi terhadap indikator kerusakan thinning atau penipisan. Thinning disebabkan oleh berbagai macam mekanisme seperti faktor korosi dan erosi. Faktor korosi disebabkan oleh senyawa yang terkandung pada fluida proses seperti CO2, H2S, H2O, CL2, dan amina. Faktor erosi disebabkan oleh kombinasi antara kecepatan aliran fluida dan besarnya partikel dalam fluida.

Untuk perhitungan thinning pada Condensate Storage Vessel 10V2102, berdasarkan hasil screening criteria pada API RP 581 Part 2 Annex 2.A, faktor korosi terbesar yang paling berpengaruh disebabkan oleh CO2 corrosion. CO2 corrosion disebabkan oleh adanya kandungan CO2 dan air pada fluida proses dan

material konstruksi adalah SA-516 GR.70N yang merupakan carbon steel dengan kadar Cr <13%.

Berdasarkan API RP 581, terdapat 2 jenis thinning antara lain general dan localized. General thinning merupakan korosi dengan ciri-ciri area terkorosi melebih 10% dan kedalaman kurang dari 1.27 mm. Localized thinning merupakan korosi dengan ciri-ciri area terkorosi kurang dari 10% dan kedalaman lebih dari dari 1.27 mm. Dalam menentukan tipe thinning, dapat menggunakan Tabel 2.B.1.2 pada API RP 581 Part 2 Annex 2.B

Hasil perhitungan untuk faktor kerusakan thinning pada Condensate Storage Vessel 10V2103 adalah 0.426637 pada saat RBI date dan 0.526190 pada saat RBI plan date. Dengan jenis mekanisme thinning yang terjadi pada Condensate Storage Vessel 10V2103 adalah local thining. Perhitungan damage factor dan jenis thinning pada Condensate Storage Vessel 10V2103 secara detail terdapat pada,

Lampiran 2.2 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Storage Vessel 10V2103

b. Perhitungan *External Damage Factor*

Sudah banyak diketahui bahwa pada pabrik yang berlokasi di daerah dengan curah hujan tahunan lebih tinggi atau lebih hangat dan lokasi yang dekat dengan laut lebih rentan terhadap korosi eksternal daripada pabrik yang berlokasi di daerah yang lebih dingin, lebih kering, dan terletak ditengah daratan. Terlepas dari iklim yang berpengaruh, unit-unit yang terletak di dekat cooling towers dan ventilasi uap sangat rentan terhadap korosi eksternal, seperti juga sistem baja karbon yang beroperasi antara –12 ° C dan 177 ° C (10 ° F dan 350 ° F). Korosi eksternal sangat agresif di mana suhu operasi menyebabkan kondensasi yang sering atau terus menerus dan penguapan Kembali pada kelembaban atmosfer.

Untuk perhitungan external corrosion pada Condensate Storage Vessel 10V2103, berdasarkan hasil screening criteria pada API RP 581, faktor terbesar yang paling berpengaruh pada external corrosion disebabkan oleh temperatur operasioanal sebesar 13^{o}C dan lokasi plant yang berada di daerah dekat laut dengan curah hujan tinggi. Mitigasi korosi eksternal dilakukan melalui pengecatan yang tepat. Program inspeksi rutin untuk kerusakan dan pengecatan ulang cat akan mencegah sebagian besar korosi eksternal.

Hasil perhitungan untuk faktor kerusakan external corrosion pada Condensate Storage Vessel 10V2103 adalah 0.404032 pada saat RBI date dan 0.460283 pada saat RBI plan date. Perhitungan external corrosion damage factor pada Condensate Storage Vessel 10V2103 secara detail terdapat pada,

Lampiran 2.2 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Storage Vessel 10V2103

c. Perhitungan Nilai Total *Damage Factor*

Damage factor dihitung berdasarkan jenis damage mechanism yang paling berpengaruh. Apabila terdapat damage mechanism lebih dari 1, maka damage factor dihitung dengan rumusan damage factor untuk multiple damage mechanism seperti dibawah ini :

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat} \quad (4.3)$$

Sehingga hasil perhitungan untuk total damage factor pada Condensate Storage Vessel 10V2103 adalah 0.426637 pada saat RBI date dan 0.526190 pada saat RBI plan date.

3. Perhitungan Nilai Factor Management System (F_{MS})

Menentukan nilai management system factor (F_{MS}), merupakan efektifitas sistem manajemen faktor yang dipengaruhi oleh management system pada mechanical integrity pada sebuah plant. Management system factor juga menunjukkan kualitas dari mechanical integrity dan process safety management program pada sebuah fasilitas. Untuk keperluan analisa nilai FMS sebesar 1 atau setara dengan skor 500 (50% dari total maksimum skor yang bisa didapatkan).

4. Perhitungan Nilai *Probablitity of Failure* (POF)

Probability of failure merupakan kemungkinan terjadinya kegagalan pada komponen. Nilainya POF dapat dihitung menggunaan persamaan (2.2) yang merupakan fungsi dari damage factor, generic failure frequency (gff) dan factor management system (fms). Nilai gff ditentukan berdasarkan tipe equipment (vessel) sebesar 3.06E-5, nilai FMS dapat diketahui dari screening terhadap manajemen perusahaan atau untuk keperluan analisa dapat digunakan nilai sebesar 1 atau skor 500 (50% dari total maksimal), dan nilai total damage factor merupakan gabungan dari ketiga damage factor tersebut. Menghasilkan 0.426637 pada saat RBI date dan 0.526190 pada saat RBI plan date.. Sehingga dihasilkan nilai POF sebesar **1.31E-05** pada saat RBI date dan **1.61E-05** pada saat RBI plan date. Perhitungan nilai probability of failure pada Condensate Storage Vessel 10V2103 secara detail terdapat pada,

Lampiran 2.2 Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Storage Vessel 10V2103

4.4.2 Analisis *Consequence of Failure* (COF)

Analisa konsekuensi kegagalan (COF) pada program RBI digunakan untuk mengkategorikan antar equipment berdasarkan dari seberapa signifikan kerusakan yang akan terjadi apabila failure terjadi. Analisa konsekuensi digunakan untuk membantu dalam menetapkan prioritas untuk program inspeksi. Konsekuensi pada penilitian ini dikategorikan sebagai berikut :

c. Efek terhadap Keselamatan dan Kesehatan
d. Efek terhadap lingkungan di sekitar equipment

Dalam analisa RBI ini, terdapat dua jenis level COF yaitu Level 1 dan Level 2 yang memiliki aplikasi karakteristik fluida yang berbeda satu sama lain. Dalam perhitungan analisa konsekuensi pada Condensate Storage Vessel 10V2103 menggunakan konsekuensi Level 1 dan pendekatan area terdampak dalam bentuk luas area terbakar. Perhitungan nilai konsekuensi kegagalan Condensate Storage Vessel 10V2103 secara rinci dilampirkan pada,

Lampiran 3.2. Detail Perhitungan C*onsequence of Failure* Condensate Storage Vessel 10V2103

Terdapat 11 langkah untuk menentukan consequences of failure (COF) seperti dibawah ini:

1. **Menentukan fluida representatif, properties, dan fase pelepasan fluida kerja.**

   Fluida representatif pada *equipment* adalah senyawa dengan jumlah mol yang dominan pada fluida. Apabila senyawa yang dominan merupakan senyawa *inert* seperti CO_2 dan air, maka fluida representatif ditentukan berdasarkan dampak area terbakar atau terpapar racun selain dari senyawa tersebut. Pilihan terbaik dalam menentukan fluida representatif adalah memilih fluida dengan nilai *Normal Boiling Point* (NBP) terendah.

Fluida representatif	: Condensate
Normal Boiling Point (NBP)	: 99^{o}C
Density	: 619.5 kg/m^3
Auto-Ignition Temperature (AIT)	: 223^{o}C
Stored phase	: Liquid
Release phase	: Liquid

2. **Menentukan ukuran lubang pelepasan (*release hole size area*) yang mungkin akan terjadi (*small, medium, large, dan rupture*).**

   Pemilihan *release hole* ditentukan berdasarkan jenis *equipment* yang dianalisa. Terdapat 4 ukuran *release hole* yaitu *small, medium, large* dan *rupture*. Tiap ukuran lubang keluaran menentukan rentang kemungkinan konsekuensi yang dihasilkan. Set ukuran lubang mengacu pada API RP 581 Part 1, Annex 3 yang ditunjukkan pada Tabel 4.1.6 berikut.

   Tabel 4.13 Release Hole Size and Area used in level 1

   (sumber : API RP 581)

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	$d1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d3 = 4$
4	Rupture	> 6	$d4 = \min[D, 16]$

   Untuk Condensate Storage Vessel 10V2103 , diambil ukuran *release hole* untuk *small* sebesar 0.25 inch, *medium* sebesar 1 inch, *large* sebesar 4 inch dan *rupture* sebesar 16 inch.

3. **Menghitung laju pelepasan**

   Laju pelepasan atau *theoretical release rate* (W_n) dihitung untuk berdasarkan *release hole size area* (A_n) tiap ukuran menggunakan persamaan (3.41) dan didapatkan hasil:

   A_1 = 3.20E-05 m^2
   A_2 = 5.06E-04 m^2
   A_3 = 8.10E-03 m^2
   A_4 = 1.29E-01 m^2

Dari *release hole size area* (A_n), *release rate* (W_n) dihitung menggunakan persamaan (3.38) sehingga didapatkan hasil berikut:

W_1 = 0.00057 kg/s
W_2 = 0.01778 kg/s
W_3 = 0.34645 kg/s
W_4 = 5.92180 kg/s

Semakin besar laju massa berarti semakin besar konsekuensi yang dapat dihasilkan karena berhubungan dengan total massa kondensat yang dikeluarkan pada setiap waktunya.

4. Menghitung estimasi total fluida yang dikeluarkan

Menentukan kelompok peralatan dan jenis peralatan dalam inventory groups API RBI 581 Annex 3A memberikan asumsi untuk jenis peralatan drum ialah sebesar 50% dari volum total. Berikut adalah hasil perhitungan,

$Mass_{inv}$ = 6625.06 kg

Berikutnya adalah estimasi total massa inventori yang ditambahkan dengan inventori dari komponen-komponen tambahan yang dapat memberikan massa tambahan. Untuk massa tambahan sendiri, API 581 mengestimasi bahwa terdapat batasan massa, karena dalam 3 menit akan ada intervensi dari operator terhadap kebocoran. Menggunakan persamaan (3.48) didapatkan total fluida yang dapat dikeluarkan di setiap lubang keluaran ($mass_{avail,n}$):

$Mass_{avail,1}$ = 4863.18 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 4866.28 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 4925.44 kgs
$Mass_{avail,1}$ = 5123.15 kgs

5. Menentukan tipe pelepasan (Continuous or Instantaneous)

Kondisi pelepasan fluida akan dinyatakan sebagai *instantaneous* apabila massa 4536 kgs keluar dalam kurun waktu kurang dari 3 menit (180 detik). Perhitungan dilakukan menggunakan persamaan (3.49) untuk tiap ukuran lubang keluaran. Didapatkan hasil sebagai berikut:

t_1 = 7939788.886 s (Continuous)
t_2 = 255032.940 s (Continuous)
t_3 = 13092.762 s (Continuous)
t_4 = 765.982 s (Continuous)

6. Mengestimasikan dampak dari sistem deteksi dan isolasi terhadap besarnya pelepasan.

Dengan mengklasifikasikan sistem deteksi dan sistem isolasi, maka dampak dari sistem deteksi dan isolasi dapat ditentukan. Klasifikasi sistem deteksi dan isolasi berdasarkan API RP 581 Part 3, Annex 3 adalah:

Detection System Classification : **A**
Isolation System Classification : **A**

Dikarenakan kedua sistem diklasifikasikan sebagai kelas A, maka waktu maksimum kebocoran (*total leak duration*) untuk tiap ukuran lubang keluaran adalah sebagai berikut:

$Id_{max,1}$ = 20 menit
$Id_{max,2}$ = 10 menit
$Id_{max,3}$ = 5 menit
$Id_{max,4}$ = 5 menit

Total leak duration mencakup waktu untuk mendeteksi kebocoran, waktu untuk menganalisa insiden dan menentukan tindakan korektif dan waktu untuk melaksanakan tindakan korektif yang ditentukan.

7. Menentukan laju pelepasan dan massa fluida yang terlepas untuk analisa konsekuensi.

Untuk keluaran dengan tipe *continuous*, keluaran digambarkan keluar secara stabil pada laju tertentu. Laju tersebut didapatkan dari nilai *theoretical release rate* pada langkah 3. Menggunakan persamaan (3.50) didapatkan hasil sebagai berikut:

$Rate_1$ = 0.00043 kg/s
$Rate_2$ = 0.01334 kg/s
$Rate_3$ = 0.25984 kg/s
$Rate_4$ = 4.44136 kg/s

Selain *release rate*, *mass rate* juga harus dihitung sebagai pertimbangan untuk keluaran instantaneous yang bersifat sementara. Berikut adalah hasilnya:

$Mass_1$ = 0.51417 kg
$Mass_2$ = 8.00367 kg
$Mass_3$ = 77.9515 kg
$Mass_4$ = 1332.41 kg

8. Menghitung nilai *flammable dan explosive consequence*

Nilai konsekuensi ledakan area bagi komponen dan personil, dihitung menggunakan release rate dan mass rate yang telah dihitung pada Langkah 7 dan persamaan (3.73) da (3.74). Konstanta a dan b pada persamaan didapatkan dari Tabel 4.9 untuk konsekuansi pada komponen dan Tabel 4.10 untuk konsekuensi pada personil dengan fluida representatif berupa H2S.

Tabel 4.14 Component Damage Flammable Consequence Equation Constants (sumber : API RP 581)

Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
5.849	0.98	34.17	0.89	63.98	1	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.18	0.55

Hasil dari konsekuensi *flammable* pada komponen apabila terjadi kebocoran adalah:

CA_{cmd}^{flam} = 156.545 m2

Tabel 4.15 Personnal Injury Flammable Consequence Equation Constants (sumber : API RP 581)

Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
13.49	0.96	96.88	0.89	169.7	1	252.8	0.92	4.216	0.67	2.186	0.78	147.2	0.63	31.89	0.54

Hasil dari konsekuensi *flammable* pada komponen apabila terjadi kebocoran adalah:

CA_{inj}^{flam} = 443.843 m2

9. Menentukan nilai *toxic consequence*

Nilai konsekuensi fluida beracun merupakan fungsi dari release rate dan konsentrasi senyawa beracun pada fluida proses. Komponen yang dianalisa condensate storage vessel milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa tidak ada kandungan toxic component di dalam liquid condensate. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk toxic consequences. Dari persamaan (3.75) didapatkan nilai seperti dibawah ini:

CA_{inj}^{tox} = 0 m^2

10. Menentukan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences

Terdapat 2 kategori dalam menghitung nilai konsekuensi nonflammable, non-toxic untuk fluida berupa liquid yaitu steam dan acids and caustics. Karena pada fluida proses tidak ditemukan senyawa yang dikategorikan sebagai acids and caustics maka tidak perlu untuk melakukan perhitungan untuk kategori acids and caustics. Dari persamaan (3.77) didapatkan nilai seperti dibawah ini:

CA_{inj}^{nfnt} = 0 m^2

11. Menentukan nilai total luasan final component damage dan personnel injury consequences

Final konsekuensi adalah total dari konsekuensi pada komponen (CA_{cmd}) dan konsekuensi pada personil (CA_{inj}). Untuk konsekuensi pada komponen, hanya ada konsekuensi flammable oleh karena itu, nilai konsekuensi pada komponen sama dengan nilai konsekuensi flammable pada komponen.

CA_{cmd} = 156.545 m^2

Nilai konsekuensi pada personil dipengaruhi oleh beberapa tipe konsekuensi yaitu, flammable, toxic, serta non-flammable dan non-toxic. Untuk konsekuensi pada personil, hanya ada konsekuensi flammable oleh karena itu,

nilai konsekuensi pada personel sama dengan nilai konsekuensi flammable pada personel.

CA_{inj} = 443.843 m^2

Total consequence area adalah nilai maksimum dari kedua nilai tersebut. Menggunakan persamaan (3.81) didapatkan hasil final consequence area (CA) sebesar:

CA = 443.843 m^2

Perhitungan consequence of failure (COF) pada Condensate Storage Vessel 10V2103 secara detail terdapat pada,

Lampiran 3.2. Detail Perhitungan C*onsequence of Failure C*ondensate Storage Vessel 10V2103

4.4.3 Analisis Risiko dan Perencanaan Inspeksi

Resiko dihitung menggunakan persamaan 4.2 seperti berikut ini:

$$Risk = PoF \; x \; CoF \tag{4.4}$$

Dimana,
PoF = Probability of Failure
CoF = Consequence of Failure

Resiko didapatkan dari hasil perkalian probabilitas kegagalan dengan konsekuensi kegagalan. Penentuan tingkat resiko dilakukan dengan membandingkan nilai resiko yang didapatkan dengan *risk target*. Apabila hasil perbandingan menunjukkan bahwa resiko lebih besar dari *risk target*, maka akan dilakukan langkah mitigasi. Langkah mitigasi dapat dilakukan dengan cara melakukan inspeksi sesuai dengan jadwal dan metode yang diharapkan dapat meminimalkan nilai resiko tersebut.

Analisis resiko pada tugas akhir ini, untuk *pressure vessel* dilakukan perbandingan resiko pada RBI date dengan risk target. Perhitungan risk analysis pada Condensate Storage Vessel 10V2103 secara detail terdapat pada,

Lampiran 4.2. Detail Perhitungan Risk Analysis pada *C*ondensate Storage Vessel 10V2103

Besarnya risiko pada Condensate Storage Vessel 10V2103 dapat diketahui dengan perhitungan seperti dibawah ini:

1. **Menghitung besarnya resiko pada Condensate Storage 10V2103**
   c. Menghitung besarnya risiko pada RBI date
      Risk = 1.31E-05 *x* 443.843
      = 5.81E-03

   d. Menghitung besarnya risiko pada RBI date
      Risk = 1.61E-05 *x* 443.843
      = 7.15E-03

2. Level Risiko

Kategori level risiko ditentukan dari hasil PoF dan CoF dengan menggunakan matriks risiko dan Tabel 4.1M API RBI 581 Annex 1, maka tingkat risiko dapat dikategorikan.

Tabel 4.16 Numerical Value Associated with POF and Area based COF Categories (sumber : API RP 581)

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage F. Range	Category	Range (m^2)
1	$P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-05	$D_{f\text{-}total} \leq 1$	**A**	CA $\leq$ 9.29
2	3.06E-05 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	1 < $D_{f\text{-}total} \leq 1$	**B**	9.29 < CA $\leq$ 92.9
3	3.06E-04 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	10 < $D_{f\text{-}total} \leq 10$	**C**	92.9 < CA $\leq$ 929
4	3.06E-03 < $P_f(t,I_E) \leq$ 3.06E-	1000 < $D_{f\text{-}total} \leq$	**D**	929 < CA $\leq$ 9290
5	$P_f(t,I_E)$ > 3.06E-02	$D_{f\text{-}total} > 1$	**E**	CA > 9290

Pada Condensat Storage Vessel 10V2103 hasil level risiko yang di dapatkan adalah sebegai berikut:

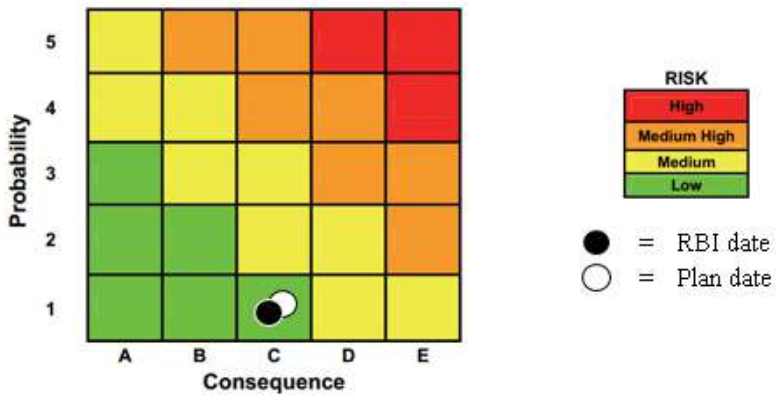
RBI date,

Probability Category : 1
Consequence Category : C
Risk ranking : 1C (Low Risk)

RBI plan date,

Probability Category : 1
Consequence Category : C
Risk ranking : 1C (Low Risk)

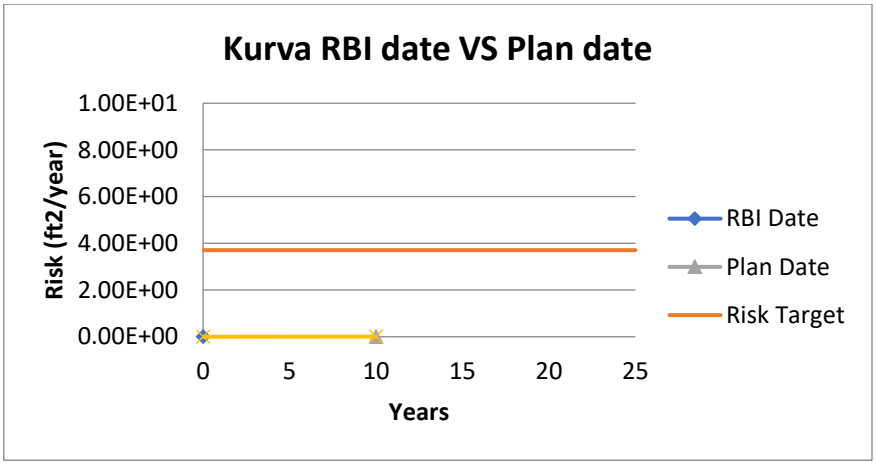
Berdasarkan nilai tersebut maka didapatkan matriks risikonya yang ditunjukkan oleh Gambar 4.3 dengan PoF sebagai sumbu vertical dan CoF sebagai sumbu horizontal. Didapatkan kategori risiko **Low Risk** pada RBI date dan **Low Risk** pada RBI plan date.



Gambar 4.3 Level Risiko pada *Condensate Storage Vessel* 10V2103 (sumber : Data Penulis)

3. Target Inspection Date

Target inspection date didapatkan dari perpotongan kurva resiko pada RBI date dengan kurva risk target. Gambar kurva 4.4 di bawah ini menunjukkan perbandingan antara RBI date dengan target date.



Gambar 4.4 Kurva Perbandingan Risiko Area *Condensate Storage Vessel* 10V2103 (sumber : Data Penulis)

Dalam menentukan target date, digunakan nilai risk 40ft2/yr (3.71 m2/yr) untuk menentukan tahun inspection date. Target inspection date dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai pada tabel 4.17 di bawah ini.

Tabel 4.17 Plotting Risiko pada *Condensate Storage Vessel* 10V2103 (sumber : Data Penulis)

Data	Date	Age	Risk (m^2/yr)
RBI Date	21/03/2020	0	5.81E-03
Risk Target	?	?	3.71
Plan Date	11/2/2027	10	7.15E-03

Usia risk target dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai di atas.

$$\frac{y - y_1}{y_2 - y_1} = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}$$

$$\frac{y - 0}{10 - 0} = \frac{3.71 - 5.81E - 05)}{(7.15E - 05) - (5.81E - 05)}$$

$$\frac{y - 0}{10} = \frac{3.708}{(1.33E - 03)}$$

y = 27819.039

Untuk memastikan integritas equipment, semua tipe pressure containing equipment harus diperiksa pada interval / frekuensi yang disediakan

berdasarkan hasil inspeksi berbasis risiko, standart yang direkomendasikan, atau peraturan pemerintah.

API RP 510 telah memberikan rekomendasi untuk interval inspeksi maksimum untuk pressure vessel. 5 tahun adalah interval maksimal untuk melakukan inspeksi eksternal untuk bejana tekan. Sedangkan untuk melakukan inspeksi internal, 10 tahun adalah interval maksimal. Sehingga dengan mengacu pada rekomendasi standart didapatkan target inspection date yaitu pada tanggal 11 Februari 2027.

4. Rekomandasi

Tabel 4.18 Rencana Inspeksi pada *Condensate Storage Vessel* 10V2103
(sumber : Data Penulis)

Damage Factor	Inspection Effectiveness	Kegiatan Inspeksi	Tangal Inspeksi
Local Thinning Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	For the total suspect area: >75% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy	11/2/2027
External Corrosion Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit	11/2/2027

Metode inspeksi yang direkomendasikan untuk masing-masing faktor kerusakan (damage factor) secara detail dapat dilihat pada **Lampiran 4.**

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari hasil analisis RBI pada Condensate Separator 10V2102 dan Condensate Storage Vessel 10V2103 adalah:

1. Dari analisa yang sudah dilakukan, berikut adalah hasil dari nilai *damage factor*, *probability of failure* dan *consequence of failure* dari *condensate separator* 10V2102 dan *condensate storage vessel* 10V2103 (condensate system).

	RBI date		RBI plan date		CoF (m^2)
	DF	PoF	DF	PoF	
Condensate Separator 10V2102	0.456834	1.40E-05	1.511566	4.63E-05	144.032
Condensate Storage Vessel 10V2103	0.426637	1.31E-05	0.526190	1.61E-05	443.843

2. Besarnya hasil perkalian dari *probability of failure* dan *consequence of failure* didapatkan nilai risiko pada *condensate separator* 10V2102 dan *condensate storage vessel* 10V2103, yaitu didapatkan hasil dengan range antara 2.02E-03 m2/year sampai dengan 7.15E-03 m2/year. Besarnya risiko untuk seluruh equipment yang dianalisis bila dimasukan kedalam matriks risiko memili kategori risiko low risk dan medium risk yang merupakan tingkat risiko yang dapat diterima. Secara detail ditunjukkan pada tabel dibawah ini:

	RBI date		Risk (m^2/yr)	RBI plan date		Risk (m^2/yr)
	PoF	CoF (m^2)		PoF	CoF (m^2)	
Condensate Separator 10V2102	1.40E-05	144.032	2.02E-03	4.63E-05	144.032	6.67E-03
	1	C		2	C	
	1C			2C		
Condensate Storage Vessel 10V2103	1.31E-05	443.843	5.81E-03	1.61E-05	443.843	7.15E-03
	1	C		1	C	
	1C			1C		

3. Metode dan jadwal inspeksi yang didapatkan berdasarkan hasil analisa risiko untuk equipment *condensate separator* 10V2102 dan *condensate storage vessel* 10V2103 adalah sebagai berikut:
   a. Metode Inspeksi
      Metode inspeksi yang diharapkan dapat diaplikasikan pada equipment yang dianalisa yaitu *Visual Testing, Ultrasonic Testing (UT), Radiography Test (RT), Eddy Current Test* dan *Magnetic Particle Inspection*.

b. Jadwal Inspeksi

Untuk memastikan integritas equipment, semua tipe pressure containing equipment harus dilakukan inspeksi pada interval yang disediakan berdasarkan hasil inspeksi berbasis risiko, standart yang direkomendasikan, atau peraturan pemerintah. Berdasarkan hasil perhitungan inspection date dari kedua equipment yang dianalisa didapatkan hasil tahun yang melebihi rekomendasi dari standart. Oleh karna itu, untuk menentukan inspection date mengikuti rekomendasi standart API RP 510 telah memberikan rekomendasi untuk interval inspeksi maksimum untuk pressure vessel. 5 tahun adalah interval maksimal untuk melakukan inspeksi eksternal untuk. Sedangkan untuk melakukan inspeksi internal, 10 tahun adalah interval maksimal. Sehingga didapatkan tanggal inspeksi 2 April 2026 untuk *Consendate Seperator* 10V2102 dan 11 Februari 2027 *Consendate Stoage Vessel* 10V2103.

5.2 Saran

1. Penggunaan metode RBI dalam menentukan risiko tidak secara langsung menurunkan tingkat risiko, sehingga tetap perlu adanya trial & error dengan sering melakukan pengawasan terhadap equipment untuk mendapatkan data yang update sehingga factor ketidak pastian berkurang.
2. Memperbaiki sistem pendataan inspeksi agar lebih baik karena hal ini sangat di butuhkan untuk mendapatkan hasil penetuan tingkat resiko yang akurat.
3. Pengukuran ketebalan pada equipment dilakukan pada titik yang berbeda-beda sehingga menimbulkan data yang kurang akurat. Pihak perusahaan seharusnya melakukan pengukuran pada lokasi titik yang sama.

DAFTAR PUSTAKA

API Recommended Practice 581, Risk Based Inspection Technology, 3rd Edition, Washington, D.C: API Publishing Services, 2016.

API Recommended Practice 580, Risk Based Inspection, 3rd Edition, Washington, D.C: API Publishing Services, 2016.

API Recommended Practice 510, Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration, 10th Edition, Washington, D.C: API Publishing Services, 2014.

API Recommended Practice 572, Inspection of Pressure Vessels (Towers, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers), 2nd Edition, Washington, D.C: API Publishing Services, 2001.

Eugene F. Megyesy, 2001, Pressure Vessel Handbook, 12th edition

Hasil studi gas bumi pada sistem perpipaan Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (lemigas), 2008

Teknik Produksi Migas, Proses Produksi Migas, Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia, 2013

Pierre, Roberge R. 2007. Corrosion Inspection and Monitoring. USA: John Wiley & Sons, Inc

Shishesaz M.R., Bajestani M.N., Hashemi S.J, 2012. Comparison of API 510 Pressure Vessel Inspectin Planning with API 581 Risk Based Inspection Planning Approaches.

K. Elaya Perumal, 2014. Corrosion Risk Analysis Risk Based Inspection a Case Study Concerning a Condensate Pipeline.

Salmani N., Fatehi R., Azin R., 2019. On the Liquid Condensate Vertical Migration Near the Production Well of Gas-Condensate Reservoirs.

James Tinambunan dan Sulistijono, 2013, Analisis Resiko Pressure Vessel dengan Risk Based Inspection API 581 dan Studi Eksperimental Karakteristik Korosi Bahan Shell Pressure Vessel pada Media Gas H2S di HESS (Indonesia, Pangkah) Ltd.

