



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI MANAJEMEN RESIKO PADA
RE-ENGINEERING ANALYSIS,
STUDI KASUS PERPANJANGAN SERVICE LIFE
PLATFORM LEPAS PANTAI**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Magister Teknik

**KUSNU BUDI HARTANTO
1006735510**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI MANAJEMEN GAS – TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Kusnu Budi Hartanto

NPM : 1006735510

Tanda Tangan : 

Tanggal : 19 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puja dan puji syukur saya panjatkan kepada ALLAH SWT, raja segala mahluk di semesta, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini.

Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Magister Teknik di Jurusan Teknik Kimia pada Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

Tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karenanya, saya mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Yang terhormat, Bapak Dr. Ir. Andy Noorsaman Sommeng, DEA selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini, disela-sela kesibukannya sebagai Kepala BPH MIGAS.
2. Yang terhormat, Bapak Prof. Ir. Sutrasno, M.Sc, Ph.D selaku pembimbing akademis.
3. Yang tercinta, istriku Kumala Happy Herwiyanti, SH dan anakku Axano Rafa Altitan, atas segala support dan pengertiannya, juga doa'nya.
4. EMP Malacca Strait S.A. (PT. Energi Mega Persada Tbk.), yang telah memberikan saya kesempatan belajar di jenjang yang lebih tinggi.
5. Orang tua dan semua keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan moral dan juga doa'nya.
6. Sahabat Manajemen Gas 2010 yang selalu saling mensupport.

Saya yakin, ALLAH SWT akan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan di dunia ini.

Depok, 04 Juli 2012
Penulis

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Kusnu Budi Hartanto
NPM : 1006735510
Program Studi : Manajemen Gas
Judul Tesis : Aplikasi Manajemen Resiko Pada Re-Engineering
Analysis, Studi Kasus Perpanjangan Service Life
Platform Lepas Pantai

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Manajemen Gas, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Ir. Andy Noorsaman Sommeng, DEA (.....)

Penguji : Prof. Dr. Ir. Anondho Wijanarko, M. Eng. (.....)

Penguji : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M. Eng. (.....)

Penguji : Dr. Heri Hermansyah, ST, M. Eng. (.....)

Ditetapkan di : DEPOK
Tanggal : 19 Juni 2012

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Kusnu Budi Hartanto

NPM : 1006735510

Program Studi : Manajemen Gas

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis karya : Tesis

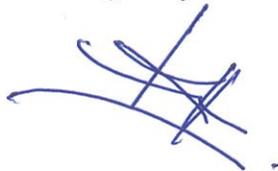
demikian demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul : Aplikasi Manajemen Resiko Pada Re-Engineering Analysis, Studi Kasus Perpanjangan Service Life Platform Lepas Pantai beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : DEPOK

Pada tanggal : 04 Juli 2012

Yang menyatakan



(Kusnu Budi Hartanto)

ABSTRAK

Nama : Kusnu Budi Hartanto
Program Studi : Manajemen Gas
Judul : Aplikasi manajemen resiko pada re-engineering analysis :
Studi kasus perpanjangan service life platform lepas pantai .

Suatu *re-engineering analysis* oleh lembaga independen dilakukan terhadap *platform-platform* lepas pantai penunjang kegiatan eksplorasi dan produksi suatu area kontrak bagi hasil yang akan habis *service lifenya* untuk menentukan apakah *platform-platform* tersebut layak untuk dipergunakan kembali atau tidak selama jangka waktu tertentu kedepan hingga kontrak bagi hasil area tersebut berakhir. Dengan pendekatan manajemen resiko berdasarkan ISO 31000, perpanjangan *service life platform-platform* berdasarkan hasil *re-engineering analysis* ini akan di analisa risikonya untuk mengetahui tingkatan resiko dan akibatnya terhadap orang, lingkungan, aset, serta reputasi pada perusahaan yang mengoperasikan *platform-platform* tersebut sehingga dapat ditentukan langkah-langkah mitigasi yang akan diambil untuk menghilangkan atau mengurangi dampak dari resiko-resiko tersebut dengan mempertimbangkan keekonomisan masing-masing lapangan dalam kaitannya untuk menjamin pemasukan pendapatan bagi negara dan perusahaan.

Kata kunci :
Re-engineering analysis, service life, manajemen resiko ISO 31000, mitigasi

ABSTRACT

Name : Kusnu Budi Hartanto
Study Program : Gas Management
Title : Risk management application on re-engineering analysis :
Case study of offshore platform – service life extension.

A re-engineering analysis was conducted by an independent body to some extended service life offshore platforms that supporting exploration and exploitation activities for one of the production sharing contract company to decide whether the platform is feasible or not to be utilized during certain time in the future until the production sharing contract is expired. By the risk management which refer to ISO 31000, the risks from the extended service life of the platform will be analyzed to find out their risk level and its impact to people, environment, assets, and company reputation, therefore some mitigation actions can be made to avoid or minimize its impacts by considering the economical aspect of the oilfield in conjunction with ensuring positive income for both government and company.