Intan Karismwati, 2015. Penilaian Risiko dan Perencanaan Inspeksi Pada Pressure Vessel dengan Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI)

D. Arina W.L. 2016. Analisis Remaining Life dan Penjadwalan Program Inspeksi pada Pressure Vessel dengan Menggunakan Metode Risk Based Inspection (RBI)

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 1

General Data and Specification

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 1.1

General Data and Specification

General Data Equipment

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi
	Lampiran 1.1. General Data Equipment

Tabel 1.1.1 Data *Condensate Separator* 10V2102		
Basic Data	**Value**	
Equipment Name	: Condensate Separator	
Vessel Type	: Process Vessel	
Serial No.	: 10V2102	
Size	: 1500 mm(ID) x 3500 mm T/T	
Volume of Fluid	: -	
Year Built	: 2013	
Design Code	: ASME Sec. VIII Div.2	
Liquid Category	: Condensate	
Liquid Phase	: Liquid	
Cladding	: No	
Coating	: Painting	
Joint Efficiency	: 1	
Material of Shell	: Carbon steel SA516-70	
Design Pressure	: 1500	Kpa
	: 217.556	psig
Design Temperature	: 70	^{o}C
	: 158	^{o}F
Operating Pressure	: 350	Kpa
	: 50.763	psig
Operating Temperature	: 51	^{o}C
	: 123.80	^{o}F
Thickness	: 19.7	mm
	: 0.775	inch
Minimum Wall Thicknessper Code	: 16.026	mm
	: 0.630	inch
Corrosion Allowance	: 1.25	mm
	: 0.049	inch

Table of Conversion :			
1 inch^2	=	0.000645	m^2
1 m^2	=	6.290	BBLS
1 psi	=	6.895	Kpa
1 lb/ft^3	=	16.018	kg/m^3

Tabel 1.1.2 Data *Condensate Storage Vessel 10V2103*		
Basic Data	**Value**	
Equipment Name	: Condensate Storage Vessel	
Vessel Type	: Storage Vessel	
Serial No.	: 10V2103	
Size	: 2000 mm(ID) x 5000 mm T/T	
Volume of Fluid	: -	
Year Built	: 2014	
Design Code	: ASME Sec. VIII Div.2	
Liquid Category	: Condensate	
Liquid Phase	: Liquid	
Cladding	: No	
Coating	: Painting	
Joint Efficiency	: 1	
Material of Shell	: Carbon steel SA516-70	
Design Pressure	: 1500	Kpa
	: 217.556	psig
Design Temperature	: 70	^{o}C
	: 158	^{o}F
Operating Pressure	: 5	Kpa
	: 0.725	psig
Operating Temperature	: 13	^{o}C
	: 55.399	^{o}F
Thickness	: 19.4	mm
	: 0.763	inch
Minimum Wall Thicknessper Code	: 16.332	mm
	: 0.643	inch
Corrosion Allowance	: 1.25	mm
	: 0.049	inch

Table of Conversion :			
1 inch^2	=	0.000645	m^2
1 m^2	=	6.290	BBLS
1 psi	=	6.895	Kpa
1 lb/ft^3	=	16.018	kg/m^3

TAG NUMBER	10V2102
SERVICE	CONDENSATE SEPARATOR
SIZE	1500 mm ID x 3500 mm T/T
DESIGN PRESS. (MAX./MIN.)	1500 kPag/FULL VACUUM
DESIGN TEMP. (MAX./MIN.)	70°C/0°C
OPERATING (PRESS./TEMP.)	350 kPag/5°C

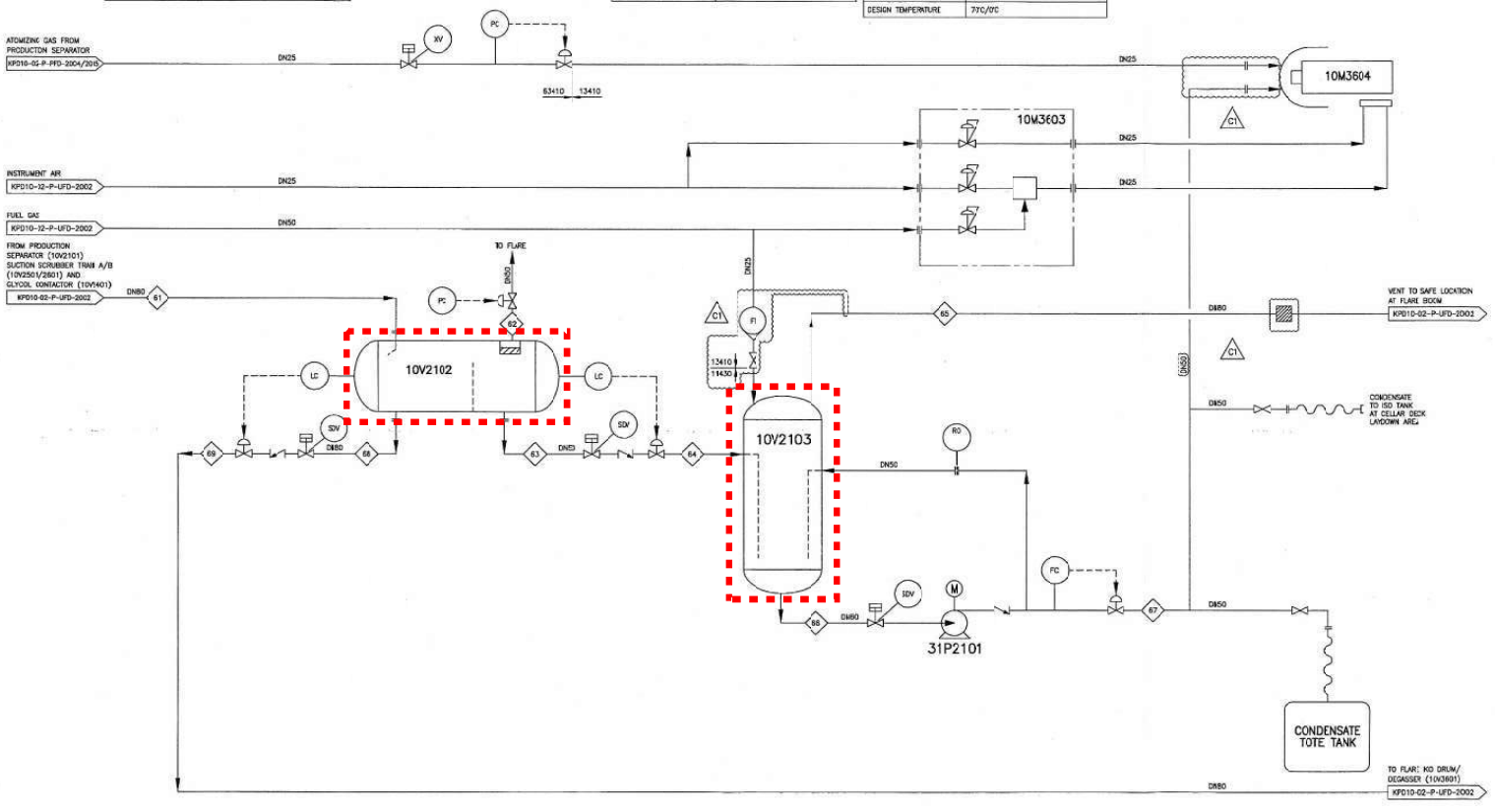
TAG NUMBER	10M3603
SERVICE	LIQUID FLARE IGNITION PACKAGE
TYPE	FLAME FRONT GENERATOR

TAG NUMBER	10V2103
SERVICE	CONDENSATE STORAGE VESSEL
SIZE	2000 mm ID x 5000 mm T/T
DESIGN PRESS. (MAX./MIN.)	1500 kPag/FULL VACUUM
DESIGN TEMP. (MAX./MIN.)	70°C/0°C
OPERATING (PRESS./TEMP.)	10 kPag/3°C-AMBIENT

TAG NUMBER	14P21C1
SERVICE	CONDENSATE PUMP
CAPACITY	5 m³/h
DIFFERENTIAL PRESSURE	1148 kPa
POWER	5 kW (HOLD)
DESIGN PRESSURE	1300 kPag
DESIGN TEMPERATURE	77°C/0°C

TAG NUMBER	10M3604
SERVICE	LIQUID FLARE TIP
CAPACITY	2 m³/h

C1



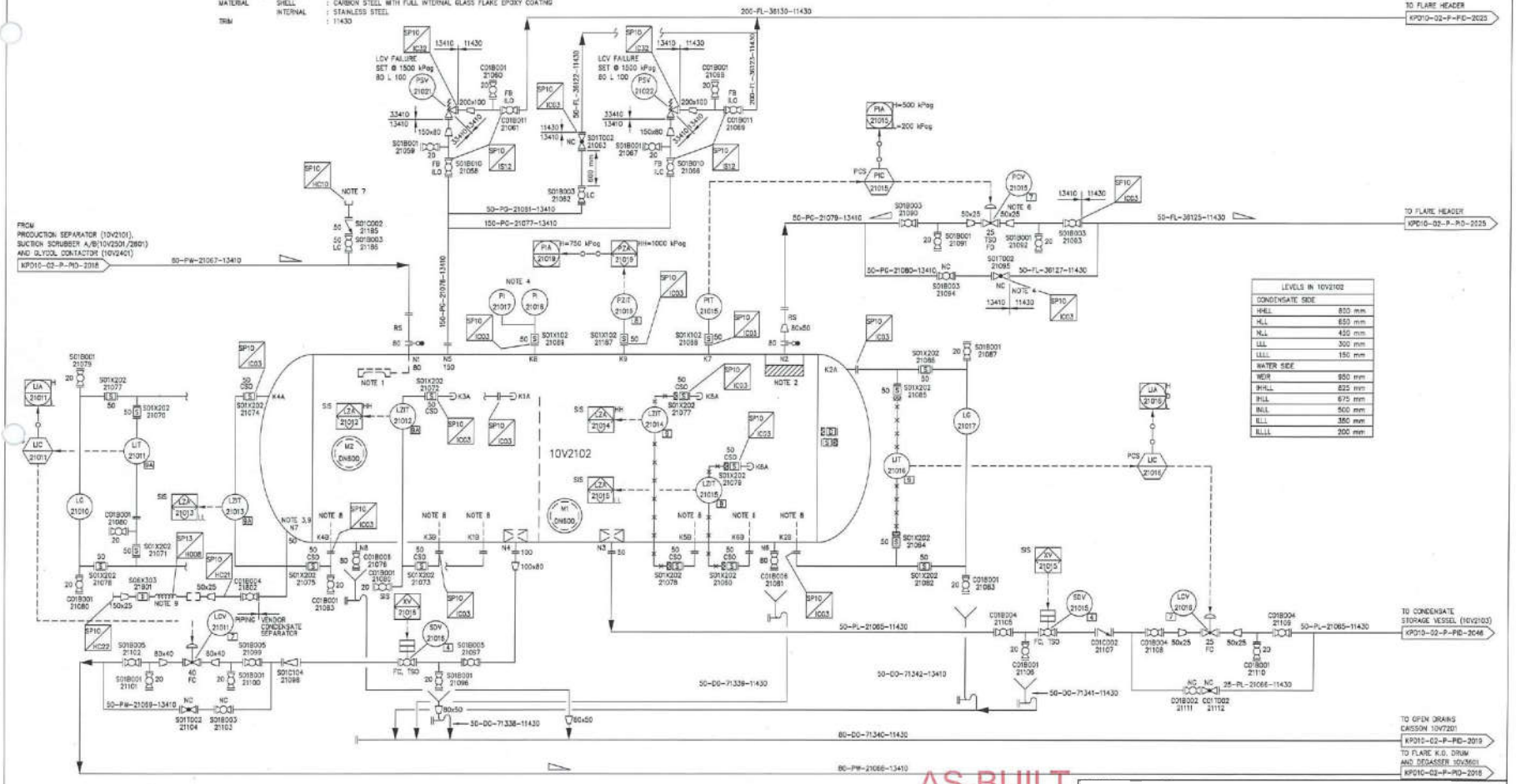
DRAWING No.	REV.	REFERENCE DRAWINGS	REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHKD	APPD	CHKD	APPD
						CONSULTANT			PCML	
			C1	APPROVED FOR CONSTRUCTION	16.12.10	FZN	DWF/VV	ABK		
			B3	APPROVED FOR BID	20.16.10	FZN	DWF/VV	ABK		

CONTRACT NO.	GD1-PRJC/PCML/P1.11/2008 R1
JOB NO.	6400
DRAWN BY	FZN
DATE	14.12.10
SCALE	N.T.S.
CHECKED	DWF/VV
DATE	15.12.10
APPROVED	ABK
DATE	16.12.10
CONSULTANT	

PROCESS FLOW DIAGRAM
CONDENSATE SEPARATOR / STORAGE VESSEL

10V2102
CONDENSATE SEPARATOR

SIZE	:	1500 mm ID x 3500 mm T/T
DESIGN PRESS. (MAX./MIN.)	:	1500 kPag/FULL VACUUM
DESIGN TEMP. (MAX./MIN.)	:	70°C/0°C
OPERATING (PRESS./TEMP.)	:	350 kPag/51°C
MATERIAL SHELL	:	CARBON STEEL WITH FULL INTERNAL GLASS FLAKE EPOXY COATING
MATERIAL INTERNAL	:	STAINLESS STEEL
TRIM	:	11430

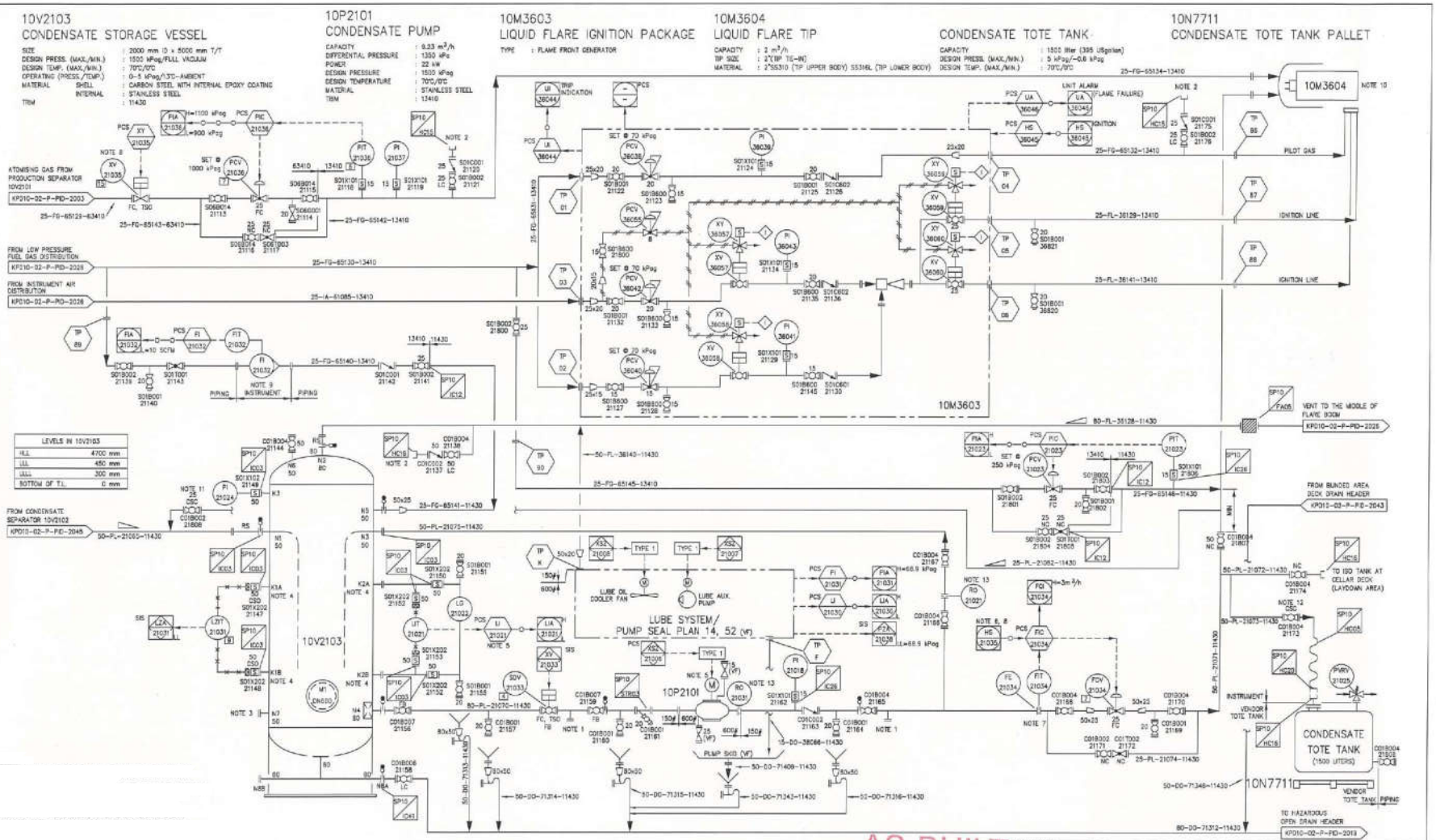


AS-BUILT

DRAWING No.	REV.	REFERENCE DRAWINGS	REV.	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHKD	APPD	CHKD	APPD
	00	AS BUILT			05.05.15	TH	IW	IS	EDS	MBS
						PTM			PCML	

CONTRACT NO.	5700000377	
JOB NO.	R3215	
DRAWN BY	TH	
DATE	05.05.15	
SCALE	NTS	
CHECKED	IW	EDS
DATE	06.05.15	13.05.15
APPROVED	IS	MBS
DATE	06.05.15	13.05.15
	PTM	

CONDENSATE SEPARATOR PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM


10V2103
CONDENSATE STORAGE VESSEL
SIZE : 2000 mm ID x 5000 mm T/T
DESIGN PRESS. (MAX./MIN.) : 1500 kPag/FULL VACUUM
DESIGN TEMP. (MAX./MIN.) : 70°C/0°C
OPERATING (PRESS./TEMP.) : 0~5 kPag/13°C~AMBIENT
MATERIAL SHELL : CARBON STEEL WITH INTERNAL EPOXY COATING
INTERNAL : STAINLESS STEEL
TRIM : 11430
10P2101
CONDENSATE PUMP
CAPACITY : 9.23 m³/h
DIFFERENTIAL PRESSURE : 1350 kPa
POWER : 22 kW
DESIGN PRESSURE : 1500 kPag
DESIGN TEMPERATURE : 70°C/0°C
MATERIAL : STAINLESS STEEL
TRIM : 13410
10M3603
LIQUID FLARE IGNITION PACKAGE
TYPE : FLAME FRONT GENERATOR
10M3604
LIQUID FLARE TIP
CAPACITY : 2 m³/h
TIP SIZE : 2"(TIP TIP-IN)
MATERIAL : 2"SS310 (TIP UPPER BODY) SS316L (TIP LOWER BODY)
CONDENSATE TOTE TANK
CAPACITY : 1500 liter (395 USgallon)
DESIGN PRESS. (MAX./MIN.) : 5 kPag/-0.6 kPag
DESIGN TEMP. (MAX./MIN.) : 70°C/0°C
10N7711
CONDENSATE TOTE TANK PALLET
LEVELS IN 10V2103
HLL 4700 mm
LLL 450 mm
LLLL 300 mm
BOTTOM OF T.L. 0 mm
LUBE SYSTEM/
PUMP SEAL PLAN 14, 52 (VF)
10V2103
10P2101
10M3603
10M3604
10N7711
CONDENSATE TOTE TANK
(1500 LITERS)
AS-BUILT
CONDENSATE STORAGE VESSEL AND PUMP
PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM
CONTRACT NO. 5700000377
JOB NO. R3215
DRAWN BY TH
DATE 21.04.15
SCALE NTS
CHECKED IW EDS
DATE 22.04.15 29.04.15
APPROVED IS MBS
DATE 22.04.15 29.04.15
00 AS BUILT 21.04.15 TH IW IS EDS MBS
DRAWING No. REV. REFERENCE DRAWINGS REV. DESCRIPTION DATE DRAWN CHKD APPD CHKD APPD
PTMI PCML
PTMI PCML

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 1.2

General Data and Specification

Fluid Chemical Composition and Properties

Halaman ini sengaja dikosongkan

1 Fluid Properties of Condensate Separator 10V2102

Tabel 1.2.1 Heat and Material Balance of Condensate Separator 10V2102

Steam Number	Steam Description	Composition	Amount	Unit
61	Inlet to Condensate Separator 10V2012	H2S	0.000000	% mole
		CO2	0.000051	% mole
		Nitrogen	0.000004	% mole
		Methane	0.000058	% mole
		Ethane	0.000001	% mole
		Propane	0.000001	% mole
		i-Butane	0.004003	% mole
		n-Butane	0.004003	% mole
		i-Pentane	0.004003	% mole
		n-Pentane	0.002160	% mole
		n-Hexane	0.001982	% mole
		n-Heptane	0.000000	% mole
		H2O	0.983734	% mole
		Vapour Fraction	0.000144	---
		Temperature	50.99	C
		Pressure	350	Kpa
		Mass Flow	14266.24	kg/h
		Molecular Weight	18.81	---
		Mass Density	912.18	kg/m3
		Mass Heat of Vaporisation	2460.77	kJ/kg
		Mass Heat Capacity	4.2149	kJ/kg.C
		** Liquid Phase **		
		Mass Flow	815.86	kg/h
		Liquid Volume Flow	201.72	barrel/d
		Actual Volume Flow	1.43	m3/h
		Molecular Weight	66.71	---
		Mass Density	570.05	kg/m3
		Viscosity	0.16	cP
		Kinematic Viscosity	0.28	cSt
		Surface Tension	10.44	dyne/cm
		Mass Heat Capacity	2.48	kJ/kg.C
		Thermal Conductivity	0.09	W/m.K

2 Fluid Properties of Condensate Storage Vesel 10V2103

Tabel 1.2.2 Heat and Material Balance of Condensate Storage Vessel 10V2103				
Steam Number	**Steam Description**	**Composition**	**Amount**	**Unit**
64	Inlet to Condensate Storage Vessel 10V2013	H2S	0.000000	% mole
		CO2	0.001116	% mole
		Nitrogen	0.000115	% mole
		Methane	0.002643	% mole
		Ethane	0.000056	% mole
		Propane	0.000089	% mole
		i-Butane	0.245081	% mole
		n-Butane	0.245856	% mole
		i-Pentane	0.247182	% mole
		n-Pentane	0.133505	% mole
		n-Hexane	0.122778	% mole
		n-Heptane	0.000000	% mole
		H2O	0.001569	% mole
		Vapour Fraction	0.270569	---
		Temperature	13.07	C
		Pressure	5.00	Kpa
		Mass Flow	815.86	kg/h
		Molecular Weight	66.71	---
		Mass Density	11.26	kg/m3
		Mass Heat of Vaporisation	437.44	kJ/kg
		Mass Heat Capacity	2.0581	kJ/kg.C
		** Liquid Phase **		
		Mass Flow	618.58	kg/h
		Liquid Volume Flow	150	barrel/d
		Actual Volume Flow	0.99	m3/h
		Molecular Weight	68.78	---
		Mass Density	619.50	kg/m3
		Viscosity	0.23	cP
		Kinematic Viscosity	0.38	cSt
		Surface Tension	15.00	dyne/cm
		Mass Heat Capacity	2.20	kJ/kg.C
		Thermal Conductivity	0.10	W/m.K

HEAT AND MATERIA. BALANCE
CONDENSATE SYSTEM

STREAM NUMBER	UNITS	61	62	63	64	65	66	67	68
STREAM DESCRIPTION		Inlet to Condensate Separator 10V2102 (Note 1,2)	Condensate Separator Gas Out	Condensate Separator Liquid Out (Note 2)	Inlet to Condensate Storage Vessel (Note 2)	Condensate Stoage Vessel Gas Out	Condensate Pump 10P2101 Suction (Note 3)	Condensate Pump 10P2111 Discharge	Condensate Separator Water Out
** MIXTURE**									
Component Molar Fraction									
H2S		0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
CO2		0.000051	0.022908	0.001116	0.001116	0.001943	0.000967	0.000967	0.000033
Nitrogen		0.000004	0.012505	0.000115	0.000115	0.000424	0.000001	0.000001	0.000001
Methane		0.000058	0.105493	0.002643	0.002643	0.009595	0.000065	0.000065	0.000000
Ethane		0.000001	0.000531	0.000056	0.000056	0.000186	0.000008	0.000008	0.000000
Propane		0.000001	0.000286	0.000089	0.000089	0.000225	0.000038	0.000038	0.000000
I-butane		0.000003	0.350454	0.245081	0.245081	0.401431	0.184859	0.184859	0.000000
nButane		0.000003	0.272487	0.245866	0.245866	0.321630	0.215537	0.215537	0.000000
I-Pentane		0.000003	0.124987	0.247182	0.247182	0.159021	0.279961	0.279961	0.000000
nPentane		0.002160	0.053759	0.133505	0.133505	0.066087	0.158512	0.158512	0.000000
nHexane		0.001982	0.018807	0.122778	0.122778	0.019344	0.161145	0.161145	0.000000
nHeptane		0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
H2O		0.983734	0.027983	0.001569	0.001569	0.000514	0.000106	0.000106	0.999967
Vapour fraction	---	0.000144	1.000000	0.000000	0.270569	1.000000	0.000000	0.000000	0.000000
Temperature	C	50.99	50.99	50.99	13.07	13.07	13.07	13.67	50.99
Pressure	kPag	350.00	350.00	350.00	5.00	5.40	5.00	1000.00	350.00
Mass Flow	kg/h	14264.24	5.99	815.86	815.86	202.28	613.58	613.58	13444.39
Molecular Weight	---	18.11	54.87	66.71	66.71	61.13	68.78	68.78	18.02
Mass Density	kg/m3	912.18	10.06	570.05	11.26	2.83	619.50	620.21	987.60
Mass Heat Of Vapourisaion	kJ/kg	2460.77	679.25	378.06	437.44	506.58	401.10	403.06	2452.26
Mass Heat Capacity	kJ/kg-C	4.2149	1.8540	2.4795	2.0581	1.6340	2.1979	2.1959	4.3213
** GAS PHASE **									
Mass Flow	kg/h	5.99	5.99	---	202.28	20228	---	---	---
Std GasFlow	MSm3/d	0.0031	0.0001	---	0.0019	0.0019	---	---	---
Std GasFlow	MMSCFD	0.042	0.002	---	0.066	0.066	---	---	---
Actual Gas Flow	ACT_m3/h	0.60	0.60	---	71.47	71.47	---	---	---
Molecular Weight	---	54.47	54.87	---	61.13	61.13	---	---	---
Z Factor	---	0.9134	0.9134	---	0.9651	0.9651	---	---	---
Viscosity	cP	0.0088	0.0088	---	0.0069	0.0069	---	---	---
Mass Density	kg/m3	10.06	10.06	---	2.83	2.83	---	---	---
Cp/Cv (Gamma)	---	1.1263	1.1263	---	1.1032	1.1032	---	---	---
Mass Heat Capacity	kJ/kg-C	1.8540	1.8540	---	1.6340	1.6340	---	---	---
ThermalConductivity	W/m-K	0.0196	0.0196	---	0.0142	0.0142	---	---	---
** HC LIQUID PHASE **									
Mass Flow	kg/h	815.86	---	815.86	613.58	---	613.58	613.58	---
Liquid Vol Flow @Std Cond	barrel/day	201.72	---	201.72	150.00	---	150.00	150.00	---
Actual Volume Flow	m3/h	1.43	---	1.43	0.99	---	0.99	0.99	---
Molecular Weight	---	66.71	---	66.71	66.78	---	68.78	68.78	---
Mass Density	kg/m3	570.05	---	570.05	619.50	---	619.50	620.21	---
Viscosity	cP	0.15	---	0.15	0.23	---	0.23	0.23	---
Kinematic Viscosity	cSt	0.28	---	0.28	0.38	---	0.38	0.38	---
Surface Tension	dyne/cm	10.44	---	10.44	15.00	---	15.00	14.93	---
Mass Heat Capacity	kJ/kg-C	2.48	---	2.48	2.20	---	2.20	2.20	---
Thermal Conductivity	W/m-K	0.09	---	0.09	0.10	---	0.11	0.10	---
** AQUEOUS PHASE **									
Mass Flow	kg/h	13444.39	---	---	---	---	---	---	13444.39
Liquid Vol Flow @Std Cond	barrel/day	1999.86	---	---	---	---	---	---	1999.86
Actual Volume Flow	m3/h	13.61	---	---	---	---	---	---	13.61
Molecular Weight	---	18.02	---	---	---	---	---	---	18.02
Mass Density	kg/m3	987.60	---	---	---	---	---	---	987.60
Viscosity	cP	0.5351	---	---	---	---	---	---	0.5351
Kinematic Viscosity	cSt	0.5418	---	---	---	---	---	---	0.5418
Surface Tension	dyne/cm	67.56	---	---	---	---	---	---	67.56
Mass Heat Capacity	kJ/kg-C	4.3213	---	---	---	---	---	---	4.3213
Thermal Conductivity	W/m-K	0.6443	---	---	---	---	---	---	0.6443

REV	DESCRIPTION	DATE	DRAWN	CHKD	APPD	CHKD	APPD
C1	APPROVED FOR CONSTRUCTION	16.12.10	MP	VA / VV	ABK		
B2	APPROVED FOR BID	09.12.10	IRW	VA / VV	ABK		
B1	ISSUED FOR BID	28.10.10	IRW	VA / VV	ABK		
A1	ISSUED FOR REVIEW	18.10.10	IRW	VA / VV	ABK		

CONSULTANT

DRAWING No. | REV | REFERENCE DRAWINGS

CONTRACT NO.	001-PRJC/PDM/PT.SC/0008R1
JOB NO	6400
DRAWN/BY	IRW
DATE	14.12.10
SCALE	N.T.S.
CHECKED	AK / VV
DATE	14.12.10
APPROVED	ABK
DATE	14.12.10

CONSULTANT

HEAT AND MATERIAL BALANCE
CONDENSATE SYSTEM

CAD FILE | AREA | LOCATION | DISCIPLINE | DRAWING NO. | SHEET NO/REV.

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 1.3

General Data and Specification

Damage Factor Screening Question

Halaman ini sengaja dikosongkan

Tabel 1.3.1 Damage Factor Screening for Condensate Separator 10V2102			
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**	**Yes/No**
1.	Thining	All component should be checked for thining	Yes
2.	Component Lining	If the component has organic or inorganic lining, then the component should be evaluated for lining damage.	No
3.	SCC Damage Factor-Caustic Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains caustic in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to caustic	No
4.	SCC Damage Factor-Amine Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and process environment contains acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, MDEA, etc.) in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to amine cracking.	No
5.	SCC Damage Factor-Sulfide Stress Cracking	If the component's material of construction contains is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H2S in any concentration, then the component should be evaluated to Sulfide Ctress Cracking (SCC).	No
6.	SCC Damage Factor HIC/SOHIC-H2S	If the component's material of construction contains is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H2S in any concentration, then the component should be evaluated to HIC/SOHIC-H2S cracking.	No
7.	SCC Damage Factor-Alkaline Carbonate Stress Corrosion Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains alkaline water at pH>7.5 in any concentration, the the component should be evaluated to ACSCC.	No

Tabel 1.3.1 Damage Factor Screening for Condensate Separator 10V2102			
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**	**Yes/No**
		Another trigger would be changes in FCCU feed sulfurr and nitrogen contents particularly when feed changes have reduced sulfur (low sulfur feeds or hydroprocessed feeds) or increased nitrogen.	
8.	SCC Damage Factor-Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking	If the component's material of construction is an austenitic stainless steel or nickel based alloys and the components is wxposed to sulfur bearing compunds, then the component should be evaluated for susceptibility to PASCC	No
9.	SCC Damage Factor-Chloride Stress Corrosion Cracking	If **ALL** of the following are true, then the component should evaluated for suscepibility to CLSCC cracking:	No
		a. The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b. The component is exposed or potentially exposed to chlorides and water also considering upsets and hydrotest water remaining in component, and cooling tower drift (consider both under insulation and process conditions).	
		c. The operating temperature is above 38^{o} C (100^{o}F)	
10.	SCC Damage Factor-Hydrogen Stress Cracking-HF	If the component's material of construction is ccarbon or low alloy steel and the component is exposed too hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HSC-HF.	No
11.	SCC Damage Factor HIC/SOHIC-HF	If the component's material of construction is ccarbon or low alloy steel and the component is exposed too hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HIC/SOHIC-HF.	No
12.	External Corrosion Damage Factor	If the component is un-insulated and subject to any of the following , then the component should be evaluated for external damage from corrosion.	Yes

Tabel 1.3.1 Damage Factor Screening for Condensate Separator 10V2102				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
		a.	Areas exposed to mist overspray from cooling towers.	
		b.	Areas exposed to steam vents	
		c.	Areas exposed to deluge system	
		d.	Areas subject to process spills, ingress of moisture, or acid vapors.	
		e.	Carbon steel system, operatinng between -12oC and 177oC (10oF and 350oF). External corrosion is particularly aggressive where operating temperatures cause frequent or continuous condensation and re-evaporation of atmospheric moisture.	
		f.	Systems that do not operating in normally temperature between -12oC and 177oC (10oF and 350oF) but cool or heat into this range intermitterntly or are subjected to frequent outages.	
		g.	Systems with deteoriated coating and/or wrappings	
		h.	Cold service equipment consistently operating below the atmospheric dew point.	
		i.	Un-insulated nozzles or other prostrusions components of insulated equipment in cold service conditions.	
13.	Corrosion Under Insulation Damage Factor-Ferritic Commponent	The criteria can be seen at the API 581 Part 2 of POF Section 16.3		No
14.	External Chloride Stress Corrosion Cracking Damage Factor-Austenitic Component	If **ALL** of the following are true, then the component should evaluated for suscepibility to CLSCC:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The component external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids.	
		c.	The operating temp. is between 50 C and 150 C , or the system heats or cools into this range intermittently.	

Tabel 1.3.1 Damage Factor Screening for Condensate Separator 10V2102				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
15.	External Chloride Stress Corrosion Cracking Under Insulation Damage Factor-Austenitic Component	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to CUI CLSCC:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The component is insulated	
		c.	The component external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids.	
		d.	The operating temperature is between 50^{o}C and 150^{o}C (120^{o}F and 300^{o}F) , or the system heats or cools into this range intermittently.	
16.	High Temperature Hydrogen Attack Damage Factor	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to HTHA:		No
		a.	The material is carbon steel, C-1/2Mo, or a CrMo low alloy steel (such as 1/2Cr-1/2Mo, 1Cr-1/2Mo, 11/4Cr-1/2Mo, 21/4Cr-1Mo, 3Cr-1Mo, 5Cr-1Mo, 7Cr-1Mo, 9Cr-1Mo).	
		b.	The operating temperature is greater than 177^{o}C (350^{o}F).	
		c.	The operating hydrogen partial presssure is greater than 0.345 Mpa (50 psia).	
17.	Brittle Fracture Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to brittle fracture:		No
		a.	The material is carbon steel or low alloy steel (see Table 20.1).	
		b.	If Minimum Design Metal Temperature (MDMT), T_{MDMT}, or Minimum Allowable Metal Temperature (MAT), T_{MAT}, is unknown, or the component is known to operate at below MDMT or MAT under normal or upset conditions.	

Tabel 1.3.1 Damage Factor Screening for Condensate Separator 10V2102				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
18.	Low Alloy Steel Embrittlement Damage Factor	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to low alloy steel embrittlement:		No
			The material is 1Cr--0.5Mo, 1.25Cr-0.5Mo, or 3Cr-1Mo low alloy steel.	
			The operating temperature is between 343°C and 577°C (650°F and 1070°F).	
19.	885°F Embrittlement Damage Factor	If BOTH of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to 885°F embrittlemet:		No
		a.	The material is high chromium (>12% Cr) ferritic steel	
		b.	The operating temperature is between 371°C and 566°C (700°F and 1050°F).	
20.	Sigma Phase Embrittlement Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to sigma phase embrittlemet:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The operating temperature is between 593oC and 927oC (1100oF and 1700oF).	
21.	Piping Mechanical Fatigue Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to mechanical fatigue:		No
		a.	The component is pipe	
		b.	There have been past fatigue failure in this piping system or there is visible/audibble shaking in this piping system or there is a source of cyclic vibration within approximately 15.24 meters (50 feet) and connected to the piping (directly or indirectly via structure). Shaking and source of shaking can be continuous or intermittent.Transient conditions often cause intermittent virbration.	