Key words :

Re-engineering analysis, service life, Risk Management ISO 31000, mitigation

DAFTAR ISI

JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xvi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xix
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	3
1.3 Maksud dan Tujuan.....	4
1.4 Batasan Masalah.....	4
1.5 Sistematika Penulisan.....	5
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1 <i>Platform</i>	6
2.1.1 Jenis-jenis <i>Platform</i>	6
2.1.2 Perencanaan <i>Platform</i>	11
2.1.3 Kriteria Desain.....	12
2.2 <i>Risk Assessment</i> untuk <i>Platform</i>	13
2.2.1 Kategori Paparan (<i>Exposure</i>).....	14
2.2.2 <i>Hazard</i> Utama di <i>Platform</i>	18
2.2.3 Kemungkinan Kejadian (<i>Probability of Occurrence</i>).....	22
2.2.4 Matrik Tingkat Resiko.....	23
2.3 <i>Re-engineering Analysis</i> untuk <i>Platform</i>	24
2.3.1 Pembebanan <i>Platform</i>	24
2.3.2 Proses Penilaian <i>Platform</i>	26
2.3.3 <i>Re-engineering Analysis</i>	28
2.4 Manajemen Resiko.....	36
2.4.1 Pengertian Manajemen Resiko.....	36
2.4.2 Manajemen Resiko berdasarkan ISO 31000.....	37
2.5 Metode Analisa Resiko.....	54
2.5.1 <i>Check-List</i>	55
2.5.2 Analisa “ <i>What-if</i> ”.....	56
2.5.3 <i>Hazard and Operability (HAZOP) Study</i>	57
2.5.4 <i>Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)</i>	58
2.5.5 Teknik-teknik Analisa Resiko Berbasis Diagram Pohon.....	59
BAB III. METODOLOGI PENELITIAN.....	64
3.1 Penentuan Konteks atau Ruang Lingkup.....	65
3.2 Penilaian Resiko (<i>Risk Assessment</i>).....	66
3.2.1 Identifikasi Resiko (<i>Risk Identification</i>).....	66

3.2.2 Analisa Resiko (<i>Risk Analysis</i>).....	67
3.2.3 Pengkajian Resiko (<i>Risk Evaluation</i>).....	76
3.3 Perlakuan Resiko (<i>Risk Treatment</i>).....	76
3.4 Pembahasan dan Kesimpulan.....	77
BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	78
4.1 Penetapan Ruang Lingkup (<i>Context</i>) dan Penilaian Resiko (<i>Risk Assessment</i>).....	78
4.1.1 Identifikasi dan Analisa Resiko dari Paparasi Platform	78
4.1.2 Kategori Frekuensi	82
4.2 Identifikasi dan Analisa Resiko dari Frekuensi Kecelakaan Platform.....	83
4.2.1 Platform Produksi (<i>Platform P</i>).....	87
4.2.2 Platform Wellhead (<i>Platform A, B, C, D, E, N</i>).....	97
4.2.3 Platform SPOLS (<i>Platform S</i>).....	108
4.2.4 Platform Living Quarter (<i>Platform Q</i>).....	118
4.3 Evaluasi Resiko	127
4.4 Perlakuan Resiko (<i>Risk Treatment</i>).....	130
4.4.1 Perbaikan Platform atau Pembangunan Fasilitas Pengganti.....	131
4.4.2 Perlakuan Resiko Untuk Platform Produksi (<i>Platform P</i>)	132
4.4.3 Perlakuan Resiko Untuk Platform Wellhead (<i>Platform A, B, C, D, E, N</i>).....	136
4.4.4 Perlakuan Resiko Untuk Platform Riser/SPOLS (<i>Platform S</i>).....	139
4.4.5 Perlakuan Resiko Untuk Platform Living Quarter (<i>Platform Q</i>).....	142
4.5 Monitoring dan Review.....	143
BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN.....	146
5.1 Kesimpulan.....	146
5.2 Saran Untuk Penelitian Selanjutnya.....	147
DAFTAR REFERENSI.....	148
LAMPIRAN.....	150

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Skema <i>platform-platform</i> di Y PSC	2
Gambar 2.1	<i>Template Platform</i>	8
Gambar 2.2	<i>Tower Platform</i>	9
Gambar 2.3	Berbagai macam jenis <i>Gravity Platform</i>	9
Gambar 2.4	<i>Guyed Tower Platform</i>	10
Gambar 2.5	<i>Tension Leg Platform</i>	10
Gambar 2.6	<i>Compliant Platform</i>	11
Gambar 2.7	<i>Strength Reduction Factor for Steel at Elevated Temp.</i>	19
Gambar 2.8	Proses Penilaian <i>Platform</i>	22
Gambar 2.9	<i>Risk Matrix</i>	24
Gambar 2.10	Beban – beban yang bekerja pada struktur <i>platform</i>	26
Gambar 2.11	Kurva S-N	33
Gambar 2.12	Hubungan antara prinsip-prinsip manajemen resiko, kerangka kerja, dan proses	39
Gambar 2.13	Komponen-komponen kerangka kerja untuk mengelola resiko	40
Gambar 2.14	Proses Manajemen Resiko	46
Gambar 2.15	Contoh lembar kerja analisa <i>Hazard</i>	56
Gambar 2.16	Lembar kerja FMEA/FMECA	59
Gambar 2.17	Diagram FTA sederhana	60
Gambar 2.18	Struktur sederhana <i>Event Tree Analysis</i>	61
Gambar 2.19	Struktur diagram CCA	62
Gambar 2.20	Contoh diagram CCA	62
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian	64
Gambar 3.2	Proses Manajemen Resiko untuk ISO 31000	65
Gambar 3.3	<i>Risk Matrix</i>	66
Gambar 3.4	<i>Calculated probability of fatigue failure as function of calculated damage</i>	74
Gambar 3.5	<i>Effect of scatter in S-N data on calculated fatigue life</i>	74