Tabel 1.3.2 Damage Factor Screening for Condensate Storage Vessel 10V2103			
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**	**Yes/No**
1.	Thining	All component should be checked for thining	Yes
2.	Component Lining	If the component has organic or inorganic lining, then the component should be evaluated for lining damage.	No
3.	SCC Damage Factor-Caustic Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains caustic in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to caustic cracking	No
4.	SCC Damage Factor-Amine Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and process environment contains acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, MDEA, etc.) in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to amine cracking.	No
5.	SCC Damage Factor-Sulfide Stress Cracking	If the component's material of construction contains is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H2S in any concentration, then the component should be evaluated to Sulfide Ctress Cracking (SCC).	No
6.	SCC Damage Factor HIC/SOHIC-H2S	If the component's material of construction contains is carbon or low alloy steel and the process environment contains water and H2S in any concentration, then the component should be evaluated to HIC/SOHIC-H2S cracking.	No
7.	SCC Damage Factor-Alkaline Carbonate Stress Corrosion Cracking	If the component's material of construction is carbon or low alloy steel and the process environment contains alkaline water at pH>7.5 in any concentration, the the component should be evaluated to ACSCC. Another trigger would be changes in FCCU feed sulfurr and nitrogen contents particularly when feed changes have reduced sulfur (low sulfur feeds or hydroprocessed feeds) or increased nitrogen.	No

Tabel 1.3.2 Damage Factor Screening for Condensate Storage Vessel 10V2103				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
8.	SCC Damage Factor-Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking	If the component's material of construction is an austenitic stainless steel or nickel based alloys and the components is wxposed to sulfur bearing compunds, then the component should be evaluated for susceptibility to PASCC		No
9.	SCC Damage Factor-Chloride Stress Corrosion Cracking	If **ALL** of the following are true, then the component should evaluated for suscepibility to CLSCC cracking:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The component is exposed or potentially exposed to chlorides and water also considering upsets and hydrotest water remaining in component, and cooling tower drift (consider both under insulation and process conditions).	
		c.	The operating temperature is above 38^{o} C (100^{o}F)	
10.	SCC Damage Factor-Hydrogen Stress Cracking-HF	If the component's material of construction is ccarbon or low alloy steel and the component is exposed too hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HSC-HF.		No
11.	SCC Damage Factor HIC/SOHIC-HF	If the component's material of construction is ccarbon or low alloy steel and the component is exposed too hydrofluoric acid in any concentration, then the component should be evaluated for susceptibility to HIC/SOHIC-HF.		No
12.	External Corrosion Damage Factor	If the component is un-insulated and subject to any of the following , then the component should be evaluated for external damage from corrosion.		Yes
		a.	Areas exposed to mist overspray from cooling towers.	
		b.	Areas exposed to steam vents	
		c.	Areas exposed to deluge system	
		d.	Areas subject to process spills, ingress of moisture, or acid vapors.	

Tabel 1.3.2 Damage Factor Screening for Condensate Storage Vessel 10V2103				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
		e.	Carbon steel system, operatinng between 12oC and 177oC (10oF and 350oF). External corrosion is particulartly aggressive where operating temperatures cause frequent or continuous condensation and re-evaporation of atmospheric moisture.	
		f.	Systems that do not operating in normally temperature between -12oC and 177oC (10oF and 350oF) but cool or heat into this range intermitterntly or are subjected to frequent outages.	
		g.	Systems with deteoriated coating and/or wrappings	
		h.	Cold service equipment consistently operating below the atmospheric dew point.	
		i.	Un-insulated nozzles or other prostrusions components of insulated equipment in cold service conditions.	
13.	Corrosion Under Insulation Damage Factor-Ferritic Commponent	The criteria can be seen at the API 581 Part 2 of POF Section 16.3		No
14.	External Chloride Stress Corrosion Cracking Damage Factor-Austenitic Component	If **ALL** of the following are true, then the component should evaluated for suscepibility to CLSCC:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The component external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids.	
		c.	The operating temp. is between 50 C and 150 C , or the system heats or cools into this range intermittently.	
15.	External Chloride Stress Corrosion Cracking Under Insulation Damage Factor-Austenitic Component	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to CUI CLSCC:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The component is insulated	

Tabel 1.3.2 Damage Factor Screening for Condensate Storage Vessel 10V2103				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
		c.	The component external surface is exposed to chloride containing fluids, mists, or solids.	
		d.	The operating temperature is between 50°C and 150°C (120°F and 300°F) , or the system heats or cools into this range intermittently.	
16.	High Temperature Hydrogen Attack Damage Factor	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to HTHA:		No
		a.	The material is carbon steel, C-1/2Mo, or a CrMo low alloy steel (such as 1/2Cr-1/2Mo, 1Cr-1/2Mo, 11/4Cr-1/2Mo, 21/4Cr-1Mo, 3Cr-1Mo, 5Cr-1Mo, 7Cr-1Mo, 9Cr-1Mo).	
		b.	The operating temperature is greater than 177°C (350°F).	
		c.	The operating hydrogen partial presssure is greater than 0.345 Mpa (50 psia).	
17.	Brittle Fracture Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to brittle fracture:		No
		a.	The material is carbon steel or low alloy steel (see Table 20.1).	
		b.	If Minimum Design Metal Temperature (MDMT), T_{MDMT}, or Minimum Allowable Metal Temperature (MAT), T_{MAT}, is unknown, or the component is known to operate at below MDMT or MAT under normal or upset conditions.	
18.	Low Alloy Steel Embrittlement Damage Factor	If **ALL** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to low alloy steel embrittlement:		No
			The material is 1Cr--0.5Mo, 1.25Cr-0.5Mo, or 3Cr-1Mo low alloy steel.	
			The operating temperature is between 343°C and 577°C (650°F and 1070°F).	

Tabel 1.3.2 Damage Factor Screening for Condensate Storage Vessel 10V2103				
No	**Damage Factor**	**Screening Criteria**		**Yes/No**
19.	885°F Embrittlement Damage Factor	If BOTH of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to 885°F embrittlemet:		No
		a.	The material is high chromium (>12% Cr) ferritic steel	
		b.	The operating temperature is between 371°C and 566°C (700°F and 1050°F).	
20.	Sigma Phase Embrittlement Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to sigma phase embrittlemet:		No
		a.	The component's material of construction is an austenitic stainless steel.	
		b.	The operating temperature is between 593oC and 927oC (1100oF and 1700oF).	
21.	Piping Mechanical Fatigue Damage Factor	If **BOTH** of the following are true, then the component should be evaluated for susceptibiity to mechanical fatigue:		No
		a.	The component is pipe	
		b.	There have been past fatigue failure in this piping system or there is visible/audibble shaking in this piping system or there is a source of cyclic vibration within approximately 15.24 meters (50 feet) and connected to the piping (directly or indirectly via structure). Shaking and source of shaking can be continuous or intermittent.Transient conditions often cause intermittent virbration.	

LAMPIRAN 2

Probability of Failure (POF)

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 2.1

Probability of Failure (POF)

Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Separator 10V2102

Halaman ini sengaja dikosongkan

A. Perhitungan Thinning Damage Factor

1. Menentukan nilai furnished thickness, t , dan age, *age,* dari waktu instalasi equpment

Inspeksi yang pernah dilakukan oleh perusahaan adalah 1 kali. Inspeksi dilakukan pada tanggal 2 April 2016

1.1. Menghitung nilai *age*

Diasumsikan selisih antara tahun instalasi equipment dengan waktu perhitungan RBI. Seperti pada rumusan dibawah

age = *RBI assesment* - *year installation*
= 21 Maret 2020 - 2013
= 7 years

1.2. Menentukan nilai ketebalan/*thickness* (t)

t = 19.7 mm = 0.777 inch

2. Menentukan laju korosi untuk *base material* ($C_{r,bm}$)

Perhitungan laju korosi untuk base metal mengacu pada part 2 Annex 2.B, Screening laju korosi dilakukan seperti pada tabel 2.3.3 Lampiran 2.3 untuk menentukan korosi yang mungkin terjadi pada equipment. Dari hasil tersebut digunakan *CO2 corrosion* untuk menghitung laju korosi. Dengan rumusan seperti berikut:

$$Cr_{bm} = f(\mathrm{T,pH}) \cdot f_{CO2}{}^{0.62} \cdot \left(\frac{S}{19}\right)^{0.146+0.0324\, fco_2} \quad \text{(persamaan 1)}$$

dimana

C_{rbm} = Base corrosion rate (mm/y)
f(T,pH) = Temperature-pH function tabulated
f_{CO2} = CO2 fugacity
S = Shear stress yo calculate the flow velocity (Pa)

2.1. Menghitung nilai pH

$$pH = 2.5907 + 0.8668.log_{10}[T] - 0.49log_{10}[p_{CO2}] \quad \text{(persamaan 2)}$$

Dimana :

T = 51 ^{o}C
= 324 K

P_{CO2} = $\frac{nRT}{V}$ (persamaan 3)

dengan,

n	=	0.023	mole
R	=	0.082	
Vtot	=	6.18	m3
	=	6180	liter
P_{CO2}	=	9.89E-05	atm
		10.01878	Pa
		1.00E-02	Kpa

Jadi, nilai pH yang di didapat adalah

pH = 2.8686 + 0.7931 x log_{10}[51]- 0.57 x log_{10}[10.021]

= 2.8686 + 0.791 x 1,71 - 0.57 x 0.067

= 3.65 ~ 4.0

2.2 Menghitung nilai fugacity CO_2

$$log_{10}[f_{CO2}] = log_{10}[p_{CO2}] + \min[250, p_{CO2}].(0.0031-\frac{1.4}{T+273}) \quad \text{(persamaan 4)}$$

Dimana :

T	=	51	^oC
P_{CO2}	=	10.0	pa

Jadi, nilai fugacity CO2 yang didapat adalah

$\log_{10}[f_{CO2}]$ = $\log_{10}$[10.0] + min[250 , 10.0] x (0.0031 - 1.4/(324+273))

= 1.00 + 10.0 x 0.0007549

= 1.01

f_{CO2} = 10.2 bar

2.3 Menghitung nilai *flow velocity*

Untuk menghitung nilai flow velocity, API 581 merujuk kepada standart NORSOK M-506 dan kedua standart ini digunakan untuk menghitung shear stress seperti rumusan dibawah.

$$S = \frac{f.\rho m.um^2}{2} \quad \text{(persamaan 5)}$$

dimana,

ρm	=	mixture mass density
	=	570.05 kg/m3
u m	=	mixture flow velocity
	=	2.5 m/s

$$f = 0.001375\ [\ 1+\ (20000(\frac{e}{D}) + (\frac{10^6}{Re})^{0.33}]$$ (persamaan 6)

$\frac{\varepsilon}{D}$ = Relative rougness of the material

= 0.05

Berdasarkan tabel tersebut, nilai relative roughness pada material carbon steel (slighty corroded) berada pada nilai 0.05-0.15

Material	Absolute Roughness (mm)
Copper, Lead, Brass, Aluminum (new)	0.001 - 0.002
PVC and Plastic Pipes	0.0015 - 0.007
Flexible Rubber Tubing - Smooth	0.006-0.07
Stainless Steel	0.0015
Steel Commercial Pipe	0.045 - 0.09
Weld Steel	0.045
Carbon Steel (New)	0.02-0.05
Carbon Steel (Slightly Corroded)	0.05-0.15
Carbon Steel (Moderately Corroded)	0.15-1
Carbon Steel (Badly Corroded)	1-3
Asphalted Cast Iron	0.1-1
New Cast Iron	0.25 - 0.8
Worn Cast Iron	0.8 - 1.5
Rusty Cast Iron	1.5 - 2.5
Galvanized Iron	0.025-0.15
Wood Stave	0.18-0.91
Wood Stave, used	0.25-1
Smoothed Cement	0.3
Ordinary Concrete	0.3 - 1
Concrete – Rough, Form Marks	0.8-3

$$Re = \frac{D.\rho m.um}{\mu m}$$ (pers. 7)

Re = Reynolds number

D = Diameter

= 1500 mm

= 1.5 m

μm = Viscosity of the mixture

= 0.16 Cp

maka nilai reynold number yang didapat adalah

Re = 13360.547

Jadi, nilai friction factor yang didapat adalah

$$f = 0.0001375\ [\ 1+\ (20000(\frac{e}{D}) + (\frac{10^6}{Re})^{0.33}]$$ (persamaan 8)

f = 0.00076

Setelah mendapatkan nilai relative roughness, reynold number, dan friction factor maka shear stress dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 5.

$$S = \frac{f.\rho m.um^2}{2}$$

S = 1.34884 Pa

Berdasarkan nilai pH, CO2 fugacity, dan flow velocity diatas, maka nilai corrosion base material dapat dihitung dengan persamaan 1 seperti dibawah.

$$Cr_{bm} = f(\text{T,pH}) . f_{CO2}{}^{0.62} . (\frac{S}{19})^{0.146+0.0324\, fco2}$$

f(T,pH) = Temperature - pH function berdasarkan tabel 2.3.4 Lampiran 2.3

= 10.96

C_{rbm} = 6.868 mpy

= 0.17443527 mm/yr

3. Menghitung waktu time in-service, age_{tk}, berdasarkan nilai thickness pada inspeksi terakhir, t_{rdi}.

RBI date,

age_{tk} = *RBI assesment* - *last inspection*
= 21 Maret 2020 - 2-Apr-16
= 4 years

RBI plan date,

age_{tk} = *Plan date* - *last inspection*
= 2-Apr-26 - 2-Apr-16
= 10 years

Pada API 510 diasumsikan bahwa waktu maksimum interval inspeksi pada pressure vessel adalah 10 tahun sejak inspeksi terakhir.

t_{rdi} = 18.87 mm
0.743 inch

4. menghitung nilai age required to corroded away the cladding /weld overlay material, age_{rc} . Bersadarkan rumusan dibawah

$$age_{rc} = \max\left[\left(\frac{t_{rdi}-tbm}{Crcm}\right), 0.0\right] \quad \text{(persamaan 9)}$$

Karena equipment condensate separator pada perusahaan ini tidak menggunakan cladding/weld overlay, maka tidak dilakukan perhitungan diatas.

5. Menentukan *Minimum Required Wall Thickness* (t_{min})

Minimum required wall thickness dihitung dengan menggunakan *design code* yang digunakan dalam mendesain *pressure vessel* . Dalam analisa ini akan digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusan *minimum required wall thickness* :

$$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P} \quad \text{(persamaan 10)}$$

dengan,

P = internal desain pressure
= 1500 Kpa = 217.6 psi
D = diameter pressure vessel
= 1500 mm
K = eliptical head coefficient
= 1
S = allowabe stress
= 15700 psig
= 108247732 Pa
= 108247.732 Kpa
E = weld joint efficiency
= 1

Sehingga,

$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$

$= 16.026$ mm

0.63096 in

6. Menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt})

Untuk komponen tanpa cladding/weld overlay, maka menggunakan rumusan seperti dibawah.

$$A_{rt} = \frac{Cr_{b,m}.age_{tk}}{t_{rdi}} \quad \text{(persamaan 11)}$$

RBI date,

$A_{rt} = 0.036976$

RBI plan date,

$A_{rt} = 0.092441$

7. Menghitung nilai flow stress, FS^{Thin}, menggunakan nilai E dari step ke-5

$$FS^{Thin} = \frac{(YS+TS)}{2}.\,E.1,1 \quad \text{(persamaan 12)}$$

dimana,

TS = Tensile strength

$= 485000$ Kpa

YS = Yield strength

$= 260000$ Kpa

E = Weld joint efficiency

$= 1$

maka, didapat nilai flow stress sebagai berikut

$$FS^{Thin} = \frac{(YS+TS)}{2}.\,E.1,1$$

$FS^{Thin} = 266338$

8. Menghitung strength ratio parameter, SR_P^{Thin}, menggunakan rumusan seperti berikut, dengan parameter yang sudah di dapat sebelumnya

$$SR_P^{Thin} = \frac{S.E}{FS^{Thin}}.\frac{Max\,(t_{min},t_c)}{t_{rdi}} \quad \text{(persamaan 13)}$$

dimana,

t_c = t_{min}

= 16.03 mm

= 0.631 in

$$SR_P^{Thin} = \frac{S.E}{FS^{Thin}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}}$$

= 0.22437

9. Menentukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment tersebut berdasarkan inspection effectiveness, $N_A^{Thin}, N_B^{Thin}, N_C^{Thin}, N_D^{Thin}$ mengacu kepada tabel 2.3.5 pada lampiran 2.3

N_A^{Thin} = 0

N_B^{Thin} = 0

N_C^{Thin} = 1

N_D^{Thin} = 0

10. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, $I_1^{Thin}, I_2^{Thin}, I_3^{Thin}$, menggunakan rumusan dibawah, dengan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{Thin}, Pr_{p2}^{Thin}$ and Pr_{p3}^{Thin} dari tabel 2.1.1 . Conditional probabilities, $Co_{p1}^{Thin}, Co_{p2}^{Thin}$ and Co_{p3}^{Thin} , dari tabel 2.1.2 dan jumlah inspeksi yang dilakukan, $N_A^{Thin}, N_B^{Thin}, N_C^{Thin}, N_D^{Thin}$, dari step 9.

$$I_1^{Thin} = Pr_{P1}^{Thin}(Co_{P1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinD})^{N_D^{Thi}} \quad \text{(pers.14)}$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{P2}^{Thin}(Co_{P2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinD})^{N_A^{Thi}} \quad \text{(pers.15)}$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{P3}^{Thin}(Co_{P3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinD})^{N_A^{Thi}} \quad \text{(pers.16)}$$

Tabel 2.1.1 Prior probablility for thinning corrosion rate

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence	High Conf. Data
Pr_{P1}^{Thin}	0.50	0.7	0.8
Pr_{P2}^{Thin}	0.30	0.2	0.15
Pr_{P3}^{Thin}	0.20	0.1	0.05

Tabel 2.1.2 Conditional probability for inspection effectiveness

Conditional Prob. of Inspection	E-None or Ineffective	D-Poorly Effective	C-Fairly Effective	B-Usually Effective	A-Highly Effective
Co_{P1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{P2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{P3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel . Maka didapatkan nilai seperti berikut,

$$I_1^{Thin} = Pr_{P1}^{Thin}(Co_{P1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinD})^{N_D^{Thi}}$$

$$= \quad 0.35$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{P2}^{Thin}(Co_{P2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinD})^{N_A^{Thi}}$$

$$= \quad 0.06$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{P3}^{Thin}(Co_{P3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinD})^{N_A^{Thi}}$$

$$= \quad 0.02$$

11. Menghitung nilai posterior probabilities, Po_{p1}^{Thin} , Po_{p2}^{Thin} and Po_{p3}^{Thin} , menggunakan nilai, I_1^{Thin} , I_2^{Thin} , I_3^{Thin} pada step 10.

$$Po_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 17)}$$

$$= \quad 0.81$$

$$Po_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 18)}$$

$$= \quad 0.14$$

$$Po_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 19)}$$

$$= \quad 0.05$$

12.Menghitung nilai untuk parameter , β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} , menggunakan rumusan dibawah ini.

$$ß_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S1} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S1} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 20)}$$

$$ß_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 21)}$$

$$ß_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 22)}$$

dimana,

$COV_{\Delta t}$ = coefficient of variance for thickness, nilai $0.1 \leq COV_{\Delta t} \leq 0.2$
= 0.20

COV_{Sf} = flow stress coefficient of variance
= 0.20

COV_P = pressure coefficient of variance
= 0.05

D_{s1} = damage step 1
= 1

D_{s2} = damage step 2
= 2

D_{s3} = damage step 3
= 4

maka, dengan dari persamaan diatas didapatkan nilai seperti berikut:

$$ß_1^{Thin} = \frac{1-D_{S1}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S1}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.82578
RBI plan date,
= 3.73746

$$ß_2^{Thin} = \frac{1-D_{S2}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S2}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.76968
RBI plan date,
= 3.52601

$$ß_3^{Thin} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.62155
RBI plan date,
= 2.76911

13. Untuk semua komponen (kecuai tank bottoms) menentukan nilai base damage factor for thinning ($D_{fb}{}^{Thin}$) berdasarkan rumusan dibwah ini:

$$D_{fb}^{Thin} = [\frac{\left(Po_{P1}^{Thin}\Phi(-\beta_1^{Thin})\right)+\left(Po_{P2}^{Thin}\Phi(-\beta_2^{Thin})\right)+\left(Po_{P3}^{Thin}\Phi(-\beta_3^{Thin})\right)}{1.56E-04}$$

(persamaan 23)

dari parameter yang telah di dapatkan dari perhitungan sebelumnya, maka didapatkan nilai seperti berikut:

$$D_{fb}^{Thin} = [\frac{\left(Po_{P1}^{Thin}\Phi(-\beta_1^{Thin})\right)+\left(Po_{P2}^{Thin}\Phi(-\beta_2^{Thin})\right)+\left(Po_{P3}^{Thin}\Phi(-\beta_3^{Thin})\right)}{1.56E-04}$$

RBI date,

= 0.45683454

RBI plan date,

= 1.51156697

14. Menentukan nilai thinning damage factor (D_f^{Thin})

$$D_f^{Thin} = \text{Max}[(\frac{(D_{fb}^{Thin}.F_{IP}.F_{DL}.F_{WD}.F_{AM}.F_{SM})}{F_{OM}}),0.1]$$

(persamaan 24)

Dimana :

F_{OM} = DF for on-line monitoring
= 1

F_{IP} = DF for injection/mix point (for piping circuit)
= 0

F_{DL} = DF for dead legs (for piping only used to intermittent service)
= 0

F_{WD} = DF for welded contruction (for AST Bottom only)
= 0

F_{AM} = DF for AST maintenance in accordance (for AST Bottom only)
= 0

F_{SM} = DF for settlement (for AST Bottom only)
= 0

dari parameter yang sudah di dapat, maka didapatkan nilai thinning damage factor sebagai berikut:

$$D_f^{Thin} = \text{Max}[(\frac{(D_{fb}^{Thin}}{F_{OM}}),0.1]$$

(persamaan 25)

RBI date,

= 0.4568345

RBI plan date,

= 1.511567

B. Perhitungan External Damage Factor

1. Menentukan nilai furnished thickness, *t* , dan age, *age,* dari waktu instalasi equpment

Inspeksi yang pernah dilakukan oleh perusahaan adalah 1 kali. Inspeksi dilakukan pada tanggal 2 April 2016

1.1. Menghitung nilai *age*

Diasumsikan selisih antara tahun instalasi equipment dengan waktu perhitungan RBI. Seperti pada rumusan dibawah

age = *RBI assesment* - *year installation*

= 21 Maret 2020 - 2013

= 7 years

1.2. Menentukan nilai ketebalan/*thickness* (*t*)

t = 19.7 mm = 0.777 inch

2. Menentukan nilai base corrosion rate (C_{rB}) berdasarkan drive and operating temperature. Berdasarkan tabel 2.1.3 dibawah ini.

Tabel 2.1.3 Corrosion rates for calculation of the damage factor - External Corrosion

Operating Temperature (^oC)	Corrosion Rate as a Function of Driver (1) (mpy)			
	Marine/Cooling	Temperate	Arid/Dry	Severe
-2	0	0	0	0
-8	0.025	0	0	0
6	0.127	0.076	0.025	0.254
32	0.127	0.076	0.025	0.254
71	0.127	0.051	0.025	0.254
107	0.025	0	0	0.051
121	0	0	0	0

dimana,

T = 51 ^oC

= 123 ^oF

= 324 ^oK

Karena nilai operating temperatur dari equpment ini adalah 51 ^oC, dan berada pada area kering (arid/dry). Data dari tabel tersebut pada temperatur 51^oC berada pada rentang temperature 32^oC dan 71^oC yang memiliki nilai yang sama yaitu 0.025

C_{rB} = 0.025

3. Menghitung nilai final corrosion rate, Cr, menggunakan rumusan dibawah ini:

$$C_r = C_{rB} . max[(F_{EQ} , F_{IF})]$$ (persamaan 26)

dimana,

F_{EQ} = Adjustment for equation design or fabrication
= 2

F_{IF} = Adjustment fo interface
= 1

maka nilai final corrosion rate yang didapat adalah

$$C_r = C_{rB} \cdot max[(F_{EQ}, F_{IF})]$$

Cr = 0.050

4. Menghitung waktu time in-service, age_{tk}, berdasarkan nilai thickness pada inspeksi terakhir, t_{rde}.

RBI date,

age_{tk} = *RBI assesment* - *last inspection*
= 21 Maret 2020 - 2-Apr-16
= 4 years

RBI plan date,

age_{tk} = *Plan date* - *last inspection*
= 2-Apr-26 - 2-Apr-16
= 10 years

Pada API 510 diasumsikan bahwa waktu maksimum interval inspeksi pada pressure vessel adalah 10 tahun sejak inspeksi terakhir.

t_{rde} = 18.87 mm
0.743 inch

5. Menentukan nilai in-service time, age_{coat}, sejak tahun pertama coating dipasang. Bersadarkan rumusan dibawah

$$Age_{Coat} = Calculation\ Date - Coating\ Installation\ Date \quad \text{(persamaan 27)}$$

RBI date,

Calc.date = 21 Maret 2020
Coat.inst = 2013

RBI plan date,

Calc.date = 2-Apr-26
Coat.inst = 2013

$$Age_{Coat} = Calculation\ Date - Coating\ Installation\ Date$$

RBI date,

age_{coat} = 7 tahun

RBI plan date,

age_{coat} = 13 tahun

6. Menenentukan coating adjustment , $coat_{adj}$, menggunakan salah satu rumusan dibawa ini

If $age_{tk} \geq age_{coat}$

$Coat_{adj} = 0$ if no of poor coating quality (pers.28)

$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}]$ if medium coating quality (pers.29)

$Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}]$ if high coating quality (pers.30)

If $age_{tk} < age_{coat}$

$Coat_{adj} = 0$ (pers.31)

$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}] - \min[5, age_{coat} - age_{tk}]$ (pers.32)

$Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}] - \min[15, age_{coat} - age_{tk}]$ (pers.33)

Diasumsikan bahwa perusahaan ini memiliki kategori medium coating dan memiliki nilai age_{tk} lebih kecil dari age_{coat}. Jadi, untuk menghitung nilai coating adjustment menggunkaan persamaan berikut:

$$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}] - \min[5, age_{coat} - age_{tk}]$$

RBI date,

$Coat_{adj} = 2$

RBI plan date,

$Coat_{adj} = 2$

7. Menentukan nilai in-service time, age, dimana korosi eksternal mungkin terjadi menggunakan rumusan dibawah ini:

RBI date,

$age = age_{tk} - Coat_{adj}$ (persamaan 34)

$= 2$

RBI date,

$age = age_{tk} - Coat_{adj}$

$= 8$

8. Menentukan *Minimum Required Wall Thickness* (t_{min})

Minimum required wall thickness dihitung dengan menggunakan *design code* yang digunakan dalam mendesain *pressure vessel* . Dalam analisa ini akan digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusan *minimum required wall thickness* :

$$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$$ (persamaan 35)

dengan,

P = internal desain pressure

= 1500 Kpa = 217.6 psi

D = diameter pressure vessel

= 1500 mm

K = eliptical head coefficient

= 1

S = allowabe stress
= 15700 psig
= 108247732 Pa
= 108247.732 Kpa
E = weld joint efficiency
= 1

Sehingga,

$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$

= 16.026 mm
0.63096 in

9. Menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt})

Untuk menentukan nilai faktor kerusakan, A_{rt}, data parameter yang digunakan adalah age dan T_{rde} dari step ke-4 dan nilai Cr dari step ke-3. Maka menggunakan rumusan seperti dibawah.

$$A_{rt} = \frac{C_r . age}{t_{rde}} \quad \text{(persamaan 36)}$$

RBI date,

A_{rt} = 0.005299

RBI plan date,

A_{rt} = 0.021198

10. Menghitung nilai flow stress, $FS^{extcorr}$, menggunakan nilai E dari step ke-8

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS+TS)}{2}. E.1,1 \quad \text{(persamaan 37)}$$

dimana,

TS = Tensile strength
= 485000 Kpa
YS = Yield strength
= 260000 Kpa
E = Weld joint efficiency
= 1

maka, didapat nilai flow stress sebagai berikut

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS+TS)}{2}. E.1,1$$

$FS^{extcorr}$ = 266338

11. Menghitung strength ratio parameter, $SR_P^{extcorr}$, menggunakan rumusan seperti berikut, dengan parameter yang sudah di dapat sebelumnya

$$SR_P^{extcorr} = \frac{S.E}{FS^{extcorr}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rde}}$$

(persamaan 38)

dimana,

t_c = t_{min}
= 16.03 mm
= 0.631 in

$$SR_P^{extcorr} = \frac{S.E}{FS^{extcorr}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rde}}$$

= 0.22437

12. Menentukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment tersebut berdasarkan inspection effectiveness, $N_A^{extcorr}, N_B^{extcorr}, N_C^{extcorr}, N_D^{extcorr}$ mengacu kepada tabel 2.3.7 pada lampiran 2.3.

$N_{aextcorr}$ = 0
$N_B^{extcorr}$ = 0
$N_C^{extcorr}$ = 1
$N_D^{extcorr}$ = 0

13. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, $I_1^{extcorr}, I_2^{extcorr}, I_3^{extcorr}$ menggunakan rumusan dibawah, dengan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{extcorr}, Pr_{p2}^{extcorr}$ and $Pr_{p3}^{extcorr}$ dari tabel 2.1.1 . Conditional probabilitie $Co_{p1}^{extcorr}, Co_{p2}^{extcorr}$ and $Co_{p3}^{extcorr}$, dari tabel 2.1.2 dan jumlah inspeksi yang dilakukan, $N_A^{extcorr}, N_B^{extcorr}, N_C^{extcorr}, N_D^{extcorr}$, dari step 9.

$$I_1^{extcorr} = Pr_{P1}^{extcorr}(Co_{P1}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrD})^{N_D^{ext}}$$

(pers.39)

$$I_2^{extcorr} = Pr_{P2}^{extcorr}(Co_{P2}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

(pers.40)

$$I_3^{extcorr} = Pr_{P3}^{extcorr}(Co_{P3}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

(pers.41)

Tabel 2.1.1 Prior probablility for thinning corrosion rate

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence Data	High Conf. Data
Pr_{P1}^{Thin}	0.50	0.7	0.8
Pr_{P2}^{Thin}	0.30	0.2	0.15
Pr_{P3}^{Thin}	0.20	0.1	0.05

Tabel 2.1.2 Conditional probability for inspection effectiveness

Conditional Prob. of Inspection	E-None or Ineffective	D-Poorly Effective	C-Fairly Effective	B-Usually Effective	A-Highly Effective
Co_{P1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{P2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{P3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel . Maka didapatkan nilai seperti berikut,

$$I_1^{extcorr} = Pr_{P1}^{extcorr}(Co_{P1}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrD})^{N_D^{ext}}$$

$$= \quad 0.35$$

$$I_2^{extcorr} = Pr_{P2}^{extcorr}(Co_{P2}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

$$= \quad 0.06$$

$$I_3^{extcorr} = Pr_{P3}^{extcorr}(Co_{P3}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

$$= \quad 0.02$$

14. Menghitung nilai posterior probabilities, $Po_{p1}^{extcorr}$, $Po_{p2}^{extcorr}$ and $Po_{p3}^{extcorr}$ menggunakan nilai, $I_1^{extcorr}$, $I_2^{extcorr}$, $I_3^{extcorr}$ pada step 10.

$$Po_{p1}^{extcorr} = \frac{I_1^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 42)}$$

$$= \quad 0.81$$

$$Po_{p2}^{extcorr} = \frac{I_2^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 43)}$$

$$= \quad 0.14$$

$$Po_{p3}^{extcorr} = \frac{I_3^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 44)}$$

$$= \quad 0.05$$

15.Menghitung nilai untuk parameter $\beta_1^{extcorr}$, $\beta_2^{extcorr}$, $\beta_3^{extcorr}$ menggunakan rumusan dibawah ini.

$$ß_1^{extcorr} = \frac{1 - D_{S1}.A_{rt} - SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S1}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S1}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 45)}$$

$$ß_2^{extcorr} = \frac{1 - D_{S2}.A_{rt} - SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S2}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S2}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 46)}$$

$$ß_3^{extcorr} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$ (persamaan 47)

dimana,

$COV_{\Delta t}$ = coefficient of variance for thickness, nilai $0.1 \leq COV_{\Delta t} \leq 0.2$

= 0.20

COV_{Sf} = flow stress coefficient of variance

= 0.20

COV_P = pressure coefficient of variance

= 0.05

D_{s1} = damage step 1

= 1

D_{s2} = damage step 2

= 2

D_{s3} = damage step 3

= 4

maka, dengan dari persamaan diatas didapatkan nilai seperti berikut:

$$ß_1^{extcorr} = \frac{1-D_{S1}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S1}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S1}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.86598

RBI plan date,

= 3.84665

$$ß_2^{extcorr} = \frac{1-D_{S2}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S2}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S2}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.85972

RBI plan date,

= 3.81821

$$ß_3^{extcorr} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.84665

RBI plan date,

= 3.75115

16. Untuk semua komponen (kecuai tank bottoms) menentukan nilai base damage factor for thinning (D_{fb}^{Thin}) berdasarkan rumusan dibwah ini:

$$D_f^{extcor} = [\frac{\left(Po_{P1}^{extcorr}\Phi(-\beta_1^{extcorr})\right)+\left(Po_{P2}^{extcorr}\Phi(-\beta_2^{extcorr})\right)+\left(Po_{P3}^{extcorr}\Phi(-\beta_3^{extcorr})\right)}{1.56E{-}04} \quad \text{(persamaan 48)}$$

dari parameter yang telah di dapatkan dari perhitungan sebelumnya, maka didapatkan nilai seperti berikut:

$$D_f^{extcor} = [\frac{\left(Po_{P1}^{extcorr}\Phi(-\beta_1^{extcorr})\right)+\left(Po_{P2}^{extcorr}\Phi(-\beta_2^{extcorr})\right)+\left(Po_{P3}^{extcorr}\Phi(-\beta_3^{extcorr})\right)}{1.56E-04}$$

RBI date,

= 0.35726558

RBI plan date,

= 0.39874957

C. Perhitungan Probability of Failure (POF)

Probability of Failure (POF) dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini :

$$P_f(t) = gff_{total} . D_f(t) . F_{MS} \quad \text{(persamaan 49)}$$

dimana,

$P_f(t)$	=	Probability of Failure (POF)
gff_{total}	=	Generic failure frequency
$D_f(t)$	=	Total damage factors
F_{MS}	=	Management system factors

1. Menentukan nilai generic failure frequency (gff_{total}) menggunakan tabel pada lampiran 2.3, yaitu tabel 2.3.1. Equipment yang di lakukan analisa RBI merupakan tipe DRUM, sehingga menurut tabel tersebut memiliki nilai gff_{total} sebesar 3.06E-5

gff_{total} = 3.06E-05

2. Menentukan nilai total damage factor, $D_f(t)$, DF yang ada pada equipment yang dianalisa adalah thinning damage factor dan external damage factor. Perhitungan total damage factor untuk multiple damage mechanism seperti rumusan dibawah ini:

2.1 Menentukan nilai governing thinning damage factor

Perhitungan nilai governing thinning DF ditentukan berdasarkan ada atau tidaknya internal liner pada equipment yang dianalisa menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$D_{f-gov}^{Thin} = \min[D_f^{Thin}, D_f^{elin}]$ jika ada internal liner (persamaan 50)

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$ jika tidak ada internal liner (persamaan 51)

Berdasarkan rumusan diatas, equpment pada perusahaan "X" yang dianalisa RBI tidak terdapat internal liner. Jadi, untuk perhitungan nilai governing thinning damage factor menggunakan rumusan seperti berikut:

RBI date,

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$

= 0.45683454

RBI plan date,

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$

= 1.51156697

2.2 Menentukan nilai governing external damage factor

$$D_{f-gov}^{extd} = \max[D_f^{extf}, D_f^{CUIF}, D_f^{SSC}, D_f^{extd-CLSCC}, D_f^{CUI-CLSCC}] \quad \text{(persamaan 52)}$$

Berdasarkan screening damage factor yang dilakukan, hanya external damage factor yang masuk dalam analisa, Jadi, untuk perhitungan governing DF menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

RBI date,

$D_{f-gov}^{extd} = D_f^{extf}$

= 0.35726558

RBI plan date,

$D_{f-gov}^{extd} = D_f^{extf}$

= 0.39874957

2.3 Menghitung nilai total damage factor

Damage factor dihitung berdasarkan jenis damage mechanism yang paling berpengaruh. Apabila terdapat damage mechanism lebih dari 1, maka damage factor dihitung dengan rumusan damage factor untuk multiple damage mechanism seperti dibawah ini :

a. Menghitung damage factor apabila local thinning

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

(persamaan 53)

b. Menghitung damage factor apabila general thinning

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{Thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

(persamaan 54)

Berdasarkan tabel 2.B.1.2 API 581, kategori thickness degradation yang terjadi pada tipe korosi CO2 corrosion adalah local thinning.

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

RBI date,

= 0.45683454

RBI plan date,

= 1.51156697

3. Menentukan nilai management system factor (F_{MS}), merupakan efektifitas sistem manajemen system factor merupakan adjustment faktor yang dipengaruhi oleh management system pada mechanical integrity pada sbuah plan. Management system factor juga menunjukkan kualitas dari mechanical integrity dan process safety management program pada sebuah fasilitas. Untuk keperluan analisa nilai F_{MS} sebesar 1 atau setara dengan skor 500 (50% dari total maksimum skor yang bisa didapatkan).

$$p_{score} = \frac{Score}{1000}.100 \text{ [unit is \%]}$$

(persamaan 55)

= 50 %

$$F_{MS} = 10^{(-0.02.pscore+1)}$$

$$= 1$$

Dari parameter yang didapatkan diatas dapat dihitung nilai probability of failure (POF) dengan rumusan seperti dibawah ini:

$$P_f(t) = gff_{total}.D_f(t).F_{MS} \quad \text{(persamaan 56)}$$

RBI date,

= 1.40E-05

RBI plan date,

= 4.63E-05

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 2.2

Probability of Failure (POF)

Detail Perhitungan Probability of Failure Condensate Storage Vessel 10V2102

Halaman ini sengaja dikosongkan

A. Perhitungan Thinning Damage Factor

1. Menentukan nilai furnished thickness, *t* , dan age, *age,* dari waktu instalasi equpment

Inspeksi yang pernah dilakukan oleh perusahaan adalah 1 kali. Inspeksi dilakukan pada tanggal 11 Februari 2017

1.1. Menghitung nilai *age*

Diasumsikan selisih antara tahun instalasi equipment dengan waktu perhitungan RBI. Seperti pada rumusan dibawah

age = *RBI assesment* - *year installation*
= 21 Maret 2020 - 2014
= 6 years

1.2. Menentukan nilai ketebalan/*thickness* (*t*)

t = 19.4 mm = 0.764 inch

2. Menentukan laju korosi untuk *base material* ($C_{r,bm}$)

Perhitungan laju korosi untuk base metal mengacu pada part 2 Annex 2.B, Screening laju korosi dilakukan seperti pada tabel 2.3.3 Lampiran 2.3 untuk menentukan korosi yang mungkin terjadi pada equipment. Dari hasil tersebut digunakan *CO2 corrosion* untuk menghitung laju korosi. Dengan rumusan seperti berikut:

$$Cr_{bm} = f(\mathrm{T,pH}) \cdot f_{CO2}{}^{0.62} \cdot \left(\frac{S}{19}\right)^{0.146+0.0324\, fco_2} \quad \text{(persamaan 57)}$$

dimana

C_{rbm} = Base corrosion rate (mm/y)
f(T,pH) = Temperature-pH function tabulated
f_{CO2} = CO2 fugacity
S = Shear stress yo calculate the flow velocity (Pa)

2.1. Menghitung nilai pH

$$pH = 2.5907 + 0.8668.log_{10}[T] - 0.49log_{10}[p_{CO2}] \quad \text{(persamaan 58)}$$

Dimana :

T = 13 ^{o}C
= 286 K

P_{CO2} = $\frac{nRT}{V}$

dengan,

n	=	0.009	mole
R	=	0.082	
Vtot	=	6.18	m3
	=	6180	liter
P_{CO2}	=	3.42E-05	atm
		3.4605931	Pa
		1.00E-02	Kpa

Jadi, nilai pH yang di didapat adalah

pH = 2.8686 + 0.7931 x log_{10}[51]- 0.57 x log_{10}[10.021]

= 2.8686 + 0.791 x 1,71 - 0.57 x 0.067

= 3.44 ~ 3.5

2.2 Menghitung nilai fugacity CO_2

$$log_{10}[f_{CO2}] = log_{10}[p_{CO2}] + \min[250, p_{CO2}].(0.0031-\frac{1.4}{T+273}) \quad \text{(persamaan 59)}$$

Dimana :

T	=	13	^oC
P_{CO2}	=	3.5	pa

Jadi, nilai fugacity CO2 yang didapat adalah

$\log_{10}[f_{CO2}]$ = $\log_{10}$[3.5] + min[250 , 3.5] x (0.0031 - 1.4/(286+273))

= 0.54 + 3.5 x 0.0028482

= 0.55

f_{CO2} = 3.54 bar

2.3 Menghitung nilai *flow velocity*

Untuk menghitung nilai flow velocity, API 581 merujuk kepada standart NORSOK M-506 dan kedua standart ini digunakan untuk menghitung shear stress seperti rumusan dibawah.

$$S = \frac{f.\rho m.um^2}{2} \quad \text{(persamaan 60)}$$

dimana,

ρm	=	mixture mass density
	=	619.5 kg/m3
u m	=	mixture flow velocity
	=	2.5 m/s

$$f = 0.001375\ [\ 1+\ (20000(\frac{e}{D}) + (\frac{10^6}{Re})^{0.33}]$$ (persamaan 61)

$\frac{\varepsilon}{D}$ = Relative rougness of the material

= 0.05

Berdasarkan tabel tersebut, nilai relative roughness pada material carbon steel (slighty corroded) berada pada nilai 0.05-0.15

Material	Absolute Roughness (mm)
Copper, Lead, Brass, Aluminum (new)	0.001 - 0.002
PVC and Plastic Pipes	0.0015 - 0.007
Flexible Rubber Tubing - Smooth	0.006-0.07
Stainless Steel	0.0015
Steel Commercial Pipe	0.045 - 0.09
Weld Steel	0.045
Carbon Steel (New)	0.02-0.05
Carbon Steel (Slightly Corroded)	0.05-0.15
Carbon Steel (Moderately Corroded)	0.15-1
Carbon Steel (Badly Corroded)	1-3
Asphalted Cast Iron	0.1-1
New Cast Iron	0.25 - 0.8
Worn Cast Iron	0.8 - 1.5
Rusty Cast Iron	1.5 - 2.5
Galvanized Iron	0.025-0.15
Wood Stave	0.18-0.91
Wood Stave, used	0.25-1
Smoothed Cement	0.3
Ordinary Concrete	0.3 - 1
Concrete – Rough, Form Marks	0.8-3

$$Re = \frac{D.\rho m.um}{\mu m}$$ (pers. 62)

Re = Reynolds number

D = Diameter

= 2000 mm

= 2 m

μm = Viscosity of the mixture

= 0.16 Cp

maka nilai reynold number yang didapat adalah

Re = 19359.375

Jadi, nilai friction factor yang didapat adalah

$$f = 0.0001375\ [\ 1+\ (20000(\frac{e}{D}) + (\frac{10^6}{Re})^{0.33}]$$

f = 0.00072

Setelah mendapatkan nilai relative roughness, reynold number, dan friction factor maka nilai shear stress dapat dihitung.

$$S = \frac{f.\rho m.um^2}{2}$$

S = 1.39900 Pa

Berdasarkan nilai pH, CO2 fugacity, dan flow velocity sudah didapatkan, maka nilai corrosion base material dapat dihitung seperti rumusan dibawah.

$$Cr_{bm} = f(\mathrm{T,pH})\ .\ f_{CO2}{}^{0.62}\ .\ (\frac{S}{19})^{0.146+0.0324\ fco2}$$

f(T,pH) = Temperature - pH function berdasarkan tabel 2.3.4 Lampiran 2.3

= 6.00

C_{rbm} = 2.699 mpy

= 0.06854285 mm/yr

3. Menghitung waktu time in-service, age_{tk}, berdasarkan nilai thickness pada inspeksi terakhir, t_{rdi}.

RBI date,

age_{tk} = *RBI assesment* - *last inspection*
= 21 Maret 2020 - 11-Feb-17
= 3 years

RBI plan date,

age_{tk} = *Plan date* - *last inspection*
= 11-Feb-27 - 11-Feb-17
= 10 years

Pada API 510 diasumsikan bahwa waktu maksimum interval inspeksi pada pressure vessel adalah 10 tahun sejak inspeksi terakhir.

t_{rdi} = 18.67 mm
0.735 inch

4. menghitung nilai age required to corroded away the cladding /weld overlay material, age_{rc} . Bersadarkan rumusan dibawah

$$age_{rc} = \max\left[\left(\frac{t_{rdi}-tbm}{Crcm}\right), 0.0\right] \quad \text{(persamaan 63)}$$

Karena equipment condensate separator pada perusahaan ini tidak menggunakan cladding/weld overlay, maka tidak dilakukan perhitungan diatas.

5. Menentukan *Minimum Required Wall Thickness* (t_{min})

Minimum required wall thickness dihitung dengan menggunakan *design code* yang digunakan dalam mendesain *pressure vessel* . Dalam analisa ini akan digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusan *minimum required wall thickness* :

$$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P} \quad \text{(persamaan 64)}$$

dengan,

P = internal desain pressure
= 1500 Kpa = 217.6 psi
D = diameter pressure vessel
= 2000 mm
K = eliptical head coefficient
= 1
S = allowabe stress
= 15700 psig
= 108247732 Pa
= 108247.732 Kpa
E = weld joint efficiency
= 1

Sehingga,

$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$

$= 16.332$ mm

0.64301 in

6. Menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt})

Untuk komponen tanpa cladding/weld overlay, maka menggunakan rumusan seperti dibawah.

$$A_{rt} = \frac{Cr_{b,m}.age_{tk}}{t_{rdi}} \quad \text{(persamaan 65)}$$

RBI date,

$A_{rt} = 0.011014$

RBI plan date,

$A_{rt} = 0.036713$

7. Menghitung nilai flow stress, FS^{Thin}, menggunakan nilai E dari step ke-5

$$FS^{Thin} = \frac{(YS+TS)}{2}.\,E.1,1 \quad \text{(persamaan 66)}$$

dimana,

TS = Tensile strength

$= 485000$ Kpa

YS = Yield strength

$= 260000$ Kpa

E = Weld joint efficiency

$= 1$

maka, didapat nilai flow stress sebagai berikut

$$FS^{Thin} = \frac{(YS+TS)}{2}.\,E.1,1$$

$FS^{Thin} = 348288$

8. Menghitung strength ratio parameter, SR_P^{Thin}, menggunakan rumusan seperti berikut, dengan parameter yang sudah di dapat sebelumnya

$$SR_P^{Thin} = \frac{S.E}{FS^{Thin}}.\frac{Max\,(t_{min},t_c)}{t_{rdi}} \quad \text{(persamaan 67)}$$

dimana,

t_c = t_{min}
= 16.33 mm
= 0.643 in

$$SR_P^{Thin} = \frac{S.E}{FS^{Thin}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}}$$

= 0.23110

9. Menentukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment tersebut berdasarkan inspection effectiveness, $N_A^{Thin}, N_B^{Thin}, N_C^{Thin}, N_D^{Thin}$ mengacu kepada tabel 2.3.5 pada lampiran 2.3.

N_A^{Thin} = 0
N_B^{Thin} = 0
N_C^{Thin} = 1
N_D^{Thin} = 0

10. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, $I_1^{Thin}, I_2^{Thin}, I_3^{Thin}$, menggunakan rumusan dibawah, dengan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{Thin}, Pr_{p2}^{Thin}$ and Pr_{p3}^{Thin} dari tabel 2.2.1 . Conditional probabilities, $Co_{p1}^{Thin}, Co_{p2}^{Thin}$ and Co_{p3}^{Thin} , dari tabel 2.2.2 dan jumlah inspeksi yang dilakukan, $N_A^{Thin}, N_B^{Thin}, N_C^{Thin}, N_D^{Thin}$, dari step 9.

$$I_1^{Thin} = Pr_{P1}^{Thin}(Co_{P1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinD})^{N_D^{Ti}} \quad \text{(pers. 68)}$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{P2}^{Thin}(Co_{P2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinD})^{N_A^{Ti}} \quad \text{(pers. 69)}$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{P3}^{Thin}(Co_{P3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinD})^{N_A^{Ti}} \quad \text{(pers. 70)}$$

Tabel 2.2.1 Prior probablility for thinning corrosion rate

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence	High Conf. Data
Pr_{P1}^{Thin}	0.50	0.7	0.8
Pr_{P2}^{Thin}	0.30	0.2	0.15
Pr_{P3}^{Thin}	0.20	0.1	0.05

Tabel 2.2.2 Conditional probability for inspection effectiveness

Conditional Prob. of Inspection	E-None or Ineffective	D-Poorly Effective	C-Fairly Effective	B-Usually Effective	A-Highly Effective
Co_{P1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{P2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{P3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel . Maka didapatkan nilai seperti berikut,

$$I_1^{Thin} = Pr_{P1}^{Thin}(Co_{P1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P1}^{ThinD})^{N_D^{Thi}}$$

$$= \quad 0.35$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{P2}^{Thin}(Co_{P2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P2}^{ThinD})^{N_A^{Thi}}$$

$$= \quad 0.06$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{P3}^{Thin}(Co_{P3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}}(Co_{P3}^{ThinD})^{N_A^{Thi}}$$

$$= \quad 0.02$$

11. Menghitung nilai posterior probabilities, Po_{p1}^{Thin} , Po_{p2}^{Thin} and Po_{p3}^{Thin} , menggunakan nilai, I_1^{Thin} , I_2^{Thin} , I_3^{Thin} pada step 10.

$$Po_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 71)}$$

$$= \quad 0.81$$

$$Po_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 72)}$$

$$= \quad 0.14$$

$$Po_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}} \quad \text{(persamaan 73)}$$

$$= \quad 0.05$$

12.Menghitung nilai untuk parameter , β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} , menggunakan rumusan dibawah ini.

$$ß_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S1} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S1} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 74)}$$

$$ß_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S2} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S2} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 75)}$$

$$ß_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S3} \cdot A_{rt} - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}{}^2 \cdot A_{rt}{}^2 \cdot COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S3} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{Thin})^2 \cdot (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 76)}$$

dimana,

$COV_{\Delta t}$ = coefficient of variance for thickness, nilai $0.1 \leq COV_{\Delta t} \leq 0.2$

= 0.20 0.10

COV_{Sf} = flow stress coefficient of variance

= 0.20

COV_P = pressure coefficient of variance

= 0.05

D_{s1} = damage step 1

= 1

D_{s2} = damage step 2

= 2

D_{s3} = damage step 3

= 4

maka, dengan dari persamaan diatas didapatkan nilai seperti berikut:

$$ß_1^{Thin} = \frac{1-D_{S1}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S1}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.82486

RBI plan date,

= 3.79089

$$ß_2^{Thin} = \frac{1-D_{S2}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S2}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.81085

RBI plan date,

= 3.73399

$$ß_3^{Thin} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{Thin})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,

= 3.78033

RBI plan date,

= 3.58478

13. Untuk semua komponen (kecuai tank bottoms) menentukan nilai base damage factor for thinning ($D_{fb}{}^{Thin}$) berdasarkan rumusan dibwah ini:

$$D_{fb}^{Thin} = [\frac{\left(Po_{P1}^{Thin}\Phi(-\beta_1^{Thin})\right)+\left(Po_{P2}^{Thin}\Phi(-\beta_2^{Thin})\right)+\left(Po_{P3}^{Thin}\Phi(-\beta_3^{Thin})\right)}{1.56E-04}$$

(persamaan 77)

dari parameter yang telah di dapatkan dari perhitungan sebelumnya, maka didapatkan nilai seperti berikut:

$$D_{fb}^{Thin} = [\frac{\left(Po_{P1}^{Thin}\Phi(-\beta_1^{Thin})\right)+\left(Po_{P2}^{Thin}\Phi(-\beta_2^{Thin})\right)+\left(Po_{P3}^{Thin}\Phi(-\beta_3^{Thin})\right)}{1.56E-04}$$

RBI date,

= 0.42663755

RBI plan date,

= 0.52619083

14. Menentukan nilai thinning damage factor (D_f^{Thin})

$$D_f^{Thin} = \text{Max}[(\frac{(D_{fb}^{Thin}.F_{IP}.F_{DL}.F_{WD}.F_{AM}.F_{SM})}{F_{OM}}),0.1]$$

(persamaan 78)

Dimana :

F_{OM} = DF for on-line monitoring
= 1

F_{IP} = DF for injection/mix point (for piping circuit)
= 0

F_{DL} = DF for dead legs (for piping only used to intermittent service)
= 0

F_{WD} = DF for welded contruction (for AST Bottom only)
= 0

F_{AM} = DF for AST maintenance in accordance (for AST Bottom only)
= 0

F_{SM} = DF for settlement (for AST Bottom only)
= 0

dari parameter yang sudah di dapat, maka didapatkan nilai thinning damage factor sebagai berikut:

$$D_f^{Thin} = \text{Max}[(\frac{(D_{fb}^{Thin}.}{F_{OM}}),0.1]$$

(persamaan 79)

RBI date,

= 0.4266375

RBI plan date,

= 0.5261908

B. Perhitungan External Damage Factor

1. Menentukan nilai furnished thickness, *t* , dan age, *age,* dari waktu instalasi equpment

Inspeksi yang pernah dilakukan oleh perusahaan adalah 1 kali. Inspeksi dilakukan pada tanggal 11 Februari 2017

1.1. Menghitung nilai *age*

Diasumsikan selisih antara tahun instalasi equipment dengan waktu perhitungan RBI. Seperti pada rumusan dibawah

age = *RBI assesment* - *year installation*

= 21 Maret 2020 - 2014

= 6 years

1.2. Menentukan nilai ketebalan/*thickness* (*t*)

t = 19.4 mm = 0.764 inch

2. Menentukan nilai base corrosion rate (C_{rB}) berdasarkan drive and operating temperature. Berdasarkan tabel 2.2.3 dibawah ini.

Tabel 2.2.3 Corrosion rates for calculation of the damage factor - External Corrosion

Operating Temperature (^oC)	Corrosion Rate as a Function of Driver (1) (mpy)			
	Marine/Cooling	Temperate	Arid/Dry	Severe
-2	0	0	0	0
-8	0.025	0	0	0
6	0.127	0.076	0.025	0.254
32	0.127	0.076	0.025	0.254
71	0.127	0.051	0.025	0.254
107	0.025	0	0	0.051
121	0	0	0	0

dimana,

T = 13 ^oC

= 55.4 ^oF

= 286 ^oK

Karena nilai operating temperatur dari equpment ini adalah 13 ^oC, dan berada pada area kering (arid/dry). Data dari tabel tersebut pada temperatur 13^oC berada pada rentang temperature 6^oC dan 32^oC yang memiliki nilai yang sama yaitu 0.025

C_{rB} = 0.025

3. Menghitung nilai final corrosion rate, Cr, menggunakan rumusan dibawah ini:

$$C_r = C_{rB} . max[(F_{EQ} , F_{IF})]$$ (persamaan 80)

dimana,

F_{EQ} = Adjustment for equation design or fabrication
= 2

F_{IF} = Adjustment fo interface
= 1

maka nilai final corrosion rate yang didapat adalah

$$C_r = C_{rB} \cdot max[(F_{EQ}, F_{IF})]$$

Cr = 0.050

4. Menghitung waktu time in-service, age_{tk}, berdasarkan nilai thickness pada inspeksi terakhir, t_{rde}.

RBI date,

age_{tk} = *RBI assesment* - *last inspection*
= 21 Maret 2020 - 11-Feb-17
= 3 years

RBI plan date,

age_{tk} = *Plan date* - *last inspection*
= 11-Feb-27 - 11-Feb-17
= 10 years

Pada API 510 diasumsikan bahwa waktu maksimum interval inspeksi pada pressure vessel adalah 10 tahun sejak inspeksi terakhir.

t_{rde} = 18.67 mm
0.735 inch

5. Menentukan nilai in-service time, age_{coat}, sejak tahun pertama coating dipasang. Bersadarkan rumusan dibawah

$$Age_{Coat} = Calculation\ Date - Coating\ Installation\ Date \quad \text{(persamaan 81)}$$

RBI date,

Calc.date = 21 Maret 2020
Coat.inst = 2014

RBI plan date,

Calc.date = 11-Feb-27
Coat.inst = 2014

$$Age_{Coat} = Calculation\ Date - Coating\ Installation\ Date$$

RBI date,

age_{coat} = 6 tahun

RBI plan date,

age_{coat} = 13 tahun

6. Menenentukan coating adjustment , $coat_{adj}$, menggunakan salah satu rumusan dibawa ini

If $age_{tk} \geq age_{coat}$

$Coat_{adj} = 0$ if no of poor coating quality (pers. 82)

$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}]$ if medium coating quality (pers. 83)

$Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}]$ if high coating quality (pers. 84)

If $age_{tk} < age_{coat}$

$Coat_{adj} = 0$ (pers. 85)

$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}] - \min[5, age_{coat} - age_{tk}]$ (pers. 86)

$Coat_{adj} = \min[15, Age_{coat}] - \min[15, age_{coat} - age_{tk}]$ (pers. 87)

Diasumsikan bahwa perusahaan ini memiliki kategori medium coating dan memiliki nilai age_{tk} lebih kecil dari age_{coat}. Jadi, untuk menghitung nilai coating adjustment menggunkaan persamaan berikut:

$$Coat_{adj} = \min[5, Age_{coat}] - \min[5, age_{coat} - age_{tk}]$$

RBI date,

$Coat_{adj} = 2$

RBI plan date,

$Coat_{adj} = 2$

7. Menentukan nilai in-service time, age, dimana korosi eksternal mungkin terjadi menggunakan rumusan dibawah ini:

RBI date,

$age = age_{tk} - Coat_{adj}$ (persamaan 88)

$= 1$

RBI date,

$age = age_{tk} - Coat_{adj}$

$= 8$

8. Menentukan *Minimum Required Wall Thickness* (t_{min})

Minimum required wall thickness dihitung dengan menggunakan *design code* yang digunakan dalam mendesain *pressure vessel* . Dalam analisa ini akan digunakan API 579-1/ASME FFS-1, dengan rumusan *minimum required wall thickness* :

$$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$$ (persamaan 89)

dengan,

P = internal desain pressure

= 1500 Kpa = 217.6 psi

D = diameter pressure vessel

= 2000 mm

K = eliptical head coefficient

= 1

S = allowabe stress
= 15700 psig
= 108247732 Pa
= 108247.732 Kpa
E = weld joint efficiency
= 1

Sehingga,

$t_{min} = \frac{PDK}{2SE - 0.2P}$

= 16.332 mm
0.64301 in

9. Menentukan parameter faktor kerusakan (A_{rt})

Untuk menentukan nilai faktor kerusakan, A_{rt}, data parameter yang digunakan adalah age dan T_{rde} dari step ke-4 dan nilai Cr dari step ke-3. Maka menggunakan rumusan seperti dibawah.

$$A_{rt} = \frac{C_r . age}{t_{rde}}$$ (persamaan 90)

RBI date,

A_{rt} = 0.002678

RBI plan date,

A_{rt} = 0.021425

10. Menghitung nilai flow stress, $FS^{extcorr}$, menggunakan nilai E dari step ke-8

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS+TS)}{2}. E.1,1$$ (persamaan 91)

dimana,

TS = Tensile strength
= 485000 Kpa
YS = Yield strength
= 260000 Kpa
E = Weld joint efficiency
= 1

maka, didapat nilai flow stress sebagai berikut

$$FS^{extcorr} = \frac{(YS+TS)}{2}. E.1,1$$

$FS^{extcorr}$ = 348288

11. Menghitung strength ratio parameter, $SR_P^{extcorr}$, menggunakan rumusan seperti berikut, dengan parameter yang sudah di dapat sebelumnya

$$SR_P^{extcorr} = \frac{S.E}{FS^{extcorr}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rde}}$$

(persamaan 92)

dimana,

t_c = t_{min}
= 16.33 mm
= 0.643 in

$$SR_P^{extcorr} = \frac{S.E}{FS^{extcorr}} . \frac{Max\,(t_{min}, t_c)}{t_{rde}}$$

= 0.23110

12. Menentukan jumlah inspeksi yang dilakukan pada equipment tersebut berdasarkan inspection effectiveness, $N_A^{extcorr}, N_B^{extcorr}, N_C^{extcorr}, N_D^{extcorr}$ mengacu kepada tabel 2.3.7 pada lampiran 2.3.