Gambar 3.6	<i>Fatigue failure probability as function of design fatigue factor</i>	75
Gambar 3.7	<i>Accummulated probability of fatigue crack as function of service life for 20 years design life</i>	75
Gambar 3.8	<i>Accummulated probability of through wall fatigue crack as function of service life for 20 years calculated fatigue life (bagian kiri Gambar 3.7)</i>	76
Gambar 4.1	<i>Risk Matrix</i>	83
Gambar 4.2	<i>Effect of scatter in S-N data on calculated fatigue life</i>	86
Gambar 4.3	<i>Accummulated probability of fatigue crack as function of service life for 20 years design life. (Plot untuk DFF 1.0, 2.0, 4.0 – 40 tahun)</i>	86
Gambar 4.4	<i>Fault Tree Analysis untuk platform produksi</i>	87
Gambar 4.5	<i>Fault Tree Analysis untuk platform produksi, dengan simbol.</i>	88
Gambar 4.6	<i>Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk platform produksi (menggunakan Crystall Ball)</i>	90
Gambar 4.7	<i>Hasil simulasi Crystall Ball untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan platform produksi, case-original.</i>	91
Gambar 4.8	<i>Hasil simulasi Crystall Ball untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan platform produksi, case-1</i>	91
Gambar 4.9	<i>Hasil simulasi Crystall Ball untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan platform produksi, case-2</i>	92
Gambar 4.10	<i>Hasil simulasi Crystall Ball untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan platform produksi, case-3</i>	92
Gambar 4.11	<i>Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (original)</i>	94
Gambar 4.12	<i>Spider Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (original)</i>	94
Gambar 4.13	<i>Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-1)</i>	94

Gambar 4.14	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform produksi (case-1)</i>	95
Gambar 4.15	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform produksi (case-2)</i>	95
Gambar 4.16	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform produksi (case-2)</i>	95
Gambar 4.17	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform produksi (case-3)</i>	96
Gambar 4.18	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform produksi (case-3)</i>	96
Gambar 4.19	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform wellhead</i>	98
Gambar 4.20	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform wellhead</i> , dengan simbol.	99
Gambar 4.21	Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk <i>platform wellhead</i> (menggunakan <i>Crystall Ball</i>)	100
Gambar 4.22	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform wellhead</i> , case-original.	102
Gambar 4.23	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform wellhead</i> , case-1.	102
Gambar 4.24	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform wellhead</i> , case-2.	102
Gambar 4.25	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform wellhead</i> , case-3.	103
Gambar 4.26	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (original)</i>	104
Gambar 4.27	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (original)</i>	104
Gambar 4.28	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-1)</i>	105
Gambar 4.29	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-1)</i>	105

Gambar 4.30	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-2)</i>	105
Gambar 4.31	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-2)</i>	106
Gambar 4.32	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-3)</i>	106
Gambar 4.33	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform wellhead (case-3)</i>	106
Gambar 4.34	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform SPOLS</i>	108
Gambar 4.35	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform SPOLS</i> , dengan simbol.	109
Gambar 4.36	Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk <i>platform SPOLS</i> (menggunakan <i>Crystall Ball</i>)	110
Gambar 4.37	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform SPOLS, case-original.</i>	112
Gambar 4.38	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform SPOLS, case-1.</i>	112
Gambar 4.39	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform SPOLS, case-2.</i>	112
Gambar 4.40	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform SPOLS, case-3.</i>	113
Gambar 4.41	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (original)</i>	114
Gambar 4.42	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (original)</i>	114
Gambar 4.43	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-1)</i>	115
Gambar 4.44	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-1)</i>	115
Gambar 4.45	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-2)</i>	115

Gambar 4.46	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-2)</i>	116
Gambar 4.47	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-3)</i>	116
Gambar 4.48	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform SPOLS (case-3)</i>	116
Gambar 4.49	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform living quarter</i>	118
Gambar 4.50	<i>Fault Tree Analysis</i> untuk <i>platform living quarter</i> , dengan simbol.	119
Gambar 4.51	Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk <i>platform living quarter</i> (menggunakan <i>Crystall Ball</i>)	120
Gambar 4.52	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform living quarter, case-original</i> .	121
Gambar 4.53	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform living quarter, case-1</i> .	121
Gambar 4.54	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform living quarter, case-2</i> .	122
Gambar 4.55	Hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan <i>platform living quarter, case-3</i> .	122
Gambar 4.56	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (original)</i>	124
Gambar 4.57	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (original)</i>	124
Gambar 4.58	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (case-1)</i>	124
Gambar 4.59	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (case-1)</i>	125
Gambar 4.60	<i>Tornado Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (case-2)</i>	125
Gambar 4.61	<i>Spider Chart</i> , penyebab kecelakaan <i>platform living quarter (case-2)</i>	125

Gambar 4.62	<i>Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-3)</i>	126
Gambar 4.63	<i>Spider Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-3)</i>	126
Gambar 4.64	<i>Risk level untuk semua platform pada risk matrix</i>	128
Gambar 4.65	<i>Risk level, Case-1, untuk semua platform pada risk matrix</i>	130
Gambar 4.66	<i>Weld profiling of cruciform joint</i>	134
Gambar 4.67	<i>Grinding of welds</i>	135
Gambar 4.68	<i>Risk level, setelah perlakuan resiko untuk Case-1</i>	144