$N_{aextcorr}$ = 0
$N_B^{extcorr}$ = 0
$N_C^{extcorr}$ = 1
$N_D^{extcorr}$ = 0

13. Menghitung nilai inspection effectiveness factor, $I_1^{extcorr}, I_2^{extcorr}, I_3^{extcorr}$ menggunakan rumusan dibawah, dengan parameter prior probabilities, $Pr_{p1}^{extcorr}, Pr_{p2}^{extcorr}$ and $Pr_{p3}^{extcorr}$ dari tabel 2.2.1 . Conditional probabilitie $Co_{p1}^{extcorr}, Co_{p2}^{extcorr}$ and $Co_{p3}^{extcorr}$, dari tabel 2.2.2 dan jumlah inspeksi yang dilakukan, $N_A^{extcorr}, N_B^{extcorr}, N_C^{extcorr}, N_D^{extcorr}$, dari step 9.

$$I_1^{extcorr} = Pr_{P1}^{extcorr}(Co_{P1}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrD})^{N_D^{ext}}$$

(pers. 93)

$$I_2^{extcorr} = Pr_{P2}^{extcorr}(Co_{P2}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

(pers. 94)

$$I_3^{extcorr} = Pr_{P3}^{extcorr}(Co_{P3}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

(pers. 95)

Tabel 2.2.1 Prior probablility for thinning corrosion rate

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence Data	High Conf. Data
Pr_{P1}^{Thin}	0.50	0.7	0.8
Pr_{P2}^{Thin}	0.30	0.2	0.15
Pr_{P3}^{Thin}	0.20	0.1	0.05

Tabel 2.2.2 Conditional probability for inspection effectiveness

Conditional Prob. of Inspection	E-None or Ineffective	D-Poorly Effective	C-Fairly Effective	B-Usually Effective	A-Highly Effective
Co_{P1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{P2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{P3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Inspeksi yang dilakukan dalam perawatan pressure vessel ialah visual examination dengan pengukuran ketebalan. Selain itu, tidak dilakukan inspeksi internal dan profile radiography pada pressure vessel . Maka didapatkan nilai seperti berikut,

$$I_1^{extcorr} = Pr_{P1}^{extcorr}(Co_{P1}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P1}^{extcorrD})^{N_D^{ext}}$$

$$= \quad 0.35$$

$$I_2^{extcorr} = Pr_{P2}^{extcorr}(Co_{P2}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P2}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

$$= \quad 0.06$$

$$I_3^{extcorr} = Pr_{P3}^{extcorr}(Co_{P3}^{extcorrA})^{N_A^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrB})^{N_B^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrC})^{N_C^{extcorr}}(Co_{P3}^{extcorrD})^{N_D^{ex}}$$

$$= \quad 0.02$$

14. Menghitung nilai posterior probabilities, $Po_{p1}^{extcorr}$, $Po_{p2}^{extcorr}$ and $Po_{p3}^{extcorr}$ menggunakan nilai, $I_1^{extcorr}$, $I_2^{extcorr}$, $I_3^{extcorr}$ pada step 10.

$$Po_{p1}^{extcorr} = \frac{I_1^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 96)}$$

$$= \quad 0.81$$

$$Po_{p2}^{extcorr} = \frac{I_2^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 97)}$$

$$= \quad 0.14$$

$$Po_{p3}^{extcorr} = \frac{I_3^{extcorr}}{I_1^{extcorr} + I_2^{extcorr} + I_3^{extcorr}} \quad \text{(persamaan 98)}$$

$$= \quad 0.05$$

15.Menghitung nilai untuk parameter $\beta_1^{extcorr}$, $\beta_2^{extcorr}$, $\beta_3^{extcorr}$ menggunakan rumusan dibawah ini.

$$ß_1^{extcorr} = \frac{1 - D_{S1} . A_{rt} - SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S1}{}^2 . A_{rt}{}^2 . COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S1} . A_{rt})^2 . COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{extcorr})^2 . (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 99)}$$

$$ß_2^{extcorr} = \frac{1 - D_{S2} . A_{rt} - SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S2}{}^2 . A_{rt}{}^2 . COV_{\Delta t}{}^2 + (1 - D_{S2} . A_{rt})^2 . COV_{sf}{}^2 + (SR_P^{extcorr})^2 . (COV_P)^2}} \quad \text{(persamaan 100)}$$

$$ß_3^{extcorr} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$ (persamaan 101)

dimana,

$COV_{\Delta t}$ = coefficient of variance for thickness, nilai $0.1 \leq COV_{\Delta t} \leq 0.2$
= 0.20
COV_{Sf} = flow stress coefficient of variance
= 0.20
COV_P = pressure coefficient of variance
= 0.05
D_{s1} = damage step 1
= 1
D_{s2} = damage step 2
= 2
D_{s3} = damage step 3
= 4

maka, dengan dari persamaan diatas didapatkan nilai seperti berikut:

$$ß_1^{extcorr} = \frac{1-D_{S1}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S1}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S1}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.83494
RBI plan date,
= 3.81164

$$ß_2^{extcorr} = \frac{1-D_{S2}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S2}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S2}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.83175
RBI plan date,
= 3.78209

$$ß_3^{extcorr} = \frac{1-D_{S3}.A_{rt}-SR_P^{extcorr}}{\sqrt{D_{S3}{}^2.A_{rt}{}^2.COV_{\Delta t}{}^2+(1-D_{S3}.A_{rt})^2.COV_{sf}{}^2+(SR_P^{extcorr})^2.(COV_P)^2}}$$

RBI date,
= 3.82523
RBI plan date,
= 3.71253

16. Untuk semua komponen (kecuai tank bottoms) menentukan nilai base damage factor for thinning (D_{fb}^{Thin}) berdasarkan rumusan dibwah ini:

$$D_f^{extcor} = [\frac{\left(Po_{P1}^{extcorr}\Phi(-\beta_1^{extcorr})\right)+\left(Po_{P2}^{extcorr}\Phi(-\beta_2^{extcorr})\right)+\left(Po_{P3}^{extcorr}\Phi(-\beta_3^{extcorr})\right)}{1.56E-04}$$

(persamaan 102)

dari parameter yang telah di dapatkan dari perhitungan sebelumnya, maka didapatkan nilai seperti berikut:

$$D_f^{extcor} = [\frac{\left(Po_{P1}^{extcorr}\Phi(-\beta_1^{extcorr})\right)+\left(Po_{P2}^{extcorr}\Phi(-\beta_2^{extcorr})\right)+\left(Po_{P3}^{extcorr}\Phi(-\beta_3^{extcorr})\right)}{1.56E-04}$$

RBI date,

= 0.40403256

RBI plan date,

= 0.46028314

C. Perhitungan Probability of Failure (POF)

Probability of Failure (POF) dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini :

$$P_f(t) = gff_{total} . D_f(t) . F_{MS} \quad \text{(persamaan 103)}$$

dimana,

$P_f(t)$	=	Probability of Failure (POF)
gff_{total}	=	Generic failure frequency
$D_f(t)$	=	Total damage factors
F_{MS}	=	Management system factors

1. Menentukan nilai generic failure frequency (gff_{total}) menggunakan tabel pada lampiran 2.3, yaitu tabel 2.3.2. Equipment yang di lakukan analisa RBI merupakan tipe DRUM, sehingga menurut tabel tersebut memiliki nilai gff_{total} sebesar 3.06E-5

gff_{total} = 3.06E-05

2. Menentukan nilai total damage factor, $D_f(t)$, DF yang ada pada equipment yang dianalisa adalah thinning damage factor dan external damage factor. Perhitungan total damage factor untuk multiple damage mechanism seperti rumusan dibawah ini:

2.1 Menentukan nilai governing thinning damage factor

Perhitungan nilai governing thinning DF ditentukan berdasarkan ada atau tidaknya internal liner pada equipment yang dianalisa menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$D_{f-gov}^{Thin} = \min[D_f^{Thin}, D_f^{elin}]$ jika ada internal liner (persamaan 104)

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$ jika tidak ada internal liner (persamaan 105)

Berdasarkan rumusan diatas, equpment pada perusahaan "X" yang dianalisa RBI tidak terdapat internal liner. Jadi, untuk perhitungan nilai governing thinning damage factor menggunakan rumusan seperti berikut:

RBI date,

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$

= 0.42663755

RBI plan date,

$D_{f-gov}^{Thin} = D_f^{Thin}$

= 0.52619083

2.2 Menentukan nilai governing external damage factor

$$D_{f-gov}^{extd} = \max[D_f^{extf}, D_f^{CUIF}, D_f^{SSC}, D_f^{extd-CLSCC}, D_f^{CUI-CLSCC}] \quad \text{(persamaan 106)}$$

Berdasarkan screening damage factor yang dilakukan, hanya external damage factor yang masuk dalam analisa, Jadi, untuk perhitungan governing DF menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

RBI date,

$D_{f-gov}^{extd} = D_f^{extf}$

= 0.40403256

RBI plan date,

$D_{f-gov}^{extd} = D_f^{extf}$

= 0.46028314

2.3 Menghitung nilai total damage factor

Damage factor dihitung berdasarkan jenis damage mechanism yang paling berpengaruh. Apabila terdapat damage mechanism lebih dari 1, maka damage factor dihitung dengan rumusan damage factor untuk multiple damage mechanism seperti dibawah ini :

a. Menghitung damage factor apabila local thinning

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

(persamaan 107)

b. Menghitung damage factor apabila general thinning

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{Thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

(persamaan 108)

Berdasarkan tabel 2.B.1.2 API 581, kategori thickness degradation yang terjadi pada tipe korosi CO2 corrosion adalah local thinning.

$$D_{f-total} = \max\left[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}\right] + D_{f-gov}^{SSC} + D_{f-gov}^{htha} + D_{f-gov}^{brit} + D_{f-gov}^{mfat}$$

RBI date,

= 0.42663755

RBI plan date,

= 0.52619083

3. Menentukan nilai management system factor (F_{MS}), merupakan efektifitas sistem manajemen system factor merupakan adjustment faktor yang dipengaruhi oleh management system pada mechanical integrity pada sbuah plan. Management system factor juga menunjukkan kualitas dari mechanical integrity dan process safety management program pada sebuah fasilitas. Untuk keperluan analisa nilai F_{MS} sebesar 1 atau setara dengan skor 500 (50% dari total maksimum skor yang bisa didapatkan).

$$p_{score} = \frac{Score}{1000}.100 \text{ [unit is \%]}$$

(persamaan 109)

= 50 %

$$F_{MS} = 10^{(-0.02.pscore+1)}$$

$$= 1$$

Dari parameter yang didapatkan diatas dapat dihitung nilai probability of failure (POF) dengan rumusan seperti dibawah ini:

$$P_f(t) = gff_{total}.D_f(t).F_{MS} \quad \text{(persamaan 110)}$$

RBI date,

= 1.31E-05

RBI plan date,

= 1.61E-05

Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 2.3

Probability of Failure (POF)

Nilai nilai yang dibutuhkan dalam Perhitungan Probability of Failure (POF)

Halaman ini sengaja dikosongkan

Tabel 2.3.1 Data yang dibutuhkan untuk menghitung Thinning Damage Factor	
Basic Data	**Comment**
Thinning Type (General or Localized)	Determine whether the thinning is general or localized based on inspection results of effective inspections. General corrosion is defined as affecting more than 10% of the surface area and the wall thickness variation is less than 1.27 mm (50 mils). Localized corrosion is defined as affecting less than 10% of the surface area or a wall thickness variation greater than 1.27 mm (50 mils).
Corrosion Rate (mmpy or mpy)	The current rate of thinning calculated from thickness data, if available. Corrosion rates calculated from thickness data typically vary from one inspection to another. These variations may be due to variations in the wall thickness, or they may indicate a change in the actual corrosion rate. If the short-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the previous thickness) is significantly different from the long-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the original thickness), then the component may be evaluated using the short term rate, but the appropriate time and thickness must be used.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category of each inspection that has been performed on the component during the time period (specified above).
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed during the time period (specified above).
On-Line Monitoring	The types of proactive on-line monitoring methods or tools employed, such as corrosion probes, coupons, process variables (Coupons, Probes, Process Variables, or Combinations, etc.)
Thinning Mechanism	If credit is to be taken for on-line monitoring, the potential thinning mechanisms must be known. A knowledgeable materials/corrosion engineer should be consulted for this information, also see API RP 571 [13].
Presence of Injection/Mix Point (Yes or No).	For piping, determine if there is an injection or mix point in the circuit.

Type of Injection/Mix Point Inspection	For piping circuits which contain an injection or mix point, determine whether not the inspection program is highly effective or not highly effective to detect local corrosion at these points.
Presence of a Deadleg (Yes or No).	For piping, determine if there is a deadleg in the circuit.
Type of Inspection for Deadleg Corrosion	For piping circuits which contain a deadleg, determine if the inspection program currently being used is highly effective or not highly effective to detect local corrosion in dead legs has been performed.
Welded Construction	Applicable to ASTs only, ASTs may be welded or riveted construction. Is the AST of welded construction? (Yes or No)
Maintained to API STD 653	Applicable to ASTs only. Is the AST maintained in accordance with API STD 653 [11]? (Yes or No)
Settlement	Applicable to ASTs only, ASTs may be welded or riveted construction. What is the settlement history of the AST • Recorded settlement exceeds API STD 653 criteria • Recorded settlement meets API STD 653 criteria • Settlement never evaluated • Concrete foundation, no settlement

Tabel 2.3.2 Suggested Component Generic Failure Frequencies

Equipment Name	Component Type	*gff* of Hole Size (failure/yr)				*gff* total (failure/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-05	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Note:
See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment

Tabel 2.3.3 Screening Type od Corrosion

No	Type of Corrosion	Criteria based on API 581	Yes/No	Result
1.	Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	Does the process contain HCl?	No	No
		Is free water present in the process stream (including initial condensing condition)?	No	
		Is the pH < 7.0?	No	
2.	High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion	Does the process contain oil with sulfur compounds?	No	No
		Is the operating temperature > 204^{o} (400^{o}F)?	No	
3.	Sulfuric Acid Corrosion	Does the process contain H_2SO_4	No	No
4.	High Temperature H2S/H2 Corrosion	Does the process contain H2S and Hydrogen?	No	No
		Is the operating temperature > 204^{o} (400^{o}F)?	No	
5.	Hydrifluoric Corrosion	Does the process contain HF	No	No
6.	Sour Water Corrsion	Is free water with H2S present?	No	No
7.	Amine Corrosion	Is equipment exposed to acid gas treaating amines (MEA, DEA, DIPA, or MDEA)?	No	No
8.	High Temperature Oxidation Corrosion	Is the temperature ≥ 482^{o}C (900^{o}F)?	No	No
		Is the oxygen present?	No	
9.	Acid Sour Water Corrosion	Is free water with H2S present and pH < 7.0?	No	No
		Does the proocess contain < 50 ppm chlorides?	No	
10.	Cooling Water	Is equipment in cooling water service?	No	No
11.	Acid Sour Water Corrosion	Is equipment in contact with soil (buried or partially buried)?	No	No
		Is material of construction carbon steel?	Yes	
12.	CO2 Corrosion	Is free water with CO2 present (including consideration for dew point condensation)?	Yes	Yes
		Is the material of construction carbon steel or < 13% Cr?	Yes	
13.	AST Bottom	Is equipment item an AST tank bottom?	No	No

Tabel 2.3.4 pH-Temperature Function

Temperature (^{o}C)	pH						
	3.5	**4**	**4.5**	**5**	**5.5**	**6**	**6.5**
20	6.00	5.45	4.90	3.27	2.55	1.55	0.72
30	8.52	7.77	7.00	5.16	3.40	2.00	0.91
40	10.98	10.06	9.10	6.49	4.08	2.30	1.02
50	11.92	10.96	10.00	6.86	4.10	2.20	0.94
60	12.83	11.86	10.90	7.18	4.05	2.03	0.84
70	13.42	12.01	11.60	6.58	3.61	1.86	0.87
80	13.93	12.12	10.30	6.01	3.20	1.70	0.90
90	9.37	7.91	6.50	2.44	0.82	0.49	0.32
100	9.23	8.04	6.40	2.19	0.94	0.62	0.42
110	8.96	8.09	6.20	1.87	1.07	0.77	0.53
120	8.55	8.06	6.00	1.48	1.20	0.92	0.65
130	7.38	6.39	4.00	0.96	0.80	0.63	0.70
140	6.26	4.91	2.30	0.53	0.46	0.39	0.32
150	5.20	3.62	1.00	0.19	0.19	0.19	0.19

Tabel 2.3.5 Inspection effectiveness for thinning damage factor

Inspection Category	Inspection Eff. Category	Intrusive Inspection Example1,2,3,4	Non-intrusive Inspection Example1,2,3,4
A	Highly Effective	For the total surface area : 100% visual examination (with removal of internal packing, trays, etc.) **AND** 100% follow-up at locally thinned areas	For the total suspect area: 100% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy
B	Usually Effective	For the total surface area: >75 % visual examination **AND** 100% follow-up at locally thinned areas	For the total suspect area: >75% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy
C	Fairly Effective	For the total surface area: >50% visual examination **AND** 100% follow-up at locally thinned areas.	For the total suspect area: >50% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy
D	Poorly Effective	For the total surface area: >20% visual examination **AND** 100% follow-up at locally thinned areas	For the total suspect area: >20% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized	Ineffective inspection technique/plan was utilized

Note:
1. Inspection quality is high.
2. Percentage coverage in non-intrusive inspection includes welds.
3. Follow-up inspection can be UT, pit gauge or suitable NDE techniques that can verify minimum wall thickness.
4. Profile radiography technique is sufficient to detect wall loss at all planes.

Tabel 2.3.6 Data yang dibutuhkan untuk menghitung *External Damage Factor*

Required Data	Comment
Driver	The drivers for external corrosion. This can be the weather at a location (e.g. Marine), the potential for cooling tower drift, the use of sprinkler systems, or other contributors.
Corrosion Rate (mm/yr:mpy)	Corrosion rate for external corrosion. Based on Temperature, and Driver (see below), or user input.
Coating Installation Date	The date the coating was installed.
Coating Quality	Relates to the type of coating applied, for example: None – No coating or primer only Medium – Single coat epoxy High – Multi coat epoxy or filled epoxy
Equipment Design/Fabrication Penalty (Yes/No)	If equipment has a design or fabrication detail which allows water to pool and increase metal loss rates, such as piping supported directly on beams, vessel external stiffening rings or insulation supports or other such configuration that does not allow for water egress and/or does not allow for proper coating maintenance, external metal loss can be more severe.
Interface Penalty (Yes/No)	If the piping has an interface where it enters either soil or water, this area is subject to increased corrosion.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category that has been performed on the component.
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed.
Thickness Reading	The thickness used for the DF calculation is either the furnished thickness or the measured thickness (see Section 4.5.5)
Thickness Reading Date	The date at which the thickness measurement used in the calculation was obtained. If no acceptable inspection has been conducted, the installation date should be used.

Tabel 2.3.7 Inspection effectiveness for external damage factor

Inspection Category	Inspection Eff. Category	Inspection
A	Highly Effective	Visual inspection of >95% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.
B	Usually Effective	Visual inspection of >60% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.
C	Fairly Effective	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.
D	Poorly Effective	Visual inspection of >5% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized

Note:
1. Inspection quality is high

LAMPIRAN 3

Consequence of Failure (COF)

Halaman ini sengaja dikosongkan

Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 3.1

Consequence of Failure (COF)

Detail Perhitungan Consequence of Failure Condensate Separator 10V2102

Halaman ini sengaja dikosongkan

1 Menentukan fluida representatif, properties, dan fase pelepasan fluida kerja

1.1 Pemilihan kelompok fluida representatif

Pemilihan fluida representatif dipengaruhi oleh jenis fluida yang diproses didalam pressure vessel . Fluida yang dijadikan objek penelitian dalam tugas akhir ini adalah kondensat. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6-C8.

1.2 Properties fluida

Fase fluida yang disimpan dalam pressure vessel adalah **cair atau *stored liquid*.** Sifat-sifat fluida yang dibutuhkan untuk masing-masing fluida representatif tergantung pada fase penyimpanan fluida seperti di bawah ini:

a. Stored Liquid
   1. Normal Boiling Point (NBP)
   2. Density (ρt)
   3. Auto-ignition Temperature (AIT)

b. Stored Vapor or Gas
   1. Normal Boiling Point (NBP)
   2. Morcular Weight (MW)
   3. Ideal Gas Specific Heat Capacity Ratio (k)
   4. Constant Pressure Specific Heat (Cp)
   5. Auto-ignition Temperature (AIT)

1.3 Perhitungan fase pelepasan fluida

Step 1.1 Menentukan representatif fluida berdasarkan tabel 3.1.1 dibawah ini:

Tabel 3.1.1 List of representative fluid for level 1

Representative Fluid	Fluid TYPE (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
C1 – C2	TYPE 0	Methane, Ethane, Ethylene, LNG, Fuel Gas
C3 – C4	TYPE 0	Propane, Butane, Isobutane, LPG
C5	TYPE 0	Pentane
C6 – C8	TYPE 0	Gasoline, Naphtha,Light Straight Run, Heptane
C9 – C12	TYPE 0	Diesel, Kerosene
C13 – C16	TYPE 0	Jet Fuel, Kerosene, Atmospheric Gas Oil
C17 – C25	TYPE 0	Gas Oil, Typical Crude
C25+	TYPE 0	Residuum, Heavy Crude, Lube Oil, Seal Oil
H2	TYPE 0	Hydrogen
H2S	TYPE 0	Hydrogen Sulfide
HF	TYPE 0	Hydrogen Fluoride

Step 1.2 Condensate Separator yang dimiliki oleh Perusahaan Minyak dan Gas "X" adalah jenis pemisah dua fase. Terdapat dua komponen fluida utama yaitu gas dan liquid. Maka dari itu, untuk menentukan storage phase fluida diasumsikan dengan fluida liquid , karena kandungan liquid condensate lebih dominan.

Step 1.3 Menentukan storage fluid properties berdasarkan tabel 3.1.2 dibawah ini:

Tabel 3.1.2 Properties of representative fluid for level 1

Fluid	MW	Liquid Density (kg/m^3)	NBP (°C)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C_p					Auto-Ignition Temp. (°C)
						Ideal Gas Constant *A*	Ideal Gas Constant *B*	Ideal Gas Constant *C*	Ideal Gas Constant *D*	Ideal Gas Constant *E*	
C1-C2	23	250.512	-125	Gas	Note 1	12.3	1.15E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	558
C3-C4	51	538.379	-21	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.35E-04	1.47E-08	N/A	369
C5	72	625.199	36	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.60E-04	5.30E-08	N/A	284
C6-C8	100	684.018	99	Liquid	Note 1	-5.146	6.76E-01	-3.65E-04	7.66E-08	N/A	223
C9-C12	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	208
C13-C16	205	764.527	261	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.67E-07	N/A	202
C17-C25	280	775.019	344	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
C25+	422	900.026	527	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
Water	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	997.947	100	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H_2	2	71.010	-253	Gas	Note 1	27.1	9.27E-03	-1.38E-05	7.65E-09	N/A	400
H_2S	34	993.029	-59	Gas	Note 1	31.9	1.44E-03	2.43E-05	-1.18E-08	N/A	260

1). Normal Boiling Point, *NBP*

Nilai normal boiling point dari liquid kondensat dengan senyawa hidrokarbon C6 s/d C8 dapat dilihat pada tabel 3.1.2 diatas:

$NBP = 99\ ^{o}C$

$NBP = 372.15\ ^{o}K$

$NBP = 669.87\ ^{o}R$

2). Auto-Ignition Temperature, AIT

Nilai Auto-Ignition Temperature dari liquid condensate dengan senyawa hidrokarbon C6 s/d C8 dapat dilihat pada tabel 3.1.2 diatas:

$AIT = 223\ ^{o}C$

$AIT = 496.15\ ^{o}K$

$AIT = 893.07\ ^{o}R$

3). Density, ρl

Nilai density didapatkan dari data Heat and Material Balance (HMB) dari perusahaan seperti pada lampiran 1.2, dengan nilai sebagai berikut:

ρl = 570.05 kg/m3

Step 1.4 Menentukan fase fluida stabil setalah terlepas ke atmosfer

Fluida yang dianalisis disimpan dalam bentuk liquid dan tidak berubah fase menjadi gas tetap pada kondisi liquid pada saat terlepas ke udara. Sehingga fase fluida stabil dimodelkan sebagai liquid. Seperti pada tabel 3.1.3 dibawah ini:

Tabel 3.1.3 Level 1 guidelines for determining the phase of fluid

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	**Phase of Fluid at Ambient (after release) Conditions**	**Determination of Final Phase of Consequence Calculation**
Gas	Gas	Model as gas
Gas	Liquid	Model as gas
Liquid	Gas	Model as gas unless the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80oF, then model as a liquid
Liquid	Liquid	Model as liquid

2 Pemilihan ukuran lubang pelepasan

2.1 Perhitungan ukuran lubang pelepasan

Step 2.1 Menentukan diamater lubang pelepasan, d_n, API 581 part 3 memberikan keterangan untuk pressure vessel , empat ukuran lubang pelepasan diasumsikan untuk semua ukuran dan tipe pressure vessel yang mengacu pada tabel 3.1.4 seperti dibawah ini:

Tabel 3.1.4 Release hole size and area used in level 1

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	d 1 = 0.25
2	Medium	> ¼ – 2	d 2 =1
3	Large	> 2 – 6	d 3 = 4
4	Rupture	> 6	d 4 = min[D , 16]

Step 2.2 Menentukan nilai generic failure frequency, gff_n, untuk setiap n^{th} ukuran lubang pelepasan dan total generic failure frequency gff_{total}. Berdasarkan tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3 yang didapatkan nilai seperti berikut:

Small (gff_1) = 8.00E-06 failure/year
Medium (gff_2) = 2.00E-07 failure/year
Large (gff_3) = 2.00E-06 failure/year
Rupture (gff_4) = 6.00E-05 failure/year

Total generic failure frequency bisa dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$gff_{total} = \sum_{n=1}^{4} gffn$$

Karena nilai total frekuensi kegagalan generik suda tersedia dari tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3 . Jadi, nilai tersebut bisa langsung dimasukkan dari tabel ke dalam perhitungan.

gff_{total} = 3.06E-05 failure/year

3 Menghitung laju pelepasan

3.1 Rumusan untuk menghitung laju pelepasan liquid

adalah cair atau stored liquid. Laju pelepasan liquid dapat dihitung dengan mencari nilai theoretical release rate , Wn, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

(persamaan 103)

Selain itu, nilai viscosity correction factor , Kv,n, juga menjadi salah satu aspek dalam perhitungan laju pelepasan untuk fluida. Untuk menghitung nilai viscosity correcton factor dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti berikut:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

(persamaan 104)

3.2 Perhitungan laju pelepasan

Step 3.1 Memilih rumusan laju pelepasan yang sesuai

Condensate Separator yang dimiliki oleh Perusahaan Minyak dan Gas "X" adalah jenis pemisah dua fase. Terdapat dua komponen fluida utama yaitu gas dan liquid. Maka dari itu, untuk menentukan storage phase fluida diasumsikan dengan **fluida liquid** , karena kandungan liquid condensate lebih dominan. Menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

Step 3.2 Menghitung nilai release hole size area, A_n, untuk masing masing lubang pelepasan , d_n, dengan menggunakan tabel dibawah:

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	d 1 = 0.25
2	Medium	> ¼ – 2	d 2 =1
3	Large	> 2 – 6	d 3 = 4
4	Rupture	> 6	d 4 = min[D , 16]

Release hole size area, dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

(persamaan 105)

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (0.25)^2}{4}$$

= 0.04906 $inch^2$

= 3.2E-05 m^2

2). Medium Release Hole Area

d_2 = 1 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (1)^2}{4}$$

= 0.785 $inch^2$

= 5.06E-04 m^2

3). Large Release Hole Area

d_3 = 4 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (4)^2}{4}$$

= 12.56 $inch^2$

= 8.10E-03 m^2

4). Rupture Release Hole Area

d_4 = 16 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (16)^2}{4}$$

= 200.96 $inch^2$

= 0.12962 m^2

Step 3.3 Menghitung nilai viscosity correction factor, $K_{v,n}$, untuk tipe pelepasan liquid pada masing masing lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

3.3.1. Menghitung nilai reynold number untuk masing masing lubang pelepasan.

$$Re = \frac{D.\rho m.um}{\mu m}$$

(persamaan 106)

dimana,

Re	=	Reynold number		
D	=	Diameter (m)		
ρm	=	Mixture mass density	570.05	kg/m3
um	=	Mixture flow velocity	2.5	m/s
μm	=	Viscosity of the mixture	0.16	Cp

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

= 0.00635 m

Re_1 = 56.5596

2). Medium Release Hole Area

d_2 = 1 inch

= 0.0254 m

Re_2 = 226.239

3). Large Release Hole Area

d_3 = 4 inch

= 0.1016 m

Re_3 = 904.954

4). Rupture Release Hole Area

d_4 = 16 inch

= 0.4064 m

Re_4 = 3619.82

3.3.2. Menghitung nilai viscosity correction factor untuk masing masing lubang pelepasan. Dengan parameter reynold number yang sudah didapat dan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

1). Small Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,1}$ = 0.4583

2). Medium Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,2}$ = 0.77787

3). Large Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,3}$ = 0.90764

4). Rupture Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,4}$ = 0.95886

Step 3.4 Menghitung nilai release rate, Wn, untuk setiap release hole area, An, pada masing masing lubang pelepasan.

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

dimana,

Wn	=	Theoretical release rate associated			
Kv,n	=	Viscosity correction factor untuk masing masing lubang pelepasan			
An	=	Release hole size area untuk masing masing lubang pelepasan			
ρl	=	Liquid density	=	570.05	kg/m3
Cd	=	Release hole coefficient of discharge	=	0.61	
$Patm$	=	Atmospheric pressure	=	14.69	psi
			=	101.32	Kpa
Ps	=	Normal operating pressure	=	50.76	psi
			=	350.00	Kpa
gc	=	gravitational constant	=	1.0	m/s2
C_1	=	Release hole coefficient	=	1	

Dari parameter yang sudah didapatkan diatas maka, didapatkan nilai release rate untuk masing masing lubang pelepasan seberti berkut:

1). Small Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

W_1 = 0.004710681 kg/s

2). Medium Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

W_2 = 0.127925638 kg/s

3). Large Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

W_3 = 2.388272132 kg/s

4). Rupture Release Hole Area

$W_n = Cd \ x \ Kv,n \times \rho l \times \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \ x \ gc \ x \ (Ps - Patm)}{\rho l}}$

$W_4 =$ 40.3686911 kg/s

4 Mengestimasikan fluid inventory yang terlepas

4.1 Maksimum volume yang tersedia untuk pelepasan (Available mass)

Volume yang tersedia untuk pelepasan pada masing masing ukuran lubang pelepasan terdapat dua aspek yaitu:

4.1.1. Inventory group mass

lebih besar yang dapat menyediakan volume cairan untuk dirilis. Inventory group mass dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{inv} = \sum_{i=1}^{N} (Mass_{comp,i}) \quad \text{(persamaan 107)}$$

4.1.2. Component mass

Diasumsikan bahwa untuk kebocoran besar akan terjadi dalam 3 menit, sehingga membatasi jumlah bahan pelepasan. Oleh karena itu, jumlah massa yang tersedia untuk dirilis dibatasi pada massa komponen ditambah massa tambahan, $mass_{add,n}$, Massa tambahan dapat dihitung untuk masing masing lubang pelepasan dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$\text{Mass}_{\text{add n}} = 180 \,.\, min[\text{W}_{\text{n}}, \text{W}_{\text{max8}}] \quad \text{(persamaan 108)}$$

Maximum mass available, $mass_{avail,n}$, dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min\,.\,[\{\text{Mass}_{\text{comp}} + \text{Mass}_{\text{add,n}}\}, \text{Mass}_{\text{inv}}] \quad \text{(persamaan 109)}$$

4.2 Menghitung volume inventory

Step 4.1 Menentukan kelompok peralatan dan jenis peralatan dalam inventory groups API RBI 581 Annex 3A memberikan asumsi untuk jenis peralatan drum ialah sebesar 50% dari volum total.

Step 4.2 Menghitung nilai fluid mass, $mass_{comp}$, untuk komponen yang dilakukan analisa

OD	=	1500	mm	V_{liq}	=	3.091	m^3
	=	1.5	m	ρ_{liq}	=	570.05	kg/m^3
L	=	3500	mm				
	=	3.5	m	$Mass_{comp}$	=	1761.99	kg (10V2102)
V_{tot}	=	6.182	m^3				

Step 4.3 Menghitung massa fluida pada masing masing peralatan lain yang termasuk dalam inventory group, $mass_{comp,i}$.

Condensate system pada perusahaan X memiliki 2 equipment utama yaitu condensate separator (10V2102) dan condensate storage vessel (10V2103), dimensi dari kedua equipment tersebut memiliki nilai yang berbeda, maka dari itu dihitung nilai fluid mass untuk condensate storage vessel seperti berikut:

OD	=	2000	mm	V_{liq}	=	7.850	m^3
	=	2	m	ρ_{liq}	=	619.5	kg/m^3
L	=	5000	mm				
	=	5	m	$Mass_{comp}$	=	4863.08	kg (10V2103)
V_{tot}	=	15.700	m^3				

Step 4.4 Menghitung massa fluida dalam inventory group, $mass_{inv}$,dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{inv} = \sum_{i=1}^{N} (Mass_{comp,i})$$

$$mass_{inv} = Mass_{10V2102} + Mass_{10V2103}$$
$$= 6625.06 \text{ kg}$$

Step 4.5 Menghitung nilai laju aliran (flow rate) untuk diameter lubang 203 mm (8 inch), W_{max8} , Menggunakan rumusan untuk menghitung niali release rate, Wn , dengan nilai An = A_8 = 32.45mm^2 (50.3 inch). Maka didapatkan nilai maksimum flow rate seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

dimana,

Wn	=	Theoretical release rate associated			
$Kv,_{max8}$	=	Viscosity correction factor	=	0.93844	
An	=	Release hole size area untuk masing masing lubang pelepasan			
ρl	=	Liquid density	=	570.05	kg/m3
Cd	=	Release hole coefficient of discharge	=	0.61	
$Patm$	=	Atmospheric pressure	=	14.69	psi
			=	101.32	Kpa
Ps	=	Normal operating pressure	=	50.76	psi
			=	350.00	Kpa
gc	=	gravitational constant	=	1.0	m/s2
C_1	=	Release hole coefficient	=	1	
A_8	=	Release hole size area	=	50.3	inch2
				0.03244	m2

Dari parameter yang sudah didapatkan diatas maka, didapatkan nilai maximum flow rate sebagai berkut:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

$$W_{max8} = 9.889081309 \text{ kg/s}$$

Step 4.6 Menghitung nilai massa fluida tambahan, $mass_{add,n}$, untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, yang dapat menambah jumlah massa fluida dalam equipment selama 3 menit dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

1). Small Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,1} = 0.84792 \text{ kg}$$

2). Medium Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,2} = 23.0266 \text{ kg}$$

3). Large Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,3} = 429.889 \text{ kg}$$

4). Rupture Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,3} = 1780.03 \text{ kg}$$

Step 4.7 Menghitung available mass for release, $mass_{avail,n}$, untuk masing masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{avail\ n} = min \,.\, [\{Mass_{comp} + Mass_{add,n}\}, Mass_{inv}]$$

1). Small Release Hole Area

$$Mass_{avail\ n} = min \,.\, [\{Mass_{comp} + Mass_{add,n}\}, Mass_{inv}]$$

$$Mass_{avail,1} = 1762.84 \text{ kgs}$$

2). Medium Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,2} = 1785.02 \text{ kgs}$$

3). Large Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,3} = 2191.88 \text{ kgs}$$

4). Rupture Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,4} = 3542.02 \text{ kgs}$$

5 Menentukan tipe pelepasan (Continuous or Instantaneous)

5.1 Tipe pelepasan

5.1.1. Instantaneous release

Instantaneous release adalah tipe pelepasan yang terjadi begitu cepat sehingga fluida menyebar sebagai satu kumpulsn awan besar.

5.1.1.Continuous release

Continuous release adalah pelepasan yang terjadi dalam periode waktu yang lebih lama, memungkinkan cairan untuk menyebar dalam bentuk elips memanjang (tergantung pada kondisi cuaca).

5.2 Menghitung tipe pelepasan

Step 5.1 Menghitung waktu yang dibutuhkan untuk melepaskan 4.536 kgs [10000 lbs], untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan berikut:

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$ (persamaan 110)

dimana,

t_n = time required to release 4536 kgs (10000 lbs) of fluid

C_3 = SI and US customary conversion factors

= 4536 kgs

= 10000 lbs

W_n = Theoretical release rate , kg/s [lb/s]

W_{n1} = 0.004710681 kg/s

W_{n2} = 0.127925638 kg/s

W_{n3} = 2.388272132 kg/s

W_{n4} = 40.3686911 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_1 = 962918.079 s

2). Medium Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_2 = 35458.100 s

3). Large Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_3 = 1899.281 s

4). Rupture Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_4 = 112.364 s

Step 5.2 Menentukan tipe pelepasan, instantaneous atau continuous, untuk setiap lubang pelepasan berdasarkan kriteria seperti dibawah ini:

a. Apabila ukuran lubang pelepasan adalah 6.35 mm [0.25 inch] atau kurang, maka tipe pelepasan adalah continuous.

b. Apabila tn≤180 second atau massa yang terlepas lebih dari 4.536 kgs [10000 lbs], maka tipe pelepasan adalah instantaneous; jika tidak, maka continuous.