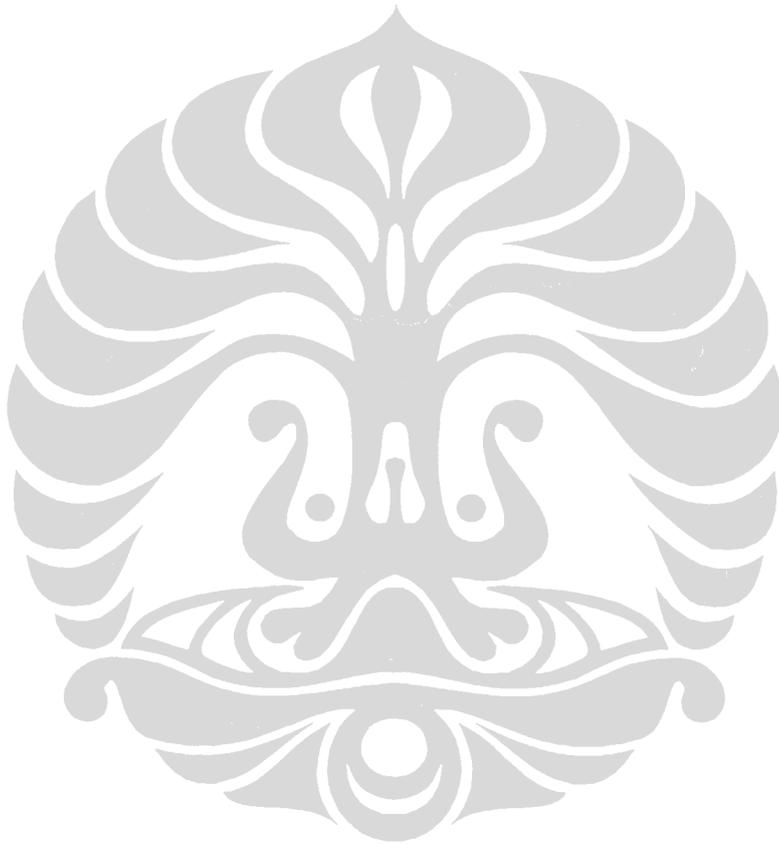


DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	<i>Platform</i> di Y PSC	1
Tabel 1.2	Umur pakai <i>platform</i>	4
Tabel 3.1	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya untuk <i>Fixed Platform</i>	68
Tabel 3.2	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya	69
Tabel 3.3	Jumlah <i>Fixed Platform</i> di UKCS 1980-2005	69
Tabel 3.4	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk <i>Production Platform</i>	70
Tabel 3.5	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk <i>Wellhead Platform</i>	71
Tabel 3.6	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, <i>Accommodation Platform</i>	72
Tabel 3.7	Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk <i>Riser Platform</i>	73
Tabel 4.1	Kriteria paparan pada <i>platform</i> di Y. PSC	78
Tabel 4.2	Kategori platform untuk kriteria <i>life safety</i>	79
Tabel 4.3	Kategori platform untuk kriteria <i>environment</i>	80
Tabel 4.4	Kategori platform untuk kriteria <i>criticality function</i>	81
Tabel 4.5	Kategori platform untuk kriteria <i>economical asset value</i>	82
Tabel 4.6	Kategori frekuensi kecelakaan <i>platform</i> di Y. PSC	83
Tabel 4.7	Perhitungan frekuensi kecelakaan <i>platform</i> produksi	89
Tabel 4.8	Pemodelan <i>output parameter</i> untuk <i>platform</i> produksi	90
Tabel 4.9	Data statistik hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk <i>platform</i> produksi	91
Tabel 4.10	Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk <i>platform</i> produksi dengan beberapa tingkat kepercayaan	93
Tabel 4.11	Peningkatan frekuensi kecelakaan pada <i>platform</i> produksi dengan mempertimbangkan kelelahan (<i>fatigue</i>)	93
Tabel 4.12	Perhitungan frekuensi kecelakaan <i>platform wellhead</i>	99

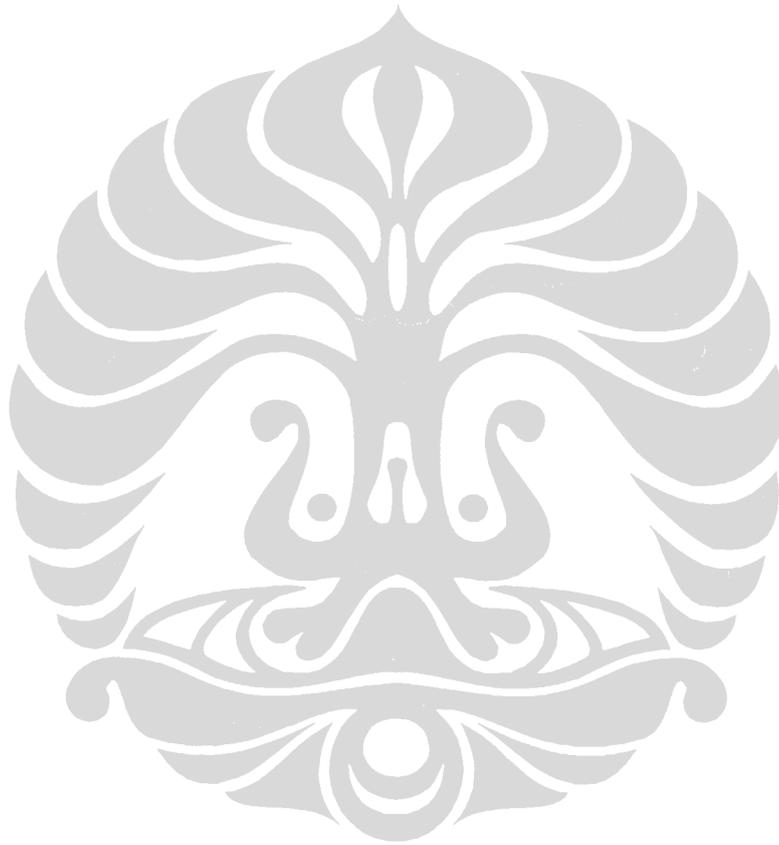
Tabel 4.13	Pemodelan <i>output parameter</i> untuk <i>platform wellhead</i>	101
Tabel 4.14	Data statistik hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk <i>platform wellhead</i>	101
Tabel 4.15	Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk <i>platform wellhead</i> dengan beberapa tingkat kepercayaan	103
Tabel 4.16	Peningkatan frekuensi kecelakaan pada <i>platform wellhead</i> dengan mempertimbangkan kelelahan (<i>fatigue</i>)	104
Tabel 4.17	Perhitungan frekuensi kecelakaan <i>platform SPOLS</i>	110
Tabel 4.18	Pemodelan <i>output parameter</i> untuk <i>platform SPOLS</i>	111
Tabel 4.19	Data statistik hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk <i>platform SPOLS</i>	111
Tabel 4.20	Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk <i>platform SPOLS</i> dengan beberapa tingkat kepercayaan	113
Tabel 4.21	Peningkatan frekuensi kecelakaan pada <i>platform SPOLS</i> dengan mempertimbangkan kelelahan (<i>fatigue</i>)	114
Tabel 4.22	Perhitungan frekuensi kecelakaan <i>platform living quarter</i>	119
Tabel 4.23	Pemodelan <i>output parameter</i> untuk <i>platform living quarter</i>	120
Tabel 4.24	Data statistik hasil simulasi <i>Crystall Ball</i> untuk <i>platform living quarter</i>	122
Tabel 4.25	Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk <i>platform living quarter</i> dengan beberapa tingkat kepercayaan	123
Tabel 4.26	Peningkatan frekuensi kecelakaan pada <i>platform living quarter</i> dengan mempertimbangkan kelelahan (<i>fatigue</i>)	123
Tabel 4.27	Ringkasan angka frekuensi kecelakaan untuk semua <i>platform</i> beserta kategorinya	127
Tabel 4.28	Ringkasan <i>risk level</i> untuk semua <i>platform</i>	128
Tabel 4.29	Ringkasan kenaikan frekuensi kecelakaan untuk <i>Case-1</i>	129
Tabel 4.30	Ringkasan <i>risk level</i> semua <i>platform</i> untuk <i>Case-1</i>	129
Tabel 4.31	Batas biaya maksimum untuk biaya kapital perbaikan atau pembangunan <i>platform</i> yang masih ekonomis	132

Tabel 4.32	Perbaikan <i>fatigue life</i> dengan metode-metode berbeda	135
Tabel 4.33	Ringkasan risk level semua <i>platform</i> setelah perlakuan resiko diberikan untuk <i>Case-1</i>	144



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	<i>Risk Matrix</i> di Y PSC	150
Lampiran 2	Perhitungan NPV di Y. PSC	151
Lampiran 3	Perhitungan pembuatan platform baru	160
Lampiran 4	Lay out peralatan untuk di <i>cellar deck</i> , Platform Wellhead	162
Lampiran 5	Hazard Identification (HAZID)	163



BAB 1 PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

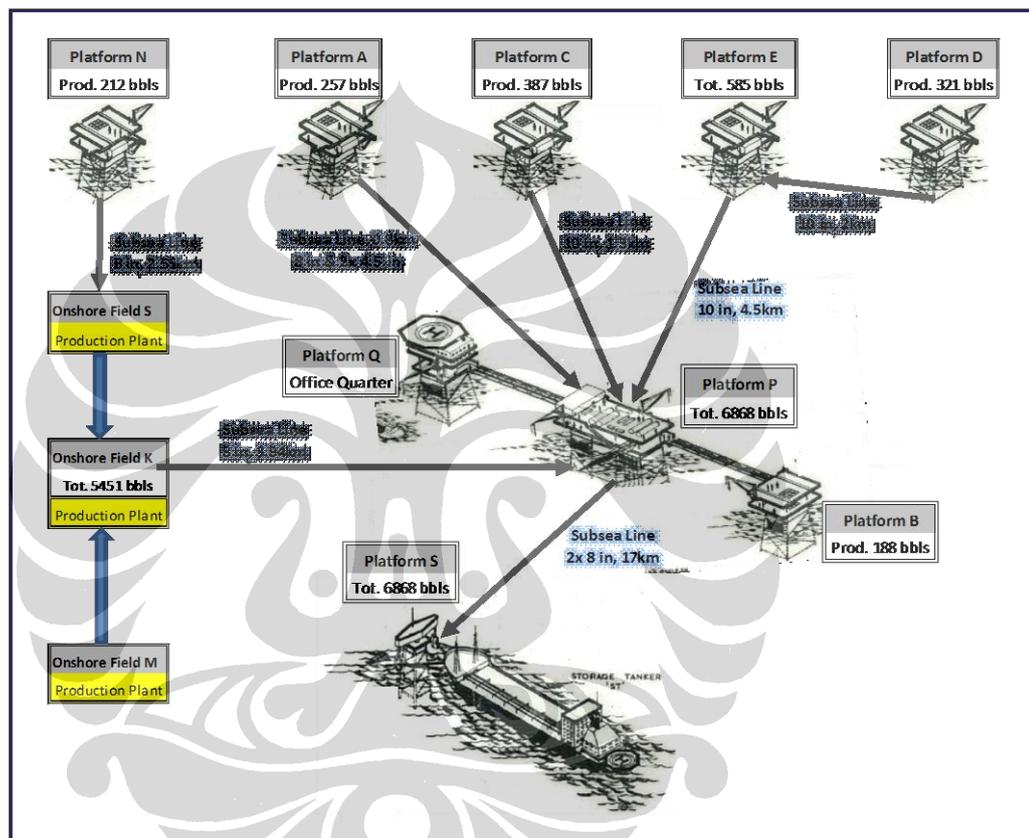
Sebuah area konsensi milik BPMIGAS dengan skema bagi hasil *Production Sharing Contract (PSC)* yang bernama Y PSC yang berlokasi di Provinsi Riau - Indonesia, dimana saat ini Y PSC dioperasikan oleh PT. X Tbk., terdiri dari lapangan *onshore* dan *offshore*, lapangan tersebut mulai beroperasi untuk memproduksi minyak mentah sejak tahun 1984 dan telah mendapatkan perpanjangan kontrak area hingga tahun 2020.