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

t_1 = 962918.079 s (Continous)

2). Medium Release Hole Area

d_1 = 1 inch

t_2 = 35458.100 s (Continous)

3). Large Release Hole Area

d_1 = 4 inch

t_3 = 1899.281 s (Continous)

4). Rupture Release Hole Area

d_1 = 16 inch

t_4 = 112.364 s (Instataneous)

6 Mengestimasikan dampak dari sistem deteksi dan isolasi terhadap besarnya pelepasan.

6.1 Perhitungan untuk menentukan Sistem Deteksi and Isolasi

Step 6.1 Menentukan sistem deteksi dan isolasi yang terdapat dalam unit.

Penentuan sistem deteksi dan isolasi mengacu pada API 581 part 3, pada tabel 3.1.5 dan 3.1.6 sebagai berikut:

Tabel 3.1.5 Detection and Isolation system rating guide

Type of Detection System	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 of Isolation System	**Isolation. Classification**
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no oprator intervention	**A**
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable location remote from the leak	**B**
Isolation dependent on manually operated valves	**C**

Tabel 3.1.6 Adjustment to release based on detection and isolation system

System Clasification		Release Magnitude Adjustment	Reduction factor, $fact_{di}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25%	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20%	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10%	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15%	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

Sistem deteksi yang dilakukan pada perusahaan X saat ini adalah dengan metode visual atau deteksi di beberapa area. Sedangkan, sistem isolasi yang dilakukan dengan menggunakan automated SDV System.

Step 6.2 Memilih sistem deteksi yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.5 diatas:

Type of detection system = Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e. loss of pressure or flow) in the system

Detection Classification = **A**

Step 6.3 Memilih sistem isolasi yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.6 diatas:

Type of detection system = Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no oprator intervention

Isolation Classification = **A**

Step 6.4 Memilih factor reduksi, $fact_{di}$, yang sesuai berdasarkan tabel 3.1.6 diatas:

Release Magnitude Adjustment = Reduce release rate or mass by 25%

Factor reduksi, $fact_{di}$ = **0.25**

Step 6.5 Menentukan durasi kebocoran total untuk masing maisng ukuran lubang pelepasan yang telah dipilih, $id_{max,n}$, menggunakan tabel 3.1.7 dibawah ini:

Tabel 3.1.7 Leak duration based on detection and isolation system

Detection system rating	Isolation system rating	Maxium Leak Duration, $id_{max,n}$
A	A	20 minutes for 1/4 inch leaks
		10 minutes for 1 inch leaks
		5 minutes for 4 inch leaks
A	B	30 minutes for 1/4 inch leaks
		20 minutes for 1 inch leaks
		10 minutes for 4 inch leaks
A	C	40 minutes for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
C	A,B, or C	1 hour for 1/4 inch leaks
		40 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

t_1 = 962918.079 s (Continous)

$ld_{max,1}$ = 20 minute

2). Medium Release Hole Area

d_1 = 1 inch

t_2 = 35458.100 s (Continous)

$ld_{max,2}$ = 10 minute

3). Large Release Hole Area

d_1 = 4 inch

t_3 = 1899.281 s (Continous)

$ld_{max,3}$ = 5 minute

4). Rupture Release Hole Area

d_1 = 16 inch

t_4 = 112.364 s (Instataneous)

$ld_{max,4}$ = 5 minute

7 Menentukan laju dan massa pelepasan untuk analisis consequence

7.1 Menghitung laju dan massa pelepasan

Step 7.1 Menghitung laju pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, $rate_n$, menggunakan parameter theoretical release rate, Wn , pada step 3.2 dan nilai release reduction factor, $fact_{di}$, pada step 6.4 menggunakan rumusan dibawah

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$ (persamaan 111)

dimana,

Reduction Factor, $fact_{di}$ = 0.25

W_{n1} = 0.004710681 kg/s

W_{n2} = 0.127925638 kg/s

W_{n3} = 2.388272132 kg/s

W_{n4} = 40.3686911 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_1$ = 0.00353 kg/s

2). Medium Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_2$ = 0.09594 kg/s

3). Large Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_3$ = 1.7912 kg/s

4). Rupture Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_4$ = 30.2765 kg/s

Step 7.2 Menghitung durasi kebocoran pada masing masing ukuran lubang pelepasan, ld_n, menggunakan parameter available mass, $mass_{avail,n}$, pada step 4.7, nilai release rate, $rate_n$, pada step 7.1, dan nilai maximum durasi, $ld_{max,n}$, menggunakan rumusan dibawah ini:

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$ (persamaan 112)

dimana,

$ld_{max,1}$ = 20 minute (1/4 inch leak)
$ld_{max,2}$ = 10 minute (1 inch leak)
$ld_{max,3}$ = 5 minute (4 inch leak)
$ld_{max,4}$ = 5 minute (16 inch leak)
$Mass_{avail,1}$ = 1762.84 kgs
$Mass_{avail,2}$ = 1785.02 kgs
$Mass_{avail,3}$ = 2191.88 kgs
$Mass_{avail,4}$ = 3542.02 kgs

1). Small Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$
ld_1 = 1200 s

2). Medium Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$
ld_2 = 600 s

3). Large Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$
ld_3 = 300 s

4). Rupture Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$
ld_4 = 116.989 s

Step 7.3 Menghitung massa pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, $mass_n$, menggunakan parameter release rate, $rate_n$, pada step 3.2, nilai leak duration, ld_n, pada step 7.2, dan available mass, $mass_{avail,n}$, pada step 4.7 menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_n = min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$ (persamaan 113)

dimana,

$Mass_{avail,1}$ = 1762.84 kgs

$Mass_{avail,2}$ = 1785.02 kgs

$Mass_{avail,3}$ = 2191.88 kgs

$Mass_{avail,4}$ = 3542.02 kgs

1). Small Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_1$ = 4.23961 kgs

2). Medium Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_2$ = 57.5665 kgs

3). Large Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_3$ = 537.361 kgs

4). Rupture Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_4$ = 3542.02 kgs

8 Menentukan flammable and explosion consequence

8.1 Consequence area equations

Terdapat 2 jenis persamaan untuk menentukan flammable consequence area untuk component damage dan personel injury. Persamaan tersebut bergantung pada tipe pelepasan yang terdapat pada equipment yang dianalisa, continuous atau instantaneous release, dapat dihitung dengan menggunaka rumusa dibawah ini:

8.1.1. Continuous release

$$CA_n^{CONT} = \alpha(rate_n)^b \quad \text{(persamaan 114)}$$

8.1.2. Instantaneous release

$$CA_n^{CONT} = \alpha(mass_n)^b \quad \text{(persamaan 115)}$$

Koefisien nilai *a* dan *b* pada persamaan diatas untuk menentukan flammable consequence area untuk component damage dan personel injury. Terdapat pada tabel 3.3.3 dan 3.3.4 pada lampiran 3.3.

8.2 Perhitungan untuk Consequence area

Step 8.1 Memilih consequence area mitigation reduction factor, $fact_{mit}$, dari tabel 3.1.8 dibawah ini:

Tabel 3.1.8 Adjustment to flammable consequence for mitigation system

Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mit}$
Inventory blowdown , couple with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25 %	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20 %	0.2
Fire water monitor only	Reduce consequence area by 5 %	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15 %	0.15

Mitigation system = Inventory blowdown , couple with isolation system classification B or higher

Cosequence area = Reduce consequence area by 25 %

$fact_{mit}$ = 0.25

Step 8.2 Menghitung energy efficiency correction factor, $eneff_n$, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$eneff_4 = 4.log_{10}[C_4 . mass_n] - 15$$ (persamaan 116)

dimana,

$mass_4$ = 3542.02 kgs

C_4 = 4536 kgs

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, sehingga hanya dilakukan perhitungan pada ukuran lubang pelepasan 16 inch (Rupture release hole), makan didapatkan nilai sebesar:

$$eneff_4 = 4.log_{10}[C_4 . mass_n] - 15$$

$eneff_4$ = 13.8237

Step 8.3 Menentukan tipe fluida, apakah termasuk TYPE 0 atau TYPE 1 berdasarkan tabel 3.3.1 pada lampiran 3.3.

Representative Fluid	Fluid TYPE (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
$C_1 - C_2$	TYPE 0	Methane, Ethane, Ethylene, LNG, Fuel Gas
$C_3 - C_4$	TYPE 0	Propane, Butane, Isobutane, LPG
C_5	TYPE 0	Pentane
$C_6 - C_8$	TYPE 0	Gasoline, Naphtha, Light Straight Run, Heptane
$C_9 - C_{12}$	TYPE 0	Diesel, Kerosene
$C_{13} - C_{16}$	TYPE 0	Jet Fuel, Kerosene, Atmospheric Gas Oil
$C_{17} - C_{25}$	TYPE 0	Gas Oil, Typical Crude
C_{25+}	TYPE 0	Residuum, Heavy Crude, Lube Oil, Seal Oil

kondensat. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6-C8. Maka tipe fluida untuk senyawa karbon C6-C8 adalah **TYPE 0.**

Step 8.4 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL-CONT}$

8.4.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

a = $\alpha_{cmd,n}^{AINL-CONT}$ = 34.17

b = $b_{cmd}^{AINL-CONT}$ = 0.89

8.4.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b . (1 - fact_{mit})$$ (persamaan 117)

dimana,

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s

$Rate_2$ = 0.09594 kg/s

$Rate_3$ = 1.7912 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,1}^{AINL-CONT} = 0.16848 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,2}^{AINL-CONT} = 3.18202 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,3}^{AINL-CONT} = 43.0532 \text{ m}^2$$

Step 8.5 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AINL-CONT}$

8.5.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

a = $\alpha_{cmd,n}^{AIL-CONT}$ = 103.4

b = $b_{cmd}^{AIL-CONT}$ = 0.95

8.5.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 118)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s

$Rate_2$ = 0.09594 kg/s

$Rate_3$ = 1.7912 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,1}^{AIL-CONT} = 0.36335 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,2}^{AIL-CONT} = 8.36565 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,3}^{AIL-CONT} = 134.918 \text{ m}^2$$

Step 8.6 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL-INST}$

8.6.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{cmd,n}^{AINL-INST} = 0.749$

$b = b_{cmd}^{AINL-INST} = 0.78$

8.6.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \alpha(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 119)}$$

dimana,

$mass_4 = 3542.02$ kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Rupture Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \alpha(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

$$CA_{cmd,4}^{AINL-INST} = 23.8416 \text{ m}^2$$

Step 8.7 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL-INST}$

8.7.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{cmd,n}^{AIL-INST} = 8.18$

$b = b_{cmd}^{AIL-INST} = 0.55$

8.7.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \alpha(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 120)}$$

dimana,

$mass_4$ = 3542.02 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Rupture Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \alpha(mass_n)^b \cdot \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

$$CA_{cmd,4}^{AIL-INST} = 39.7446 \text{ m}^2$$

Step 8.8 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL-CONT}$

8.8.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{inj,n}^{AINL-CONT} = 96.88$

$b = b_{inj,n}^{AINL-CONT} = 0.89$

8.8.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 121)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s

$Rate_2$ = 0.09594 kg/s

$Rate_3$ = 1.7912 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,1}^{AINL-CONT} = 0.47769 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,2}^{AINL-CONT} = 9.02178 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,3}^{AINL-CONT} = 122.066 \text{ m}^2$$

Step 8.9 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AIL\text{-}CONT}$

8.9.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{inj,n}^{AIL-CONT} = 252.8$

$b = b_{inj,n}^{AIL-CONT} = 0.92$

8.9.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 122)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s

$Rate_2$ = 0.09594 kg/s

$Rate_3$ = 1.7912 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,1}^{AIL-CONT} = 1.05228 \ m^2$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,2}^{AIL-CONT} = 21.943 \ m^2$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,3}^{AIL-CONT} = 324.139 \ m^2$

Step 8.10 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL\text{-}INST}$

8.10.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{inj,n}^{AINL-INST} = 2.186$

$b = b_{inj,n}^{AINL-INST} = 0.78$

8.10.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 123)}$$

dimana,

$mass_4$ = 3542.02 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Rupture Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

$$CA_{inj,4}^{AINL-INS\,T} = 69.583 \text{ m}^2$$

Step 8.11 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL\text{-}INST}$

8.11.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$$a = \alpha_{inj,n}^{AIL-INST} = 31.89$$

$$b = b_{inj,n}^{AIL-INST} = 0.54$$

8.11.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)\text{cc} \quad \text{(persamaan 124)}$$

dimana,

$mass_4$ = 3542.02 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Rupture Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)$$

$$CA_{inj,4}^{AIL-INS\,T} = 142.787 \text{ m}^2$$

Step 8.12 Menghitung nilai blending factor, $fact_n^{IC}$, untuk tipe pelapasan continuous dan instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan berdasarkan rumusan dibawah ini:

8.12.1. Nilai Nilai blending factor untuk tipe pelepasan continuous yang dekat dengan titik transisi instantaneous (4.536 kgs [10000 lbs] selama 3 menit, atau laju pelepasan 25.2 kg/s [55.6 lb/s])

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right] \quad \text{(persamaan 125)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00353 kg/s
$Rate_2$ = 0.09594 kg/s
$Rate_3$ = 1.7912 kg/s
C_5 = 25.2 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_1^{IC}$ = 0.00014

2). Medium Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_2^{IC}$ = 0.00381

3). Large Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_3^{IC}$ = 0.07108

8.12.2. Nilai blending factor untuk tipe pelepasan instantaneous tidak disediakan, sehingga menggunakan persamaan dibawah:

1). Rupture Release Hole Area

$$fact_4^{IC} = 1 \qquad \text{(persamaan 126)}$$

Step 8.13 Menghitung nilai AIT blending factor , $fact^{AIT}$, menggunakan rumusan dibawah in

$$fact^{AIT} = 0 \quad \text{for} \quad T_S + C_6 \leq AIT \qquad \text{(pers. 127)}$$

$$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 \,.\, C_6} \quad \text{for} \quad T_S + C_6 > AIT > T_S - C_6 \qquad \text{(pers. 128)}$$

$$fact^{AIT} = 1 \quad \text{for} \quad T_S - C_6 \geq AIT \qquad \text{(pers. 129)}$$

Ts = 51 °C
Ts = 324 K
AIT = 223 °C
AIT = 496.15 K
C_6 = 25.6

$T_s + C_6$ = 76.6 K
$T_s - C_6$ = 25.4 K

$fact^{AIT}$ = 0

Step 8.14 Menghitng nilai blended consequence area untuk tipe continuous/instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan, menggunakan rumusan dibawah ini, berdasarkan konsekuensi area yang sudah di dapat:

8.14.1. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-INST} . fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} . (1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 130)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AIL-INST} = 0$ m^2

$fact_1^{IC} = 0.00014$

$CA_{cmd,1}^{AIL-CONT} = 0.36335$ m^2

$CA_{cmd,1}^{AIL} = 0.36329$ m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AIL-INST} = 0$ m^2

$fact_2^{IC} = 0.00381$

$CA_{cmd,2}^{AIL-CONT} = 8.36565$ m^2

$CA_{cmd,2}^{AIL} = 8.3338$ m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AIL-INST} = 0$ m^2

$fact_3^{IC} = 0.07108$

$CA_{cmd,3}^{AIL-CONT} = 134.918$ m^2

$CA_{cmd,3}^{AIL} = 125.328$ m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AIL-INST} = 39.7446$ m^2

$fact_4^{IC} = 1$

$CA_{cmd,4}^{AIL-CONT} = 0$ m^2

$CA_{cmd,4}^{AIL} = 39.7446$ m^2

8.14.2. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-INST} . fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-CONT} . (1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 131)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AIL-INST} = 0$ m^2

$fact_1^{IC} = 0.00014$

$CA_{inj,1}^{AIL-CONT} = 1.05228$ m^2

$CA_{inj,1}^{AIL} = 1.05213$ m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AIL-INST} = 0$ m^2

$fact_2^{IC} = 0.00381$

$CA_{inj,2}^{AIL-CONT} = 21.943$ m^2

$CA_{inj,2}^{AIL} = 21.8594$ m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AIL-INST} = 0 \ m^2$

$fact_3^{IC} = 0.07108$

$CA_{inj,3}^{AIL-CONT} = 324.139 \ m^2$

$CA_{inj,3}^{AIL} = 301.1 \ m^2$

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AIL-INST} = 142.787 \ m^2$

$fact_4^{IC} = 1$

$CA_{inj,4}^{AIL-CONT} = 0 \ m^2$

$CA_{inj,4}^{AIL} = 142.787 \ m^2$

8.14.3. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-INST} . fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} . (1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 132)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AINL-INST} = 0 \ m^2$

$fact_1^{IC} = 0.00014$

$CA_{cmd,1}^{AINL-CONT} = 0.16848 \ m^2$

$CA_{cmd,1}^{AINL} = 0.16846 \ m^2$

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AINL-INST} = 0 \ m^2$

$fact_2^{IC} = 0.00381$

$CA_{cmd,2}^{AINL-CONT} = 3.18202 \ m^2$

$CA_{cmd,2}^{AINL} = 3.16991 \ m^2$

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AINL-INST} = 0 \ m^2$

$fact_3^{IC} = 0.07108$

$CA_{cmd,3}^{AINL-CONT} = 43.0532 \ m^2$

$CA_{cmd,3}^{AINL} = 39.993 \ m^2$

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AINL-INST} = 23.8416 \ m^2$

$fact_4^{IC} = 1$

$CA_{cmd,4}^{AINL-CONT} = 0 \ m^2$

$CA_{cmd,4}^{AINL} = 23.8416 \ m^2$

8.14.4. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-INST} . fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-CONT} . (1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 133)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_1^{IC}$ = 0.00014

$CA_{inj,1}^{AINL-CONT}$ = 0.47769 m^2

$CA_{inj,1}^{AINL}$ = 0.47762 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_2^{IC}$ = 0.00381

$CA_{inj,2}^{AINL-CONT}$ = 9.02178 m^2

$CA_{inj,2}^{AINL}$ = 8.98743 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_3^{IC}$ = 0.07108

$CA_{inj,3}^{AINL-CONT}$ = 122.066 m^2

$CA_{inj,3}^{AIL}$ = 113.39 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AINL-INST}$ = 69.583 m^2

$fact_4^{IC}$ = 1

$CA_{inj,4}^{AINL-CONT}$ = 0 m^2

$CA_{inj,4}^{AIL}$ = 69.583 m^2

Step 8.15 Menghitng nilai AIT blended consequence area untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, menggnakan rumusan dibawah ini, berdasarkan hasil konsekuensi area component damage dan personnel injury yang sudah di dapat:

8.15.1. Menghitung nilai AIT blended consequence area for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{smd,n}^{AIL} . fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} . (1 - fact^{AIT})$$

(persamaan 134)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AIL}$ = 0.36329 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,1}^{AINL}$ = 0.16846 m^2

$CA_{cmd,1}^{flam}$ = 0.16846 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AIL}$ = 8.3338 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,2}^{AINL}$ = 3.16991 m^2

$CA_{cmd,2}^{flam}$ = 3.16991 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AIL}$ = 125.328 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,3}^{AINL}$ = 39.993 m^2

$CA_{cmd,3}^{flam}$ = 39.993 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AIL}$ = 39.7446 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,4}^{AINL}$ = 23.8416 m^2

$CA_{cmd,4}^{flam}$ = 23.8416 m^2

8.15.2. Menghitung nilai AIT blended consequence area for personnel injury. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL}.fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL}.(1 - fact^{AIT})$$ (persamaan 135)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AIL}$ = 1.05213 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,1}^{AINL}$ = 0.47762 m^2

$CA_{inj,1}^{flam}$ = 0.47762 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AIL}$ = 21.8594 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,2}^{AINL}$ = 8.98743 m^2

$CA_{inj,2}^{flam}$ = 8.98743 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AIL}$ = 301.1 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,3}^{AINL}$ = 113.39 m^2

$CA_{inj,3}^{flam}$ = 113.39 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AIL}$ = 142.787 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,4}^{AINL}$ = 69.583 m^2

$CA_{inj,4}^{flam}$ = 69.583 m^2

Step 8.16 Menghitung nilai final consequence areas for component damage dan personnel injury, menggunakan rumusan dibawah ini:

Perhitungan nilai final consequence areas for component damage dan personnel injury pada masing masing ukuran lubang pelepasan . Nilai generic failure frequency dapat dilihat pada tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3. Seperti dibawah ini:

Small	(gff_1)	=	8.00E-06	failure/year
Medium	(gff_2)	=	2.00E-07	failure/year
Large	(gff_3)	=	2.00E-06	failure/year
Rupture	(gff_4)	=	6.00E-05	failure/year

Total generic failure frequency bisa dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$gff_{total} = \sum_{n=1}^{4} gffn$$

gff_{total} = 3.06E-05 failure/year

8.16.1 Menghitung nilai final consequence areas for component damage

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \quad \text{(persamaan 136)}$$

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{(gff_{1.}\, CA_{cmd,1}^{flam}) + (gff_{2.}\, CA_{cmd,2}^{flam}) + (gff_{3.}\, CA_{cmd,3}^{flam}) + (gff_{4.}\, CA_{cmd,4}^{flam})}{gff_{total}} \right)$$

= 49.427 m^2

8.16.1 Menghitung nilai final consequence areas for personnel injury

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right) \quad \text{(persamaan 137)}$$

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{(gff_{1.}\, CA_{inj,1}^{flam}) + (gff_{2.}\, CA_{inj,2}^{flam}) + (gff_{3.}\, CA_{inj,3}^{flam}) + (gff_{4.}\, CA_{inj,4}^{flam})}{gff_{total}} \right)$$

= 144.032 m^2

9 Menentukan nilai toxic consequence

9.1 Perhitungan toxic consequence areas

Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa tidak ada kandungan toxic component di dalam liquid condensate. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:

9.1.1. Menghitung nilai toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{tox} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}}\right) \quad \text{(persamaan 138)}$$

$$CA_{inj}^{tox} = 0 \ \text{m}^2$$

10 Menentukan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences

10.1 Perhitungan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences areas

Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa liquid condensate bukan termasuk tipe steam atau caustic/acid consequences. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk non-flammable non-toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:

10.1.1. Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk component damage dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{lnfnt} = 0 \ \text{m}^2 \qquad \text{(persamaan 139)}$$

10.1.2. Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{nfnt} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{leak}}{gff_{total}}\right) \qquad \text{(persamaan 140)}$$

$$CA_{inj}^{nfnt} = 0 \ \text{m}^2$$

11 Menentukan nilai final component damage dan personnel injury consequence

11.1 Perhitungan final component damage consequence areas

Perhitungan final component damage consequence areas, CA_{cmd} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd} = \max\left[CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt}\right] \quad \text{(persamaan 141)}$$

Perlu diperhatikan bahwa jika nilai component damage untuk toxic release, CA_{cmd}^{tox} , dan non-flammable non-toxic, CA_{cmd}^{nfnt} , keduanya memiliki nilai nol, maka untuk menghitung final component damage menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam}$$

$$CA_{cmd} = 49.427 \quad m^2$$

11.2 Perhitungan final personnel injury consequence areas

Perhitungan final personnel injury consequence areas, CA_{inj} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj} = \max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}\right] \quad \text{(persamaan 142)}$$

dimana,

$CA_{inj}^{flam} = 144.032 \quad m^2$
$CA_{inj}^{tox} = 0.000 \quad m^2$
$CA_{inj}^{nfnt} = 0.000 \quad m^2$

maka, dari data tersebut didapatkan hasil::

$$CA_{inj} = \max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}\right]$$

$$CA_{inj} = 144.032 \quad m^2$$

11.3 Perhitungan final consequence areas

Perhitungan final consequence areas, CA , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA = max\left[CA_{cmd}, CA_{inj}\right] \quad \text{(persamaan 143)}$$

$$CA = 144.032 \quad m^2$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada *Condensate Separator* dan *Storage Vessel* Untuk Penjadwalan Program Inspeksi

LAMPIRAN 2.2

Consequence of Failure (COF)

Detail Perhitungan Consequence of Failure Condensate Storage Vessel 10V2103

Halaman ini sengaja dikosongkan

1 Menentukan fluida representatif, properties, dan fase pelepasan fluida kerja

1.1 Pemilihan kelompok fluida representatif

Pemilihan fluida representatif dipengaruhi oleh jenis fluida yang diproses didalam pressure vessel . Fluida yang dijadikan objek penelitian dalam tugas akhir ini adalah kondensat. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6-C8.

1.2 Properties fluida

Fase fluida yang disimpan dalam pressure vessel adalah **cair atau *stored liquid*.** Sifat-sifat fluida yang dibutuhkan untuk masing-masing fluida representatif tergantung pada fase penyimpanan fluida seperti di bawah ini:

a. Stored Liquid
   1. Normal Boiling Point (NBP)
   2. Density (ρt)
   3. Auto-iIgnition Temperature (AIT)

b. Stored Vapor or Gas
   1. Normal Boiling Point (NBP)
   2. Morcular Weight (MW)
   3. Ideal Gas Specific Heat Capacity Ratio (k)
   4. Constant Pressure Specific Heat (Cp)
   5. Auto-iIgnition Temperature (AIT)

1.3 Perhitungan fase pelepasan fluida

Step 1.1 Menentukan representatif fluida berdasarkan tabel 3.2.1 dibawah ini:

Tabel 3.2.1 List of representative fluid for level 1

Representative Fluid	Fluid TYPE (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
C1 – C2	TYPE 0	Methane, Ethane, Ethylene, LNG, Fuel Gas
C3 – C4	TYPE 0	Propane, Butane, Isobutane, LPG
C5	TYPE 0	Pentane
C6 – C8	TYPE 0	Gasoline, Naphtha,Light Straight Run, Heptane
C9 – C12	TYPE 0	Diesel, Kerosene
C13 – C16	TYPE 0	Jet Fuel, Kerosene, Atmospheric Gas Oil
C17 – C25	TYPE 0	Gas Oil, Typical Crude
C25+	TYPE 0	Residuum, Heavy Crude, Lube Oil, Seal Oil
H2	TYPE 0	Hydrogen
H2S	TYPE 0	Hydrogen Sulfide
HF	TYPE 0	Hydrogen Fluoride

Step 1.2 Condensate Storage Vessel yang dimiliki oleh Perusahaan Minyak dan Gas "X" adalah jenis tanki penyimpanan. Terdapat dua komponen fluida utama yaitu gas dan liquid. Maka dari itu, untuk menentukan storage phase fluida diasumsikan dengan fluida liquid , karena kandungan liquid condensate lebih dominan.

Step 1.3 Menentukan storage fluid properties berdasarkan tabel 3.2.2 dibawah ini:

Tabel 3.2.2 Properties of representative fluid for level 1

Fluid	MW	Liquid Density (kg/m^3)	NBP (°C)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C_p					Auto-Ignition Temp. (°C)
						Ideal Gas Constant *A*	Ideal Gas Constant *B*	Ideal Gas Constant *C*	Ideal Gas Constant *D*	Ideal Gas Constant *E*	
C1-C2	23	250.512	-125	Gas	Note 1	12.3	1.15E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	558
C3-C4	51	538.379	-21	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.35E-04	1.47E-08	N/A	369
C5	72	625.199	36	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.60E-04	5.30E-08	N/A	284
C6-C8	100	684.018	99	Liquid	Note 1	-5.146	6.76E-01	-3.65E-04	7.66E-08	N/A	223
C9-C12	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	208
C13-C16	205	764.527	261	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.67E-07	N/A	202
C17-C25	280	775.019	344	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
C25+	422	900.026	527	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
Water	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	997.947	100	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H_2	2	71.010	-253	Gas	Note 1	27.1	9.27E-03	-1.38E-05	7.65E-09	N/A	400
H_2S	34	993.029	-59	Gas	Note 1	31.9	1.44E-03	2.43E-05	-1.18E-08	N/A	260

1). Normal Boiling Point, *NBP*

Nilai normal boiling point dari liquid kondensat dengan senyawa hidrokarbon C6 s/d C8 dapat dilihat pada tabel 3.2.2 diatas:

$NBP = 99\ ^{o}C$

$NBP = 372.15\ ^{o}K$

$NBP = 669.87\ ^{o}R$

2). Auto-Ignition Temperature, AIT

Nilai Auto-Ignition Temperature dari liquid condensate dengan senyawa hidrokarbon C6 s/d C8 dapat dilihat pada tabel 3.2.2 diatas:

$AIT = 223\ ^{o}C$

$AIT = 496.15\ ^{o}K$

$AIT = 893.07\ ^{o}R$

3). Density, ρl

Nilai density didapatkan dari data Heat and Material Balance (HMB) dari perusahaan seperti pada lampiran 1.2, dengan nilai sebagai berikut:

ρl = 619.5 kg/m3

Step 1.4 Menentukan fase fluida stabil setalah terlepas ke atmosfer

Fluida yang dianalisis disimpan dalam bentuk liquid dan tidak berubah fase menjadi gas tetap pada kondisi liquid pada saat terlepas ke udara. Sehingga fase fluida stabil dimodelkan sebagai liquid. Seperti pada tabel 3.2.3 dibawah ini:

Tabel 3.2.3 Level 1 guidelines for determining the phase of fluid

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	**Phase of Fluid at Ambient (after release) Conditions**	**Determination of Final Phase of Consequence Calculation**
Gas	Gas	Model as gas
Gas	Liquid	Model as gas
Liquid	Gas	Model as gas unless the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80oF, then model as a liquid
Liquid	Liquid	Model as liquid

2 Pemilihan ukuran lubang pelepasan

2.1 Perhitungan ukuran lubang pelepasan

Step 2.1 Menentukan diamater lubang pelepasan, d_n, API 581 part 3 memberikan keterangan untuk pressure vessel , empat ukuran lubang pelepasan diasumsikan untuk semua ukuran dan tipe pressure vessel yang mengacu pada tabel 3.2.4 seperti dibawah ini:

Tabel 3.2.4 Release hole size and area used in level 1

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	d 1 = 0.25
2	Medium	> ¼ – 2	d 2 =1
3	Large	> 2 – 6	d 3 = 4
4	Rupture	> 6	d 4 = min[D , 16]

Step 2.2 Menentukan nilai generic failure frequency, gff_n, untuk setiap n^{th} ukuran lubang pelepasan dan total generic failure frequency gff_{total}. Berdasarkan tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3 yang didapatkan nilai seperti berikut:

Small (gff_1) = 8.00E-06 failure/year
Medium (gff_2) = 2.00E-07 failure/year
Large (gff_3) = 2.00E-06 failure/year
Rupture (gff_4) = 6.00E-05 failure/year

Total generic failure frequency bisa dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$gff_{total} = \sum_{n=1}^{4} gffn$$

Karena nilai total frekuensi kegagalan generik suda tersedia dari tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3. Jadi, nilai tersebut bisa langsung dimasukkan dari tabel ke dalam perhitungan.

gff_{total} = 3.06E-05 failure/year

3 Menghitung laju pelepasan

3.1 Rumusan untuk menghitung laju pelepasan liquid

adalah cair atau stored liquid. Laju pelepasan liquid dapat dihitung dengan mencari nilai theoretical release rate , Wn, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

(persamaan 144)

Selain itu, nilai viscosity correction factor , Kv,n, juga menjadi salah satu aspek dalam perhitungan laju pelepasan untuk fluida. Untuk menghitung nilai viscosity correcton factor dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti berikut:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

(persamaan 145)

3.2 Perhitungan laju pelepasan

Step 3.1 Memilih rumusan laju pelepasan yang sesuai

Condensate Storage Vessel yang dimiliki oleh Perusahaan Minyak dan Gas "X" adalah jenis tanki penyimpanan. Terdapat dua komponen fluida utama yaitu gas dan liquid. Maka dari itu, untuk menentukan storage phase fluida diasumsikan dengan **fluida liquid** , karena kandungan liquid condensate lebih dominan. Menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

Step 3.2 Menghitung nilai release hole size area, A_n, untuk masing masing lubang pelepasan , d_n, dengan menggunakan tabel dibawah:

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (inch)	Release Hole Diameter, dn (inch)
1	Small	0 – ¼	d 1 = 0.25
2	Medium	> ¼ – 2	d 2 =1
3	Large	> 2 – 6	d 3 = 4
4	Rupture	> 6	d 4 = min[D , 16]

Release hole size area, dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

(persamaan 146)

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (0.25)^2}{4}$$

= 0.04906 $inch^2$

= 3.2E-05 m^2

2). Medium Release Hole Area

d_2 = 1 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (1)^2}{4}$$

= 0.785 $inch^2$

= 5.06E-04 m^2

3). Large Release Hole Area

d_3 = 4 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (4)^2}{4}$$

= 12.56 $inch^2$

= 8.10E-03 m^2

4). Rupture Release Hole Area

d_4 = 16 inch

π = 3.14

$$An = \frac{\pi dn^2}{4}$$

$$= \frac{3.14\ x\ (16)^2}{4}$$

= 200.96 $inch^2$

= 0.12962 m^2

Step 3.3 Menghitung nilai viscosity correction factor, $K_{v,n}$, untuk tipe pelepasan liquid pada masing masing lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

3.3.1. Menghitung nilai reynold number untuk masing masing lubang pelepasan.

$$Re = \frac{D.\rho m.um}{\mu m}$$

(persamaan 147)

dimana,

Re	=	Reynold number		
D	=	Diameter (m)		
ρm	=	Mixture mass density	619.5	kg/m3
um	=	Mixture flow velocity	2.5	m/s
μm	=	Viscosity of the mixture	0.23	Cp

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

= 0.00635 m

Re_1 = 42.759

2). Medium Release Hole Area

d_2 = 1 inch

= 0.0254 m

Re_2 = 171.036

3). Large Release Hole Area

d_3 = 4 inch

= 0.1016 m

Re_3 = 684.143

4). Rupture Release Hole Area

d_4 = 16 inch

= 0.4064 m

Re_4 = 2736.57

3.3.2. Menghitung nilai viscosity correction factor untuk masing masing lubang pelepasan. Dengan parameter reynold number yang sudah didapat dan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

1). Small Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,1}$ = 0.37601

2). Medium Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,2}$ = 0.73164

3). Large Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$K_{v,3}$ = 0.89072

4). Rupture Release Hole Area

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Ren^{0.5}} + \frac{342.75}{Ren^{1.5}}\right)^{-1}$$

$$K_{v,4} = 0.95156$$

Step 3.4 Menghitung nilai release rate, Wn, untuk setiap release hole area, An, pada masing masing lubang pelepasan.