Y PSC terdiri dari 5 (lima) lapangan utama yang masing-masing memproduksi minyak mentah dan *associate gas*, lapangan-lapangan tersebut adalah lapangan *offshore L*, *offshore M*, *offshore S*, *onshore S*, *onshore M*, dan *onshore K*. Untuk lapangan *offshore* memiliki beberapa *platform*, baik sebagai *well platform*, *production platform*, *loading platform*, maupun *office quarter platform* seperti diuraikan dalam Tabel 1.1 dibawah ini.

Tabel 1.1 *Platform* di Y PSC

Lapangan	Nama Platform	Tahun Beroperasi	Fungsi Platform	Desain Umur Pakai Awal (tahun)
Offshore L	A	1984	Well Platform	20
	B	1984	Well Platform	20
	C	1984	Well Platform	20
	P	1984	Production Platform	20
	Q	1984	Office Quarter Platform	20
	S	1984	Single Point Offshore Loading Platform	20
Offshore M	E	1986	Well Platform	20
	D	1986	Well Platform	20
Offshore S	N	1990	Well Platform	15

Seluruh *platform* di Y PSC desain umur pakai (*service life*) awalnya adalah untuk dapat digunakan hingga 20 tahun atau hingga tahun 2004 dan 2006 sejak *platform* tersebut selesai dibangun atau dipasang dan beroperasi, kecuali untuk *platform* N yang memiliki desain awal untuk 15 tahun atau hingga tahun 2005. Masing-masing *platform* memiliki fungsi yang berbeda seperti dijelaskan pada skema sederhana dibawah ini.



Gambar 1.1 Skema *platform-platform* di Y PSC

Suatu *re-engineering analysis* telah dilakukan untuk menilai kelayakan *platform-platform* tersebut untuk diperpanjang umur pakainya hingga 20 tahun lagi. *Re-engineering analysis* dilakukan dengan melakukan *In-Place Static Analysis*, *Seismic Analysis*, *Fatigue Analysis*, dan *Foundation Analysis*. Hasil dari analisa tersebut adalah seluruh platform layak untuk dipergunakan hingga 20 tahun lagi dari desain umur pakai awalnya dan *platform-platform* tersebut telah mendapatkan Sertifikat Kelayakan Konstruksi Platform (SKKP) dari Dirjen MIGAS.

Re-engineering analysis yang telah dilakukan dimana hasilnya berkaitan erat dengan *fatigue life* dari struktur baja dari *platform-platform* tersebut, akan memberikan pengaruh terhadap probabilitas dari terjadinya *failure* untuk suatu platform, hal ini sesuai dengan *Recommended Practice* dari DNV, yaitu RP-C203. Sedangkan terjadinya kegagalan dari suatu bangunan *platform*, seperti dijelaskan pada API RP 2A LRFD adalah umumnya disebabkan oleh kebakaran, ledakan dan pembebanan tidak terencana.

Platform-platform di Y PSC diharapkan dapat terus beroperasi mendukung proses eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi dan gas dengan layak hingga setidaknya tahun 2020, sampai saat kontrak kerja PSC berakhir. Hal ini berarti secara keseluruhan *platform* tersebut harus memiliki *service life* setidaknya selama 40 tahun dengan perhitungan *fatigue life* menggunakan *safety factor* tertentu.

Resiko-resiko yang timbul akibat perpanjangan umur pakai (*service life*) haruslah dapat dikelola dengan baik untuk menghilangkan atau meminimalkan konsekuensi atau akibatnya terhadap orang, lingkungan, asset, dan reputasi perusahaan, resiko-resiko yang tidak bisa dihilangkan perlu disiapkan rencana mitigasi yang realistis berdasarkan keekonomisan yang tersisa dari lapangan tersebut, hal ini tentunya agar pemasukan pendapatan dari produksi minyak bumi dan gas alam dari lapangan tersebut tetap ekonomis dan menarik bagi investor.

1.2 Perumusan Masalah

Bagaimana manajemen resiko diterapkan pada platform-platform lepas pantai yang risikonya meningkat akibat kenaikan "*fatigue failure probability*" sebagai pengaruh lamanya "*fatigue life*" dari struktur platform tersebut.

1.3 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penyusunan thesis ini adalah untuk menentukan tingkat resiko (*risk level*) berdasarkan *risk matrix* yang akan dibuat dengan pendekatan *Risk Management ISO 31000*, untuk masing-masing *platform* yang akan diperpanjang umur pakainya (*service life*) berdasarkan hasil *re-engineering analysis* yang telah dilakukan.

Berdasarkan maksud diatas, adapun tujuan dari penyusunan thesis ini adalah untuk menentukan *risk treatment* serta mitigasinya dengan pendekatan *Risk Management ISO 31000*, untuk masing-masing *platform* yang akan diperpanjang umur pakainya, sehingga resiko terhadap orang, lingkungan, asset, dan reputasi perusahaan dapat diminimalkan atau dihilangkan.

1.4 Batasan Masalah

Dalam thesis ini dilakukan pembatasan permasalahan agar thesis ini dapat tetap fokus sesuai maksud dan tujuannya sehingga hasil thesis ini bisa memberikan rekomendasi yang berguna dan tepat sasaran. Pembatasan masalahnya adalah sebagai berikut :

- a. Platform-platform yang akan dibahas adalah sesuai Tabel 1.2 dibawah ini

Tabel 1.2 Umur Pakai Platform

Nama Platform	Tahun Beroperasi	Fungsi Platform	Umur Pakai (tahun)	
			Desain Awal	Perpanjangan
A	1984	Well Platform	20	20
B	1984	Well Platform	20	20
C	1984	Well Platform	20	20
P	1984	Production Platform	20	20
Q	1984	Office Quarter Platform	20	20
S	1984	Single Point Offshore Loading Platform	20	20
E	1986	Well Platform	20	20
D	1986	Well Platform	20	20
N	1990	Well Platform	15	20

- b. Lamanya perpanjangan umur pakai platform adalah berdasarkan hasil *re-engineering analysis* yang telah dilakukan.
- c. Thesis ini membahas *platform* dan semua peralatan yang beroperasi diatasnya sebagai satu kesatuan fasilitas, namun tidak termasuk untuk fasilitas pendukung produksi lainnya seperti *subsea pipeline* maupun *subsea cable*.
- d. *Platform-platform* tersebut tidak mengalami modifikasi atau perbaikan struktur saat dilakukan *re-engineering analysis* dan fungsi serta pembebanannya tidak berubah selama perpanjangan umur pakai.

- e. Kriteria tingkatan konsekuensi untuk kerugian aset dan kerusakan lingkungan akibat “oil spill” adalah mengacu ke standar yang ada di Y. PSC, sehingga mungkin akan berbeda jika hasil thesis ini diterapkan di perusahaan lainnya.
- f. Perhitungan keekonomian (NPV, IRR, dsb) dalam thesis ini menggunakan standard perhitungan yang ada di Y. PSC

1.5 Sistematika Penulisan

Thesis ini disusun dengan sistematika penulisan seperti dibawah ini :

Bab 1 Pendahuluan

Bab ini akan menjelaskan latar belakang permasalahan, perumusan masalah, maksud dan tujuan, serta batasan permasalahan.

Bab 2 Tinjauan Pustaka

Bab ini akan menjelaskan teori-teori, pengertian, dan metode yang berkaitan dengan pembahasan thesis ini.

Bab 3 Metodologi Penelitian

Bab ini akan menentukan dan menjelaskan metode yang akan digunakan untuk menyelesaikan permasalahan dalam thesis ini

Bab 4 Hasil dan Pembahasan

Bab ini akan membahas hasil analisa pemecahan masalah yang dilakukan berdasarkan metodologi yang telah dipilih sebelumnya.

Bab 5 Kesimpulan dan Saran

Bab ini akan menguraikan kesimpulan yang didapat dari pemecahan masalah dan menjelaskan saran-saran yang perlu dilakukan.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Platform*

Di Indonesia, umumnya struktur *platform* atau anjungan lepas pantai yang sering dijumpai adalah dalam bentuk *platform template (jacket)*. Jenis struktur ini tersusun dari substruktur rangka baja (disebut *jacket*) dan geladak (*deck*) yang sudah difabrikasi terlebih dahulu di darat. *Jacket* ini ditransportasikan ke lokasi lepas pantai lalu ditegakkan dan dipancang dengan tiang pancang melalui kaki-kaki berongganya hingga dasar laut. Setelah itu *deck* untuk fasilitas produksi lainnya dipasang di atas *jacket* tersebut.

Dalam mendesain dan membuat suatu *platform*, kondisi operasional yang harus diperhatikan adalah fungsi, lokasi operasi, orientasi *platform*, kedalaman air, *access system*, proteksi kebakaran, ketinggian *deck*, jumlah sumur, layout peralatan dan material, penanganan manusia dan material, kebocoran dan kontaminasi, serta paparan. Contoh jenis *platform* berdasarkan fungsinya adalah *platform* pengeboran (*drilling platform*), *platform* kepala sumur (*well platform*), *platform* proses produksi (*process platform*), dan *platform* akomodasi (*living quarter platform*). *Platform* umumnya di buat dan dirakit ditempat lain baru kemudian diinstall dilokasi yang telah ditetapkan, sehingga dalam mendesai suatu *platform* juga perlu diperhatikan cara transportasi *platform* tersebut dari tempat pembuatan menuju tempat pemasangan.