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

dimana,

Wn	=	Theoretical release rate associated			
Kv,n	=	Viscosity correction factor untuk masing masing lubang pelepasan			
An	=	Release hole size area untuk masing masing lubang pelepasan			
ρl	=	Liquid density	=	619.5	kg/m3
Cd	=	Release hole coefficient of discharge	=	0.61	
$Patm$	=	Atmospheric pressure	=	0	psi
			=	0	Kpa
Ps	=	Normal operating pressure	=	0.72	psi
			=	5.00	Kpa
gc	=	gravitational constant	=	1.0	m/s2
C_1	=	Release hole coefficient	=	1	

Dari parameter yang sudah didapatkan diatas maka, didapatkan nilai release rate untuk masing masing lubang pelepasan seberti berkut:

1). Small Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

$$W_1 = 0.0005713 \text{ kg/s}$$

2). Medium Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

$$W_2 = 0.017785938 \text{ kg/s}$$

3). Large Release Hole Area

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

$$W_3 = 0.346450955 \text{ kg/s}$$

4). Rupture Release Hole Area

$W_n = Cd \ x \ Kv,n \ x \ \rho l \ x \ \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \ x \ gc \ x \ (Ps - Patm)}{\rho l}}$

$W_4 = 5.921807701$ kg/s

4 Mengestimasikan fluid inventory yang terlepas

4.1 Maksimum volume yang tersedia untuk pelepasan (Available mass)

Volume yang tersedia untuk pelepasan pada masing masing ukuran lubang pelepasan terdapat dua aspek yaitu:

4.1.1. Inventory group mass

lebih besar yang dapat menyediakan volume cairan untuk dirilis. Inventory group mass dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{inv} = \sum_{i=1}^{N} (Mass_{comp,i}) \quad \text{(persamaan 148)}$$

4.1.2. Component mass

Diasumsikan bahwa untuk kebocoran besar akan terjadi dalam 3 menit, sehingga membatasi jumlah bahan pelepasan. Oleh karena itu, jumlah massa yang tersedia untuk dirilis dibatasi pada massa komponen ditambah massa tambahan, $mass_{add,n}$, Massa tambahan dapat dihitung untuk masing masing lubang pelepasan dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$\text{Mass}_{\text{add n}} = 180 \,.\, min[\text{W}_{\text{n}}, \text{W}_{\text{max8}}] \quad \text{(persamaan 149)}$$

Maximum mass available, $mass_{avail,n}$, dapat dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min\,.\,[\{\text{Mass}_{\text{comp}} + \text{Mass}_{\text{add,n}}\}, \text{Mass}_{\text{inv}}] \quad \text{(persamaan 150)}$$

4.2 Menghitung volume inventory

Step 4.1 Menentukan kelompok peralatan dan jenis peralatan dalam inventory groups API RBI 581 Annex 3A memberikan asumsi untuk jenis peralatan drum ialah sebesar 50% dari volum total.

Step 4.2 Menghitung nilai fluid mass, $mass_{comp}$, untuk komponen yang dilakukan analisa

OD	=	2000	mm	V_{liq}	=	7.850	m^3
	=	2	m	ρ_{liq}	=	619.5	kg/m^3
L	=	5000	mm				
	=	5	m	$Mass_{comp}$	=	4863.08	kg (10V2103)
V_{tot}	=	15.700	m^3				

Step 4.3 Menghitung massa fluida pada masing masing peralatan lain yang termasuk dalam inventory group, $mass_{comp,i}$.

Condensate system pada perusahaan X memiliki 2 equipment utama yaitu condensate separator (10V2102) dan condensate storage vessel (10V2103), dimensi dari kedua equipment tersebut memiliki nilai yang berbeda, maka dari itu dihitung nilai fluid mass untuk condensate storage vessel seperti berikut:

OD	=	1500	mm	V_{liq}	=	3.091	m^3
	=	1.5	m	ρ_{liq}	=	570.05	kg/m^3
L	=	3500	mm				
	=	3.5	m	$Mass_{comp}$	=	1761.99	kg (10V2102)
V_{tot}	=	6.182	m^3				

Step 4.4 Menghitung massa fluida dalam inventory group, $mass_{inv}$,dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{inv} = \sum_{i=1}^{N} (Mass_{comp,i})$$

$$mass_{inv} = Mass_{10V2102} + Mass_{10V2103}$$
$$= 6625.06 \text{ kg}$$

Step 4.5 Menghitung nilai laju aliran (flow rate) untuk diameter lubang 203 mm (8 inch), W_{max8} , Menggunakan rumusan untuk menghitung niali release rate, Wn , dengan nilai An = A_8 = 32.45mm^2 (50.3 inch). Maka didapatkan nilai maksimum flow rate seperti dibawah ini:

$$W_n = Cd \times Kv,n \times \rho l \times \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \times gc \times (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

dimana,

Wn	=	Theoretical release rate associated			
$Kv_{,max8}$	=	Viscosity correction factor	=	0.92758	
An	=	Release hole size area untuk masing masing lubang pelepasan			
ρl	=	Liquid density	=	619.5	kg/m3
Cd	=	Release hole coefficient of discharge	=	0.61	
$Patm$	=	Atmospheric pressure	=	0	psi
			=	0	Kpa
Ps	=	Normal operating pressure	=	0.72	psi
			=	5.00	Kpa
gc	=	gravitational constant	=	1.0	m/s2
C_1	=	Release hole coefficient	=	1	
A_8	=	Release hole size area	=	50.3	inch2
				0.03244	m2

Dari parameter yang sudah didapatkan diatas maka, didapatkan nilai maximum flow rate sebagai berkut:

$$W_n = Cd \; x \; Kv,n \; x \; \rho l \; x \; \frac{An}{C1} \sqrt{\frac{2 \; x \; gc \; x \; (Ps - Patm)}{\rho l}}$$

$$W_{max8} = 1.444872636 \text{ kg/s}$$

Step 4.6 Menghitung nilai massa fluida tambahan, $mass_{add,n}$, untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, yang dapat menambah jumlah massa fluida dalam equipment selama 3 menit dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

1). Small Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,1} = 0.10283 \text{ kg}$$

2). Medium Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,2} = 3.20147 \text{ kg}$$

3). Large Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,3} = 62.3612 \text{ kg}$$

4). Rupture Release Hole Area

$$Mass_{add\ n} = 180 \,.\, \min[W_n, W_{max8}]$$

$$Mass_{add,3} = 260.077 \text{ kg}$$

Step 4.7 Menghitung available mass for release, $mass_{avail,n}$, untuk masing masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_{avail\ n} = min \,.\, [\{Mass_{comp} + Mass_{add,n}\}, Mass_{inv}]$$

1). Small Release Hole Area

$$Mass_{avail\ n} = min \,.\, [\{Mass_{comp} + Mass_{add,n}\}, Mass_{inv}]$$

$$Mass_{avail,1} = 4863.18 \text{ kgs}$$

2). Medium Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,2} = 4866.28 \text{ kgs}$$

3). Large Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,3} = 4925.44 \text{ kgs}$$

4). Rupture Release Hole Area

$$\text{Mass}_{avail\ n} = min.[\{\text{Mass}_{comp} + \text{Mass}_{add,n}\}, \text{Mass}_{inv}]$$

$$\text{Mass}_{avail,4} = 5123.15 \text{ kgs}$$

5 Menentukan tipe pelepasan (Continuous or Instantaneous)

5.1 Tipe pelepasan

5.1.1. Instantaneous release

Instantaneous release adalah tipe pelepasan yang terjadi begitu cepat sehingga fluida menyebar sebagai satu kumpulsn awan besar.

5.1.1.Continuous release

Continuous release adalah pelepasan yang terjadi dalam periode waktu yang lebih lama, memungkinkan cairan untuk menyebar dalam bentuk elips memanjang (tergantung pada kondisi cuaca).

5.2 Menghitung tipe pelepasan

Step 5.1 Menghitung waktu yang dibutuhkan untuk melepaskan 4.536 kgs [10000 lbs], untuk masing-masing ukuran lubang pelepasan menggunakan rumusan berikut:

$$t_n = \frac{C3}{W_n} \qquad \text{(persamaan 151)}$$

dimana,

t_n = time required to release 4536 kgs (10000 lbs) of fluid

C_3 = SI and US customary conversion factors

= 4536 kgs

= 10000 lbs

W_n = Theoretical release rate , kg/s [lb/s]

W_{n1} = 0.0005713 kg/s

W_{n2} = 0.017785938 kg/s

W_{n3} = 0.346450955 kg/s

W_{n4} = 5.921807701 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_1 = 7939788.886 s

2). Medium Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_2 = 255032.940 s

3). Large Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_3 = 13092.762 s

4). Rupture Release Hole Area

$$t_n = \frac{C3}{W_n}$$

t_4 = 765.982 s

Step 5.2 Menentukan tipe pelepasan, instantaneous atau continuous, untuk setiap lubang pelepasan berdasarkan kriteria seperti dibawah ini:

a. Apabila ukuran lubang pelepasan adalah 6.35 mm [0.25 inch] atau kurang, maka tipe pelepasan adalah continuous.

b. Apabila tn≤180 second atau massa yang terlepas lebih dari 4.536 kgs [10000 lbs], maka tipe pelepasan adalah instantaneous; jika tidak, maka continuous.

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

t_1 = 7939788.886 s (Continous)

2). Medium Release Hole Area

d_1 = 1 inch

t_2 = 255032.940 s (Continous)

3). Large Release Hole Area

d_1 = 4 inch

t_3 = 13092.762 s (Continous)

4). Rupture Release Hole Area

d_1 = 16 inch

t_4 = 765.982 s (Continous)

6 Mengestimasikan dampak dari sistem deteksi dan isolasi terhadap besarnya pelepasan.

6.1 Perhitungan untuk menentukan Sistem Deteksi and Isolasi

Step 6.1 Menentukan sistem deteksi dan isolasi yang terdapat dalam unit.

Penentuan sistem deteksi dan isolasi mengacu pada API 581 part 3, pada tabel 3.2.5 dan 3.2.6 sebagai berikut:

Tabel 3.2.5 Detection and Isolation system rating guide

Type of Detection System	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 of Isolation System	**Isolation. Classification**
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no oprator intervention	**A**
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable location remote from the leak	**B**
Isolation dependent on manually operated valves	**C**

Tabel 3.2.6 Adjustment to release based on detection and isolation system

System Clasification		Release Magnitude Adjustment	Reduction factor, $fact_{di}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25%	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20%	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10%	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15%	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

Sistem deteksi yang dilakukan pada perusahaan X saat ini adalah dengan metode visual atau deteksi di beberapa area. Sedangkan, sistem isolasi yang dilakukan dengan menggunakan automated SDV System.

Step 6.2 Memilih sistem deteksi yang sesuai berdasarkan tabel 3.2.5 diatas:

Type of detection system = Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e. loss of pressure or flow) in the system

Detection Classification = **A**

Step 6.3 Memilih sistem isolasi yang sesuai berdasarkan tabel 3.2.6 diatas:

Type of detection system = Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no oprator intervention

Isolation Classification = **A**

Step 6.4 Memilih factor reduksi, $fact_{di}$, yang sesuai berdasarkan tabel 3.2.6 diatas:

Release Magnitude Adjustment = Reduce release rate or mass by 25%

Factor reduksi, $fact_{di}$ = **0.25**

Step 6.5 Menentukan durasi kebocoran total untuk masing maisng ukuran lubang pelepasan yang telah dipilih, $id_{max,n}$, menggunakan tabel 3.2.7 dibawah ini:

Tabel 3.2.7 Leak duration based on detection and isolation system

Detection system rating	Isolation system rating	Maxium Leak Duration, $id_{max,n}$
A	A	20 minutes for 1/4 inch leaks
		10 minutes for 1 inch leaks
		5 minutes for 4 inch leaks
A	B	30 minutes for 1/4 inch leaks
		20 minutes for 1 inch leaks
		10 minutes for 4 inch leaks
A	C	40 minutes for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks
		30 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks
C	A,B, or C	1 hour for 1/4 inch leaks
		40 minutes for 1 inch leaks
		20 minutes for 4 inch leaks

1). Small Release Hole Area

d_1 = 0.25 inch

t_1 = 7939788.886 s (Continous)

$ld_{max,1}$ = 20 minute

2). Medium Release Hole Area

d_1 = 1 inch

t_2 = 255032.940 s (Continous)

$ld_{max,2}$ = 10 minute

3). Large Release Hole Area

d_1 = 4 inch

t_3 = 13092.762 s (Continous)

$ld_{max,3}$ = 5 minute

4). Rupture Release Hole Area

d_1 = 16 inch

t_4 = 765.982 s (Continous)

$ld_{max,4}$ = 5 minute

7 Menentukan laju dan massa pelepasan untuk analisis consequence

7.1 Menghitung laju dan massa pelepasan

Step 7.1 Menghitung laju pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, $rate_n$, menggunakan parameter theoretical release rate, Wn , pada step 3.2 dan nilai release reduction factor, $fact_{di}$, pada step 6.4 menggunakan rumusan dibawah

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$ (persamaan 152)

dimana,

Reduction Factor, $fact_{di}$ = 0.25

W_{n1} = 0.0005713 kg/s

W_{n2} = 0.017785938 kg/s

W_{n3} = 0.346450955 kg/s

W_{n4} = 5.921807701 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_1$ = 0.00043 kg/s

2). Medium Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_2$ = 0.01334 kg/s

3). Large Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_3$ = 0.25984 kg/s

4). Rupture Release Hole Area

$$Rate_n = W_n (1 - fact_{di})$$

$rate_4$ = 4.44136 kg/s

Step 7.2 Menghitung durasi kebocoran pada masing masing ukuran lubang pelepasan, ld_n , menggunakan parameter available mass, $mass_{avail,n}$, pada step 4.7, nilai release rate, $rate_n$, pada step 7.1, dan nilai maximum durasi, $ld_{max,n}$, menggunakan rumusan dibawah ini:

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$ (persamaan 153)

dimana,

$ld_{max,1}$ = 20 minute (1/4 inch leak)
$ld_{max,2}$ = 10 minute (1 inch leak)
$ld_{max,3}$ = 5 minute (4 inch leak)
$ld_{max,4}$ = 5 minute (16 inch leak)
$Mass_{avail,1}$ = 4863.18 kgs
$Mass_{avail,2}$ = 4866.28 kgs
$Mass_{avail,3}$ = 4925.44 kgs
$Mass_{avail,4}$ = 5123.15 kgs

1). Small Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$

ld_1 = 1200 s

2). Medium Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$

ld_2 = 600 s

3). Large Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$

ld_3 = 300 s

4). Rupture Release Hole Area

$$ld_n = min.[\{\frac{Mass_{avail,n}}{Rate_n}\},\{60 . ld_{max,n}]$$

ld_4 = 300 s

Step 7.3 Menghitung massa pelepasan untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, $mass_n$, menggunakan parameter release rate, $rate_n$, pada step 3.2, nilai leak duration, ld_n , pada step 7.2, dan available mass, $mass_{avail,n}$, pada step 4.7 menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$Mass_n = min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$ (persamaan 154)

dimana,

$Mass_{avail,1}$ = 4863.18 kgs

$Mass_{avail,2}$ = 4866.28 kgs

$Mass_{avail,3}$ = 4925.44 kgs

$Mass_{avail,4}$ = 5123.15 kgs

1). Small Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_1$ = 0.51417 kgs

2). Medium Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_2$ = 8.00367 kgs

3). Large Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_3$ = 77.9515 kgs

4). Rupture Release Hole Area

$$Mass_n \quad min.[\{Rate_n . ld_n\}, Mass_{avail,n}]$$

$Mass_4$ = 1332.41 kgs

8 Menentukan flammable and explosion consequence

8.1 Consequence area equations

Terdapat 2 jenis persamaan untuk menentukan flammable consequence area untuk component damage dan personel injury. Persamaan tersebut bergantung pada tipe pelepasan yang terdapat pada equipment yang dianalisa, continuous atau instantaneous release, dapat dihitung dengan menggunaka rumusa dibawah ini:

8.1.1. Continuous release

$$CA_n^{CONT} = \alpha(rate_n)^b \quad \text{(persamaan 155)}$$

8.1.2. Instantaneous release

$$CA_n^{CONT} = \alpha(mass_n)^b \quad \text{(persamaan 156)}$$

Koefisien nilai *a* dan *b* pada persamaan diatas untuk menentukan flammable consequence area untuk component damage dan personel injury. Terdapat pada tabel 3.3.3 dan 3.3.4 pada lampiran 3.3.

8.2 Perhitungan untuk Consequence area

Step 8.1 Memilih consequence area mitigation reduction factor, $fact_{mit}$, dari tabel 3.2.8 dibawah ini:

Tabel 3.2.8 Adjustment to flammable consequence for mitigation system

Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mit}$
Inventory blowdown , couple with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25 %	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20 %	0.2
Fire water monitor only	Reduce consequence area by 5 %	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15 %	0.15

Mitigation system = Inventory blowdown , couple with isolation system classification B or higher

Cosequence area = Reduce consequence area by 25 %

$fact_{mit}$ = 0.25

Step 8.2 Menghitung energy efficiency correction factor, $eneff_n$, menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$eneff_4 = 4.log_{10}[C_4 . mass_n] - 15 \quad \text{(persamaan 157)}$$

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, karena seluruh ukuran lubang pelepasan merupakan continuous release, sehingga tidak dilakukan perhitungan untuk energy efficiency correction factor.

Step 8.3 Menentukan tipe fluida, apakah termasuk TYPE 0 atau TYPE 1 berdasarkan tabel 3.3.1 pada lampiran 3.3.

Representative Fluid	Fluid TYPE (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
$C_1 - C_2$	TYPE 0	Methane, Ethane, Ethylene, LNG, Fuel Gas
$C_3 - C_4$	TYPE 0	Propane, Butane, Isobutane, LPG
C_5	TYPE 0	Pentane
$C_6 - C_8$	TYPE 0	Gasoline, Naphtha, Light Straight Run, Heptane
$C_9 - C_{12}$	TYPE 0	Diesel, Kerosene
$C_{13} - C_{16}$	TYPE 0	Jet Fuel, Kerosene, Atmospheric Gas Oil
$C_{17} - C_{25}$	TYPE 0	Gas Oil, Typical Crude
C_{25+}	TYPE 0	Residuum, Heavy Crude, Lube Oil, Seal Oil

kondensat. Sebagaimana diketahui bahwa kondensat terdiri dari senyawa hidrokarbon dari C6-C8. Maka tipe fluida untuk senyawa karbon C6-C8 adalah **TYPE 0.**

Step 8.4 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL-CONT}$

8.4.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

$$a = \alpha_{cmd,n}^{AINL-CONT} = 34.17$$

$$b = b_{cmd}^{AINL-CONT} = 0.89$$

8.4.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b . (1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 158)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00043 kg/s
$Rate_2$ = 0.01334 kg/s
$Rate_3$ = 0.25984 kg/s
$Rate_4$ = 4.44136 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,1}^{AINL-CONT} = 0.02577 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,2}^{AINL-CONT} = 0.54964 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,3}^{AINL-CONT} = 7.7231 \text{ m}^2$$

4). Rupture Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,4}^{AINL-CONT} = 96.604 \text{ m}^2$$

Step 8.5 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AINL-CONT}$

8.5.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.3 pada lampiran 3.3.

$$a = \alpha_{cmd,n}^{AIL-CONT} = 103.4$$

$$b = b_{cmd}^{AIL-CONT} = 0.95$$

8.5.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \cdot (1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 159)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00043 kg/s

$Rate_2$ = 0.01334 kg/s

$Rate_3$ = 0.25984 kg/s

$Rate_4$ = 4.44136 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \,.\, (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,1}^{AIL-CONT} = 0.04897 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \,.\, (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,2}^{AIL-CONT} = 1.2837 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \,.\, (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,3}^{AIL-CONT} = 21.5551 \text{ m}^2$$

4). Rupture Release Hole Area

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \alpha(rate_n)^b \,.\, (1 - fact_{mit})$$

$$CA_{cmd,4}^{AIL-CONT} = 319.685 \text{ m}^2$$

Step 8.6 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL-INST}$

8.6.1. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \alpha(mass_n)^b \,.\, \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 160)}$$

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, karena seluruh ukuran lubang pelepasan merupakan continuous release, sehingga tidak dilakukan perhitungan untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL-INST}$

Step 8.7 Menghitung nilai component damage consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL-INST}$

8.7.1. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \alpha(mass_n)^b \,.\, \left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 161)}$$

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, karena seluruh ukuran lubang pelepasan merupakan continuous release, sehingga tidak dilakukan perhitungan untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL-INST}$

Step 8.8 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Continuous Release (AINL-CONT), $CA^{AINL\text{-}CONT}$

8.8.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{inj,n}^{AINL-CONT} = 96.88$

$b = b_{inj,n}^{AINL-CONT} = 0.89$

8.8.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 162)}$$

dimana,

$Rate_1 = 0.00043$ kg/s

$Rate_2 = 0.01334$ kg/s

$Rate_3 = 0.25984$ kg/s

$Rate_4 = 4.44136$ kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,1}^{AINL-CONT} = 0.07306 \text{ m}^2$$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,2}^{AINL-CONT} = 1.55836 \text{ m}^2$$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,3}^{AINL-CONT} = 21.8968 \text{ m}^2$$

4). Rupture Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AINL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$$CA_{inj,4}^{AINL-CONT} = 273.895 \text{ m}^2$$

Step 8.9 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Continuous Release (AIL-CONT), $CA^{AIL\text{-}CONT}$

8.9.1. Menentukna nilai koefficient untuk a dan b berdasarkan tabel 3.3.4 pada lampiran 3.3.

$a = \alpha_{inj,n}^{AIL-CONT} = 252.8$

$b = b_{inj,n}^{AIL-CONT} = 0.92$

8.9.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit}) \quad \text{(persamaan 163)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00043 kg/s

$Rate_2$ = 0.01334 kg/s

$Rate_3$ = 0.25984 kg/s

$Rate_4$ = 4.44136 kg/s

Dari parameter yang didapat, maka didapatkan nilai:

1). Small Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,1}^{AIL-CONT} = 0.15108 \text{ m}^2$

2). Medium Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,2}^{AIL-CONT} = 3.57244 \text{ m}^2$

3). Large Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,3}^{AIL-CONT} = 54.8738 \text{ m}^2$

4). Rupture Release Hole Area

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [\alpha.(rate_n^{AIL-CONT})^b].(1 - fact_{mit})$$

$CA_{inj,4}^{AIL-CONT} = 747.399 \text{ m}^2$

Step 8.10 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL-INST}$

8.10.1. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n}\right) \quad \text{(persamaan 164)}$$

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, karena seluruh ukuran lubang pelepasan merupakan continuous release, sehingga tidak dilakukan perhitungan untuk Auto-ignition Not likely, Instantaneous Release (AINL-INST), $CA^{AINL-INST}$

Step 8.11 Menghitung nilai personnel injury consequence area pada masing masing ukuran lubang pelepasan, untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL-INST}$

8.11.2. Menghitung concequence area menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [\alpha.(mass_n^{AINL-INST})^b].\left(\frac{1-fact_{mit}}{eneff_n}\right)cc \quad \text{(persamaan 165)}$$

Persamaan diatas hanya berlaku pada tipe pelepasan instantaneous release, karena seluruh ukuran lubang pelepasan merupakan continuous release, sehingga tidak dilakukan perhitungan untuk Auto-ignition Likely, Instantaneous Release (AIL-INST), $CA^{AIL-INST}$

Step 8.12 Menghitung nilai blending factor, $fact_n^{IC}$, untuk tipe pelapasan continuous dan instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan berdasarkan rumusan dibawah ini:

8.12.1. Nilai Nilai blending factor untuk tipe pelepasan continuous yang dekat dengan titik transisi instantaneous (4.536 kgs [10000 lbs] selama 3 menit, atau laju pelepasan 25.2 kg/s [55.6 lb/s])

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right] \quad \text{(persamaan 166)}$$

dimana,

$Rate_1$ = 0.00043 kg/s
$Rate_2$ = 0.01334 kg/s
$Rate_3$ = 0.25984 kg/s
$Rate_4$ = 4.44136 kg/s
C_5 = 25.2 kg/s

1). Small Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_1^{IC}$ = 1.7E-05

2). Medium Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_2^{IC}$ = 0.00053

3). Large Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_3^{IC}$ = 0.01031

4). Rupture Release Hole Area

$$fact_n^{IC} = \min\left[\left\{\frac{rate_n}{C_5}\right\}, 1.0\right]$$

$fact_4^{IC}$ = 0.17624

Step 8.13 Menghitung nilai AIT blending factor , $fact^{AIT}$, menggunakan rumusan dibawah in

$$fact^{AIT} = 0 \quad \text{for} \quad T_S + C_6 \leq AIT \qquad \text{(pers. 167)}$$

$$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 \,.\, C_6} \quad \text{for} \quad T_S + C_6 > AIT > T_S - C_6 \qquad \text{(pers. 168)}$$

$$fact^{AIT} = 1 \quad \text{for} \quad T_S - C_6 \geq AIT \qquad \text{(pers. 169)}$$

Ts	=	51	°C	$T_s + C_6$	=	76.6	K
Ts	=	324	K	$T_s - C_6$	=	25.4	K
AIT	=	223	°C				
AIT	=	496.15	K	$fact^{AIT}$	=	0	
C_6	=	25.6					

Step 8.14 Menghitng nilai blended consequence area untuk tipe continuous/instantaneous pada masing masing ukuran lubang pelepasan, menggunakan rumusan dibawah ini, berdasarkan konsekuensi area yang sudah di dapat:

8.14.1. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL-INST} . fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} . (1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 170)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_1^{IC}$ = 1.7E-05

$CA_{cmd,1}^{AIL-CONT}$ = 0.04897 m^2

$CA_{cmd,1}^{AIL}$ = 0.04897 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_2^{IC}$ = 0.00053

$CA_{cmd,2}^{AIL-CONT}$ = 1.2837 m^2

$CA_{cmd,2}^{AIL}$ = 1.28302 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_3^{IC}$ = 0.01031

$CA_{cmd,3}^{AIL-CONT}$ = 21.5551 m^2

$CA_{cmd,3}^{AIL}$ = 21.3328 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_4^{IC}$ = 0.17624

$CA_{cmd,4}^{AIL-CONT}$ = 319.685 m^2

$CA_{cmd,4}^{AIL}$ = 263.342 m^2

8.14.2. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL-INST}.fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL-CONT}.(1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 171)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_1^{IC}$ = 1.7E-05

$CA_{inj,1}^{AIL-CONT}$ = 0.15108 m^2

$CA_{inj,1}^{AIL}$ = 0.15108 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_2^{IC}$ = 0.00053

$CA_{inj,2}^{AIL-CONT}$ = 3.57244 m^2

$CA_{inj,2}^{AIL}$ = 3.57055 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_3^{IC}$ = 0.01031

$CA_{inj,3}^{AIL-CONT}$ = 54.8738 m^2

$CA_{inj,3}^{AIL}$ = 54.308 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AIL-INST}$ = 0 m^2

$fact_4^{IC}$ = 0.17624

$CA_{inj,4}^{AIL-CONT}$ = 747.399 m^2

$CA_{inj,4}^{AIL}$ = 615.674 m^2

8.14.3. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL-INST}.fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}.(1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 172)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_1^{IC}$ = 1.7E-05

$CA_{cmd,1}^{AINL-CONT}$ = 0.02577 m^2

$CA_{cmd,1}^{AINL}$ = 0.02577 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_2^{IC}$ = 0.00053

$CA_{cmd,2}^{AINL-CONT}$ = 0.54964 m^2

$CA_{cmd,2}^{AINL}$ = 0.54935 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_3^{IC}$ = 0.01031

$CA_{cmd,3}^{AINL-CONT}$ = 7.7231 m^2

$CA_{cmd,3}^{AINL}$ = 7.64347 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_4^{IC}$ = 0.17624

$CA_{cmd,4}^{AINL-CONT}$ = 96.604 m^2

$CA_{cmd,4}^{AINL}$ = 79.5781 m^2

8.14.4. Menghitung nilai consequence area untuk Auto-ignition Not Likely for personnel injury. Menggunakan parameter seperti pada step sebelumnya

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL-INST}.fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL-CONT}.(1 - fact_n^{IC})$$

(persamaan 173)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_1^{IC}$ = 1.7E-05

$CA_{inj,1}^{AINL-CONT}$ = 0.07306 m^2

$CA_{inj,1}^{AINL}$ = 0.07306 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_2^{IC}$ = 0.00053

$CA_{inj,2}^{AINL-CONT}$ = 1.55836 m^2

$CA_{inj,2}^{AINL}$ = 1.55754 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_3^{IC}$ = 0.01031

$CA_{inj,3}^{AINL-CONT}$ = 21.8968 m^2

$CA_{inj,3}^{AIL}$ = 21.671 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AINL-INST}$ = 0 m^2

$fact_4^{IC}$ = 0.17624

$CA_{inj,4}^{AINL-CONT}$ = 273.895 m^2

$CA_{inj,4}^{AIL}$ = 225.623 m^2

Step 8.15 Menghitng nilai AIT blended consequence area untuk masing masing ukuran lubang pelepasan, menggnakan rumusan dibawah ini, berdasarkan hasil konsekuensi area component damage dan personnel injury yang sudah di dapat:

8.15.1. Menghitung nilai AIT blended consequence area for component damage. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{smd,n}^{AIL} . fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} . (1 - fact^{AIT})$$

(persamaan 174)

1). Small Release Hole Area

$CA_{cmd,1}^{AIL}$ = 0.04897 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,1}^{AINL}$ = 0.02577 m^2

$CA_{cmd,1}^{flam}$ = 0.02577 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{cmd,2}^{AIL}$ = 1.28302 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,2}^{AINL}$ = 0.54935 m^2

$CA_{cmd,2}^{flam}$ = 0.54935 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{cmd,3}^{AIL}$ = 21.3328 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,3}^{AINL}$ = 7.64347 m^2

$CA_{cmd,3}^{flam}$ = 7.64347 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{cmd,4}^{AIL}$ = 263.342 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{cmd,4}^{AINL}$ = 79.5781 m^2

$CA_{cmd,4}^{flam}$ = 79.5781 m^2

8.15.2. Menghitung nilai AIT blended consequence area for personnel injury. Menggunakan parameter pada step sebelumnya.

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL} . fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL} . (1 - fact^{AIT})$$

(persamaan 175)

1). Small Release Hole Area

$CA_{inj,1}^{AIL}$ = 0.15108 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,1}^{AINL}$ = 0.07306 m^2

$CA_{inj,1}^{flam}$ = 0.07306 m^2

2). Medium Release Hole Area

$CA_{inj,2}^{AIL}$ = 3.57055 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,2}^{AINL}$ = 1.55754 m^2

$CA_{inj,2}^{flam}$ = 1.55754 m^2

3). Large Release Hole Area

$CA_{inj,3}^{AIL}$ = 54.308 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,3}^{AINL}$ = 21.671 m^2

$CA_{inj,3}^{flam}$ = 21.671 m^2

4). Rupture Release Hole Area

$CA_{inj,4}^{AIL}$ = 615.674 m^2

$fact^{AIT}$ = 0

$CA_{inj,4}^{AINL}$ = 225.623 m^2

$CA_{inj,4}^{flam}$ = 225.623 m^2

Step 8.16 Menghitung nilai final consequence areas for component damage dan personnel injury, menggunakan rumusan dibawah ini:

Perhitungan nilai final consequence areas for component damage dan personnel injury pada masing masing ukuran lubang pelepasan . Nilai generic failure frequency dapat dilihat pada tabel 2.3.2 pada lampiran 2.3. Seperti dibawah ini:

Small (gff_1) = 8.00E-06 failure/year

Medium (gff_2) = 2.00E-07 failure/year

Large (gff_3) = 2.00E-06 failure/year

Rupture (gff_4) = 6.00E-05 failure/year

Total generic failure frequency bisa dihitung dengan menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$gff_{total} = \sum_{n=1}^{4} gffn$$

gff_{total} = 3.06E-05 failure/year

8.16.1 Menghitung nilai final consequence areas for component damage

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}}\right) \quad \text{(persamaan 176)}$$

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{(gff_{1.}\, CA_{cmd,1}^{flam}) + (gff_{2.}\, CA_{cmd,2}^{flam}) + (gff_{3.}\, CA_{cmd,3}^{flam}) + (gff_{4.}\, CA_{cmd,4}^{flam})}{gff_{total}}\right)$$

= 156.545 m^2

8.16.1 Menghitung nilai final consequence areas for personnel injury

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}}\right) \quad \text{(persamaan 177)}$$

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{(gff_{1.}\, CA_{inj,1}^{flam}) + (gff_{2.}\, CA_{inj,2}^{flam}) + (gff_{3.}\, CA_{inj,3}^{flam}) + (gff_{4.}\, CA_{inj,4}^{flam})}{gff_{total}}\right)$$

= 443.843 m^2

9 Menentukan nilai toxic consequence

9.1 Perhitungan toxic consequence areas

Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa tidak ada kandungan toxic component di dalam liquid condensate. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:

9.1.1. Menghitung nilai toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{tox} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{tox}}{gff_{total}}\right) \quad \text{(persamaan 178)}$$

$$CA_{inj}^{tox} = 0 \ \text{m}^2$$

10 Menentukan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences

10.1 Perhitungan nilai Non-Flammable Non-Toxic consequences areas

Komponen yang dianalisa condensate separator milik perusahaan minyak dan gas "X" memiliki kandugan utama yaitu liquid condensate, dari data perusahaan yang didapat diketahui bahwa liquid condensate bukan termasuk tipe steam atau caustic/acid consequences. Maka dari itu tidak dilakukan perhitungan untuk non-flammable non-toxic consequences. Sehingga didapatkan nilai seperti dibawah ini:

10.1.1. Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk component damage dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd,n}^{lnfnt} = 0 \quad m^2 \qquad \text{(persamaan 179)}$$

10.1.2. Menghitung nilai non-flammable non-toxic consequence areas untuk personnel injury dengan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj}^{nfnt} = \left(\frac{\sum gff_n \cdot CA_{inj,n}^{leak}}{gff_{total}}\right) \qquad \text{(persamaan 180)}$$

$$CA_{inj}^{nfnt} = 0 \quad m^2$$

11 Menentukan nilai final component damage dan personnel injury consequence

11.1 Perhitungan final component damage consequence areas

Perhitungan final component damage consequence areas, CA_{cmd} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{cmd} = \max\left[CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{nfnt}\right] \quad \text{(persamaan 181)}$$

Perlu diperhatikan bahwa jika nilai component damage untuk toxic release, CA_{cmd}^{tox} , dan non-flammable non-toxic, CA_{cmd}^{nfnt} , keduanya memiliki nilai nol, maka untuk menghitung final component damage menggunakan rumusan seperti dibawah ini:

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam} \quad \text{(persamaan 182)}$$

$$CA_{cmd} = 156.545 \ \text{m}^2$$

11.2 Perhitungan final personnel injury consequence areas

Perhitungan final personnel injury consequence areas, CA_{inj} , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA_{inj} = \max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}\right] \quad \text{(persamaan 183)}$$

dimana,

$CA_{inj}^{flam} = 443.843 \ \text{m}^2$
$CA_{inj}^{tox} = 0.000 \ \text{m}^2$
$CA_{inj}^{nfnt} = 0.000 \ \text{m}^2$

maka, dari data tersebut didapatkan hasil::

$$CA_{inj} = \max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}\right]$$

$$CA_{inj} = 443.843 \ \text{m}^2$$

11.3 Perhitungan final consequence areas

Perhitungan final consequence areas, CA , dapat dihitung dengan menggunakan rumusan dibawah ini:

$$CA = max\left[CA_{cmd}, CA_{inj}\right] \quad \text{(persamaan 184)}$$

$$CA = 443.843 \ \text{m}^2$$

LAMPIRAN 3.3

Consequence of Failure (COF)

Nilai nilai yang dibutuhkan dalam Perhitungan Consequence of Failure (COF)

Halaman ini sengaja dikosongkan

Tabel 3.3.1 Daftar Fluida Representatif untuk Analisis Level 1

Representative Fluid	Fluid Type	Examples of Applicable Materials
C1 – C2	Type 0	Methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
C3 – C4	Type 0	Propane, butane, isobutane, LPG
C5	Type 0	Pentane
C6 - C8	Type 0	Gasoline, naptha, light straight run, heptane.
C9 – C12	Type 0	Diesel, kerosene
C13 – C16	Type 0	Jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil
C17 –C25	Type 0	Gas oil, typical crude
C25+	Type 0	Residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
H2	Type 0	Hydrogen only
H2S	Type 0	Hydrogen sulfide only
HF	Type 0	Hydrogen fluoride
Acid	Type 0	Acid, caustic
Aromatics	Type 1	Benzene, Toluene, Xylene, Cumene
AlCl3	Type 0	Aluminum Chloride
Pyrophoric	Type 1	Pyrophoric Materials
Amonia	Type 2	Ammonia
Chlorine	Type 3	Chlorine
CO	Type 1	Carbon Monoxide
DEE	Type 1 (Note 2)	Diethyl Ether
HCL	Type 0 (Note 1)	Hydrogen Chloride
Nitric Acid	Type 0 (Note 1)	Nitric Acid
NO2	Type 0 (Note 1)	Nitrogen Dioxide
Phosgene	Type 0	Phosgene
TDI	Type 0 (Note 1)	Toluene Diisocyanate
PO	Type 1	Propylene Oxide
EEA	Type 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate
EE	Type 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether
EG	Type 1	Ethylene Glycol
EO	Type 1	Ethylene Oxide

Note : 1. HCL, Nitric Acid, NO2 and TDI are TYPE 1 toxic fluids
2. DEE is a TYPE 0 toxic fluid

Halaman ini sengaja dikosongkan

Tabel 3.3.2 Properties of the Representative Fluids Used in Level 1 Analysis

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft^3)	NBP (°C)	Ambient State	Cp						
					Ideal Gas Specific Heat Eq.	Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	AIT (°C)
C1-C2	*23*	*250.512*	*-125*	*Gas*	*Note 1*	*12.3*	*1.15E-01*	*-2.9E-05*	*-1.3E-09*	*N/A*	*558*
C3-C4	*51*	*538.379*	*-21*	*Gas*	*Note 1*	*2.632*	*0.3188*	*-1.4E-04*	*1.47E-08*	*N/A*	*369*
C5	*72*	*625.199*	*36*	*Liquid*	*Note 1*	*-3.626*	*0.4873*	*-2.6E-04*	*5.30E-08*	*N/A*	*284*
C6-C8	*100*	*684.018*	*99*	*Liquid*	*Note 1*	*-5.146*	*6.76E-01*	*-3.7E-04*	*7.66E-08*	*N/A*	*223*
C9-C12	*149*	*734.012*	*184*	*Liquid*	*Note 1*	*-8.5*	*1.01E+00*	*-5.6E-04*	*1.18E-07*	*N/A*	*208*
C13-C16	*205*	*764.527*	*261*	*Liquid*	*Note 1*	*-11.7*	*1.39E+00*	*-7.7E-04*	*1.67E-07*	*N/A*	*202*
C17-C25	*280*	*775.019*	*344*	*Liquid*	*Note 1*	*-22.4*	*1.94E+00*	*-1.1E-03*	*-2.5E-07*	*N/A*	*202*
C25+	*422*	*900.026*	*527*	*Liquid*	*Note 1*	*-22.4*	*1.94E+00*	*-1.1E-03*	*-2.5E-07*	*N/A*	*202*
Water	*18*	*997.947*	*100*	*Liquid*	*Note 3*	*2.76E+05*	*-2.1E+03*	*8.125*	*-1.4E-02*	*9.37E-06*	*N/A*
Steam	*18*	*997.947*	*100*	*Gas*	*Note 3*	*3.34E+04*	*2.68E+04*	*2.61E+03*	*8.90E+03*	*1.17E+03*	*N/A*
Acid	*18*	*997.947*	*100*	*Liquid*	*Note 3*	*2.76E+05*	*-2.1E+03*	*8.125*	*-1.4E-02*	*9.37E-06*	*N/A*
H2	*2*	*71.01*	*-253*	*Gas*	*Note 1*	*27.1*	*9.27E-03*	*-1.4E-05*	*7.65E-09*	*N/A*	*400*
H2S	*34*	*993.029*	*-59*	*Gas*	*Note 1*	*31.9*	*1.44E-03*	*2.43E-05*	*-1.2E-08*	*N/A*	*260*
HF	*20*	*967.031*	*20*	*Gas*	*Note 1*	*29.1*	*6.61E-04*	*-2.0E-06*	*2.50E-09*	*N/A*	*17760*
CO	*28*	*800.92*	*-191*	*Gas*	*Note 2*	*2.91E+04*	*8.77E+03*	*3.09E+03*	*8.46E+03*	*1.54E+03*	*609*
DEE	*74*	*720.828*	*35*	*Liquid*	*Note 2*	*8.62E+04*	*2.55E+05*	*1.54E+03*	*1.44E+05*	*-6.9E+02*	*160*
HCL	*36*	*1185.362*	*-85*	*Gas*	*---*	*---*	*---*	*---*	*---*	*---*	*N/A*
Nitric Acid	*63*	*1521.749*	*121*	*Liquid*	*---*	*---*	*---*	*---*	*---*	*---*	*N/A*

ALCL3	*133.5*	*2434.798*	*194*	*Powder*	*Note 1*	*4.34E+04*	*3.97E+04*	*4.17E+02*	*2.40E+04*	*N/A*	*558*
NO2	*90*	*929.068*	*135*	*Liquid*	---	---	---	---	---	---	*N/A*
Phosgene	*99*	*1377.583*	*83*	*Liquid*	---	---	---	---	---	---	*N/A*
TDI	*174*	*1217.399*	*251*	*Liquid*	---	---	---	---	---	---	*620*
Methanol	*32*	*800.92*	*65*	*Liquid*	*Note 2*	*3.93E+04*	*8.79E+04*	*1.92E+03*	*5.37E+04*	*8.97E+02*	*464*
PO	*58*	*832.957*	*34*	*Liquid*	*Note 2*	*4.95E+04*	*1.74E+05*	*1.56E+03*	*1.15E+05*	*7.02E+02*	*449*
Styrene/ Aromatic	*104*	*683.986*	*145*	*Liquid*	*Note 2*	*8.93E+04*	*2.15E+05*	*7.72E+02*	*9.99E+04*	*2.44E+03*	*490*
EEA	*132*	*977.123*	*156*	*Liquid*	*Note 2*	*1.06E+05*	*2.40E+05*	*6.59E+02*	*1.50E+05*	*1.97E+03*	*379*
EE	*90*	*929.068*	*135*	*Liquid*	*Note 2*	*3.25E+04*	*3.00E+05*	*1.17E+03*	*2.08E+05*	*4.73E+02*	*235*
EG	*62*	*1105.27*	*197*	*Liquid*	*Note 2*	*6.30E+04*	*1.46E+05*	*1.67E+03*	*9.73E+04*	*7.74E+02*	*396*
EO	*44*	*881.013*	*11*	*Gas*	*Note 2*	*3.35E+04*	*1.21E+05*	*1.61E+03*	*8.24E+04*	*7.37E+02*	*429*
Pyroporic	*149*	*734.012*	*184*	*Liquid*	*Note 1*	*-8.5*	*1.01E+00*	*-5.6E-04*	*1.18E-07*	*N/A*	*Note 3*

Note :

1. Cp = A + BT + CT2 + DT3 with T in K, units for Cp are J/Kmol-K

2. $C_p = A + B\left[\frac{\frac{C}{T}}{\sinh\left[\frac{C}{T}\right]}\right]^2 + D\left[\frac{\frac{E}{T}}{\cosh\left[\frac{E}{T}\right]}\right]^2$ withT in K, units for Cp are J/Kmol-K

3. Cp = A + BT + CT2 + DT3 with T in K, units for Cp are J/Kmol-K
4. Pyrophoric materials, by definition, auto-ignite and therefore, a very low value for the AIT is assumed.
5. Conversion factor for units of Cp is 1 J/kmol-K = 5.27 x 10-4 Btu/kmol-°R

Tabel 3.3.3 Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C1-C2	8.669	0.98			55.13	0.95			6.469	0.67			163.7	0.62		
C3-C4	10.13	1			64.23	1			4.59	0.72			79.94	0.63		
C5	5.115	0.99	100.6	0.89	62.41	1			2.214	0.73	0.271	0.85	41.38	0.61		
C6-C8	5.849	0.98	34.17	0.89	63.98	1	103.4	0.95	2.188	0.66	0.749	0.78	41.49	0.61	8.18	0.55
C9-C12	2.419	0.98	24.6	90	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53
C13-C16			12.11	0.9			196.7	0.92			0.086	0.88			1.714	0.88
C17-25			3.785	0.9			165.5	0.92			0.021	0.91			1.068	0.91
C25 +			2.098	0.91			103	0.9			0.006	0.99			0.284	0.99
H2	13.13	0.992			86.02	1			9.605	0.657			216.5	0.618		
H2S	6.554	1			38.11	0.89			22.63	0.63			53.72	0.61		
HF																
Aromatics	3.952	1.097	21.1	1	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1	83.68	0.713	143.6	1
Styrene	3.952	1.097	21.1	1	80.11	1.055			1.804	0.667	14.36	1	83.68	0.713	143.6	1
CO	0.04	1.752							10.97	0.667						
DEE	9.072	1.134	164.2	1.106	67.42	1.033	976	0.649	24.51	0.667	0.981	0.919			1.09	0.919
Methanol	0.005	0.909	340.4	0.934					4.425	0.667	0.363	0.9				
EO	6.712	1.069							21.46	0.667						
Pyrophoric	2.419	0.98	24.6	0.9	76.98	0.95	110.3	0.95	1.111	0.66	0.559	0.76	42.28	0.61	0.848	0.53

Tabel 3.3.4 Personal Injury Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C1-C2	21.83	0.96			143.2	0.92			12.46	0.67			473.9	0.63		
C3-C4	25.64	1			171.4	1			9.702	0.75			270.4	0.63		
C5	12.71	1	290.1	0.89	166.1	1			4.82	0.76	0.79	0.85	146.7	0.63		
C6-C8	13.49	0.96	96.88	0.89	169.7	1	252.8	0.92	4.216	0.67	2.186	0.78	147.2	0.63	31.89	0.54
C9-C12	5.755	0.96	70.03	0.89	188.6	0.92	269.4	0.92	2.035	0.66	1.609	0.76	151	0.63	2.847	0.54
C13-C16			34.36	0.89			539.4	0.9			0.242	0.88			4.843	0.88
C17-25			10.7	0.89			458	0.9			0.061	0.91			3.052	0.91
C25 +			6.196	0.89			303.6	0.9			0.016	0.99			0.833	0.99
H2	32.05	0.933			228.8	1			18.43	0.652			636.5	0.621		
H2S	10.65	1			73.25	0.94			41.43	0.63			191.5	0.63		
HF																
Aromatics	12.76	0.963	66.01	0.883	261.9	0.937	56	0.268	2.889	0.686	0.027	0.935	83.68	0.713	0.273	0.935
Styrene	12.76	0.963	66.01	0.883	261.9	0.937	56	0.268	2.889	0.686	0.027	0.935	83.68	0.713	0.273	0.935
CO	5.491	0.991							16.91	0.692						
DEE	26.76	1.025	236.7	1.219	241.5	0.997	488.9	0.864	31.71	0.682	8.333	0.814	128.3	0.657	9.258	0.814
Methanol	0	1.008	849.9	0.902					6.035	0.688	1.157	0.871				
EO	11	1.105							34.7	0.665						
Pyrophoric	5.755	0.96	70.03	0.89	188.6	0.92	269.4	0.92	2.035	0.66	1.609	0.76	151	0.63	2.847	0.54

LAMPIRAN 4

Risk Analysis

Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN 4.1

Risk Analysis

Risk Analysis Pada Condensate Separator 10V2102

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada Condensate Separator dan Storage Vessel Untuk Penjadwalan Program Inspeksi
	Lampiran 4.1. Risk Analysis Pada Condensate Seperator 10V2102

1 General Information

Equipment Name	=	Condensate Separator
Vessel Type	=	Process Vessel
Serial No.	=	10V2102
Material	=	Carbon steel SA516-70
Process Fluids	=	Condansate
Operating Pressure (Kpa)	=	350
Operating Temperature(^{o}C)	=	51

2 Risk-Based Inspection Summary

2.1 Probability of Failure

Total Damage Factor RBI date	=	0.456834
Total Damage Factor Plan date	=	1.511566
Probability at RBI date	=	1.40E-05
Probability Category at RBI date	=	1
Probability at Plan date	=	4.63E-05
Probability Category at Plan date	=	2
Active Damage Mechanism	=	Thinning Damage Factor External Damage Factor

2.2 Consequence of Failure

Fluid Representative	=	Condensate
Fluid Storage Phase	=	Liquid
Consequence Area (m^2)	=	144.032
Consequence Area (ft^2)	=	1550.35
Consequence Category	=	C

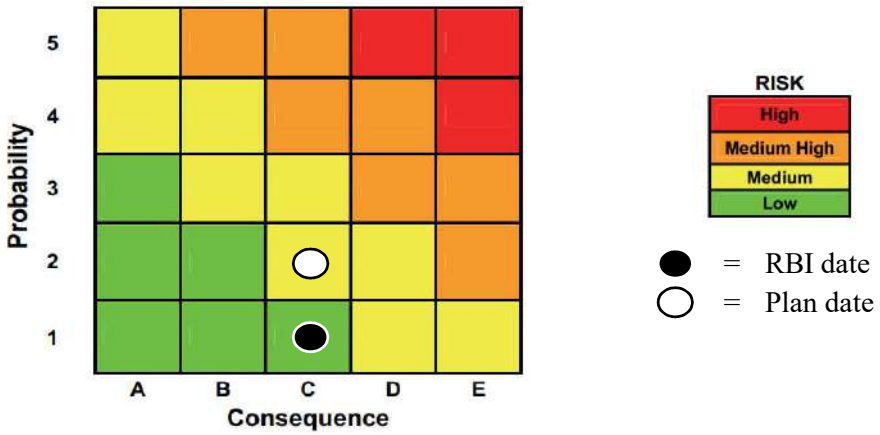
2.3 Risk Ranking

Probability Category at RBI date	=	1
Probability Category at Plan date	=	2
Consequence Category	=	C
Risk Ranking at RBI date	=	1C
Risk Ranking at Plan date	=	2C
Risk at RBI date	=	2.02E-03
Risk Ranking at RBI date	=	Low Risk
Risk at Plan date	=	6.67E-03
Risk Ranking at Plan date	=	Medium Risk

2.4 Risk Matrix

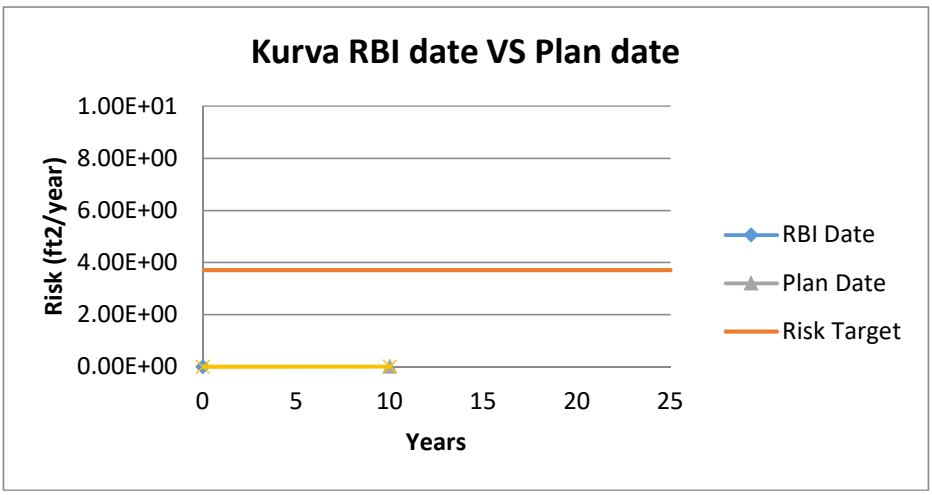
Tabel E.1 Numerical Value Associated with POF and Area based COF Categories

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage F. Range	Category	Range (m^2)
1	$P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}05$	$D_{f\text{-}total} \leq 1$	A	$CA \leq 9.29$
2	$3.06E\text{-}05 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$1 < D_{f\text{-}total} \leq 1$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$3.06E\text{-}04 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$10 < D_{f\text{-}total} \leq 10$	C	$92.9 < CA \leq 929$
4	$3.06E\text{-}03 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$1000 < D_{f\text{-}total} \leq$	D	$929 < CA \leq 9290$
5	$P_f(t,I_E) > 3.06E\text{-}02$	$D_{f\text{-}total} > 1$	E	$CA > 9290$



2.5 Target Inspection Date

Target date didapatkan dari perpotongan kurva resiko pada RBI date dengan kurva risk target.



Dalam menentukan target date, digunakan nilai risk 40ft^2/yr (3.71 m^2/yr) untuk menentukan tahun inspection date.

Data	Date	Age	Risk (m^2/yr)
RBI Date	21/03/2020	0	2.02E-03
Risk Target	?	?	3.71
Plan Date	2/4/2026	10	6.67E-03

Usia risk target dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai di atas.

$$\frac{y - y_1}{y_2 - y_1} = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}$$

$$\frac{y - 0}{10 - 0} = \frac{3.71 - 2.02E\text{-}05}{6.67E\text{-}05 - 2.02E\text{-}05}$$

$$\frac{y - 0}{10} = \frac{3.708}{4.65E\text{-}03}$$

$$y = 7970.330$$

Untuk memastikan integritas equipment, semua tipe pressure containing equipment harus diperiksa pada interval / frekuensi yang disediakan berdasarkan hasil inspeksi berbasis risiko, standart yang direkomendasikan, atau peraturan API RP 510 telah memberikan rekomendasi untuk interval inspeksi maksimum untuk pressure vessel. 5 tahun adalah interval maksimal untuk melakukan inspeksi eksternal untuk bejana tekan. Sedangkan untuk melakukan inspeksi internal, 10 tahun adalah interval maksimal.

3 Recommendation

3.1 Inspection Planning Category

Damage Factor	Inspection Effectiveness	Kegiatan Inspeksi	Tangal Inspeksi
Local Thinning Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	For the total suspect area: >50% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy	2/4/2026
External Corrosion Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.	2/4/2026

3.2 Inpection Planning Methods

Local Thinning Damage Factor

1. Visual Testing (VT) Inspection

   alat. Metode ini dilakukan untuk monitoring kerusakan peralatan secara visual.

   - Close Visual Inspection
2. Ultrasonic Test (UT) Inspection
3. Radiography Test
4. Eddy Current Test

External Corrosion Damage Factor

1. Visual Testing (VT) Inspection
   - Close Visual Inspection
2. Ultrasonic Test (UT) Inspection
   - Guided Wave Examination (GWT)

   Merupakan metode yang menggunakan gelombang ultrasonik untuk mendeteksi korosi. Hal ini dapat mendeteksi korosi secara cepat dan di tunjukkan/ ditampilkan pada layar monitor serta korosi yang dideteksi juga meliputi bagian internal dan eksternal equipment.
3. Magnetic Particle Inspection

LAMPIRAN 4.2

Risk Analysis

Risk Analysis Pada Condensate Storage Vessel 10V2103

Halaman ini sengaja dikosongkan

	Impementasi Risk Based Inspection (RBI) Pada Condensate Separator dan Storage Vessel Untuk Penjadwalan Program Inspeksi
	Lampiran 4.2. Risk Analysis Pada Condensate Storage Vessel 10V2103

1 General Information

Equipment Name	=	Condensate Storage Vessel
Vessel Type	=	Storage Vessel Vessel
Serial No.	=	10V2103
Material	=	Carbon steel SA516-70
Process Fluids	=	Condansate
Operating Pressure (Kpa)	=	5
Operating Temperature(^{o}C)	=	13

2 Risk-Based Inspection Summary

2.1 Probability of Failure

Total Damage Factor at RBI date	=	0.426637
Total Damage Factor at Plan date	=	0.52619
Probability at RBI date	=	1.31E-05
Probability Category at RBI date	=	1
Probability at Plan date	=	1.61E-05
Probability Category at Plan date	=	1
Active Damage Mechanism	=	Thinning Damage Factor External Damage Factor

2.2 Consequence of Failure

Fluid Representative	=	Condensate
Fluid Storage Phase	=	Liquid
Consequence Area (m^2)	=	443.843
Consequence Area (ft^2)	=	4777.48
Consequence Category	=	C

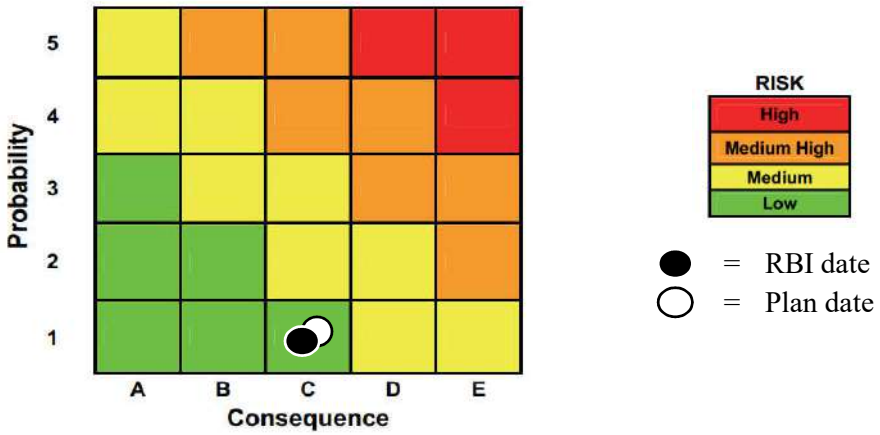
2.3 Risk Ranking

Probability Category at RBI date	=	1
Probability Category at Plan date	=	1
Consequence Category	=	C
Risk Ranking at RBI date	=	1C
Risk Ranking at Plan date	=	1C
Risk at RBI date	=	5.81E-03
Risk Ranking at RBI date	=	Low Risk
Risk at Plan date	=	7.15E-03
Risk Ranking at Plan date	=	Low Risk

2.4 Risk Matrix

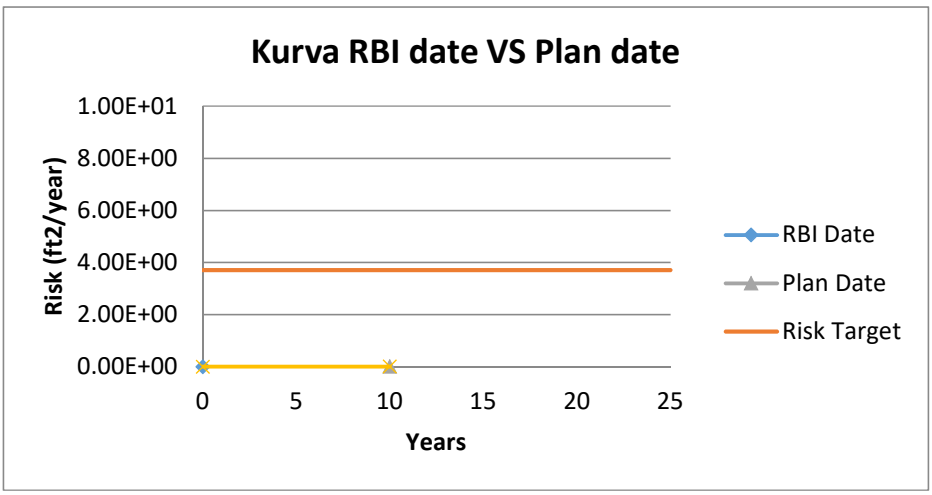
Tabel E.1 Numerical Value Associated with POF and Area based COF Categories

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage F. Range	Category	Range (m^2)
1	$P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}05$	$D_{f\text{-}total} \leq 1$	A	$CA \leq 9.29$
2	$3.06E\text{-}05 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$1 < D_{f\text{-}total} \leq 1$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$3.06E\text{-}04 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$10 < D_{f\text{-}total} \leq 10$	C	$92.9 < CA \leq 929$
4	$3.06E\text{-}03 < P_f(t,I_E) \leq 3.06E\text{-}$	$1000 < D_{f\text{-}total} \leq$	D	$929 < CA \leq 9290$
5	$P_f(t,I_E) > 3.06E\text{-}02$	$D_{f\text{-}total} > 1$	E	$CA > 9290$



2.5 Target Inspection Date

Target date didapatkan dari perpotongan kurva resiko pada RBI date dengan kurva risk target.



Dalam menentukan target date, digunakan nilai risk 40ft^2 (3.71 m^2) untuk menentukan tahun inspection date.

Data	Date	Age	Risk (m^2/yr)
RBI Date	21/03/2020	0	5.81E-03
Risk Target	?	?	3.71
Plan Date	11/2/2027	10	7.15E-03

Usia risk target dapat dihitung dengan cara melakukan interpolasi nilai di atas.

$$\frac{y - y_1}{y_2 - y_1} = \frac{x - x_1}{x_2 - x_1}$$

$$\frac{y - 0}{10 - 0} = \frac{3.71 - 5.81E\text{-}05}{7.15E\text{-}05 - 5.81E\text{-}05}$$

$$\frac{y - 0}{10} = \frac{3.704}{1.33E\text{-}03}$$

$$y = 27819.039$$

Untuk memastikan integritas equipment, semua tipe pressure containing equipment harus diperiksa pada interval / frekuensi yang disediakan berdasarkan hasil inspeksi berbasis risiko, standart yang direkomendasikan, atau peraturan API RP 510 telah memberikan rekomendasi untuk interval inspeksi maksimum untuk pressure vessel. 5 tahun adalah interval maksimal untuk melakukan inspeksi eksternal untuk bejana tekan. Sedangkan untuk melakukan inspeksi internal, 10 tahun adalah interval maksimal.

3 Recommendation

3.1 Inspection Planning Category

Damage Factor	Inspection Effectiveness	Kegiatan Inspeksi	Tangal Inspeksi
Local Thinning Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	For the total suspect area: >50% coverage of the CML's using ultrasonic scanning or profile radio graphy	11/2/2027
External Corrosion Damage Factor	**C** (Fairy Effectiveness)	Visual inspection of >30% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.	11/2/2027

3.2 Inpection Planning Methods

Local Thinning Damage Factor

1. Visual Testing (VT) Inspection

   alat. Metode ini dilakukan untuk monitoring kerusakan peralatan secara visual.

   - Close Visual Inspection
2. Ultrasonic Test (UT) Inspection
3. Radiography Test
4. Eddy Current Test

External Corrosion Damage Factor

1. Visual Testing (VT) Inspection
   - Close Visual Inspection
2. Ultrasonic Test (UT) Inspection
   - Guided Wave Examination (GWT)

   Merupakan metode yang menggunakan gelombang ultrasonik untuk mendeteksi korosi. Hal ini dapat mendeteksi korosi secara cepat dan di tunjukkan/ ditampilkan pada layar monitor serta korosi yang dideteksi juga meliputi bagian internal dan eksternal equipment.
3. Magnetic Particle Inspection

BIOGRAFI PENULIS

Penulis lahir di Jakarta pada tanggal 20 Januari 1998 dengan nama Jamal Ramadhan. Penulis Merupakan anak kedua dari empat bersaudara. Penulis mengawali pendidikan dari SD Negeri Pela Mampang 09, SMP Negeri 43 Jakarta, dan SMA Negeri 60 Jakarta. Setelah lulus dari bangku Sekolah Menengah Atas (SMA), penulis diterima di Departemen Teknik Sistem Perkapalan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember melalui jalur penerimaan SBMPTN pada tahun 2016. Selama menempuh perkuliahan, penulis aktif di berbagai kegiatan dan organisasi kampus. Sejak awal berkuliah penulis bergabung dengan organisasi yaitu Jamaah Masjid Manarul Ilmi (JMMI-ITS), yang merupakan salah satu organisasi keagamaan yang memfasilitasi pengembangan diri para mahasiswa di bidang keagamaan serta merekatkan hubungan antarmahasiswa se-ITS dengan menjabat sebagai staff ahli di bidang Badan Pelayanan Umat (BPU). Selain itu, penulis juga aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Sistem Perkapalan (HIMASISKAL FTK-ITS). Penulis merupakan anggota *Digital Marine Operation and Maintenance LaboratoryI,* juga asisten laboratorium *Marine Machinery and Systems*. Pengalaman kerja praktik penulis didapatkan di PT. Dok dan Perkapalan Surabaya (PT. DPS) dan Terminal LPG Semarang. Dalam menunjang kehidupan di kampus, penulis juga ikut turut serta dalam tim project dari Ir. Dwi Priyanta M.SE. selaku dosen di Departemen Teknik SistemPerkapalan sebagai research assistant. Project yang dikerjakan diantaranya *Pipeline Risk Assesment*, *Pipeline Monitoring*, dan *Risk Based Inspection* (RBI). Dalam bidang akademis, penulis memiliki minat pada bidang *maintenance and operation*, *safety engineering*,dan *pipeline engineering*. Pada kehidupan pasca kampus penulis berharap agar mampu merealisasikan dan menekuni dunia *surveyor* dan *consultant engineering*.

Halaman ini sengaja dikosongkan