Fungsi dari *platform* adalah mampu mendukung bangunan atas dan fasilitasnya bebas dari air laut selama waktu operasi dengan aman dengan parameter mampu menahan beban vertikal akibat beban fungsional, berat struktur dan fasilitas pendukungnya, serta mampu menahan beban horizontal dan momen lentur akibat beban lingkungan (angin, gelombang, arus, dll).

2.1.1 Jenis-jenis *Platform*

Berdasarkan cara berdirinya disuatu posisi di tengah laut, *platform* atau anjungan lepas pantai dapat dibedakan menjadi dua jenis, *platform* tetap (*fixed platform*) dan *platform* terapung (*floating platform*).

2.1.1.1 *Platform* Tetap (*Fixed Platform*)

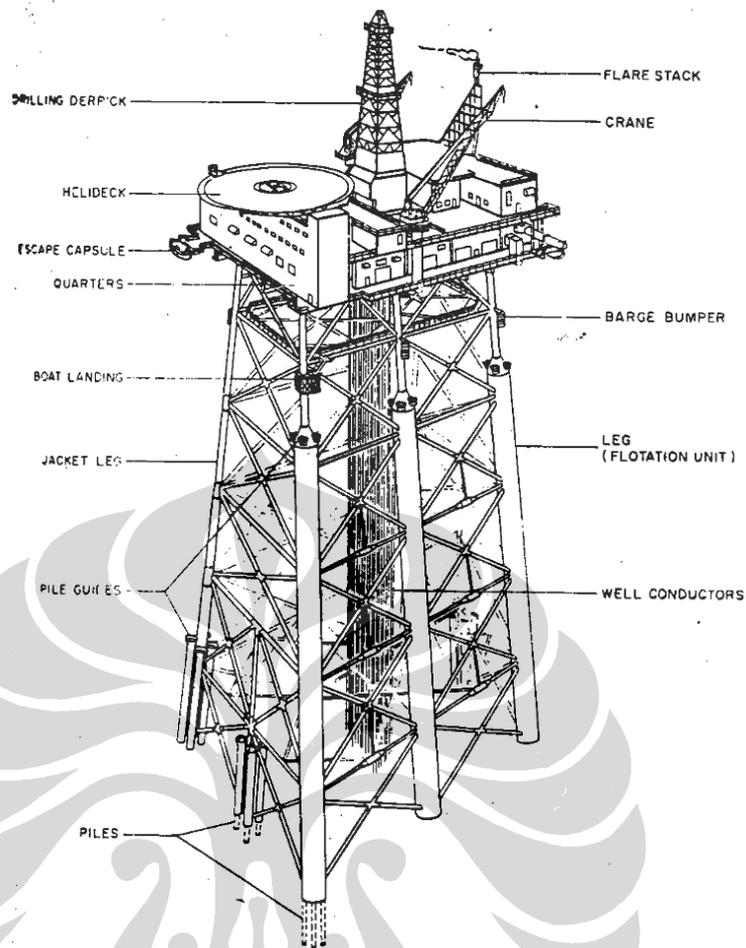
Sebuah *platform* tetap dapat dijelaskan sebagai sebuah *platform* yang muncul diatas permukaan air dan di topang di dasar laut oleh suatu tiang pancang (*piling*), *spread footing*, atau struktur lain yang dibuat untuk membuatnya tetap tidak bergerak sepanjang masa. Jenis-jenis dari *fixed platform* seperti dijelaskan dibawah ini.

a. *Template Platform*

Gambar 2.1 adalah salah satu type *fixed platform* yang umumnya terdiri dari :

- Sebuah *jacket* atau rangka pipa berongga (*tubular space frame*) yang dilas, yang didesain untuk menjadi patokan pola untuk tiang pancang dan sebagai penguat lateral untuk tiang pancang – tiang pancang. *Jacket* akan berfungsi sebagai pondasi struktur untuk fasilitas produksi diatasnya dan juga sebagai pelindung *well conductor* dan *pipeline riser*. *Jacket* dikembangkan untuk operasi di laut dangkal dan laut sedang yang dasarnya tebal, lunak dan berlumpur.
- Tiang pancang – tiang pancang yang secara tetap menahan *platform* didasar lautan dan menerima beban lateral dan vertikal. Setelah *jacket* ditempatkan di posisi yang diinginkan, *pile* dimasukkan melalui kaki bangunan dan dipancang dengan *hammer* sampai menembus lapisan tanah keras kemudian *deck* dipasang dan dilas.
- Sebuah bangunan struktur yang besar yang berisi semua keperluan penopang dan lantai untuk mendukung operasional dan beban-beban lainnya.

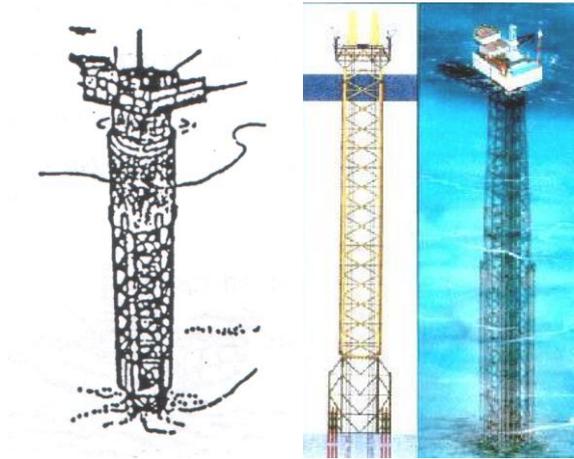
Platform-platform yang ada di Y PSC, yang akan dibahas dalam thesis ini, kesemuanya adalah tipe *template* atau *jacket* dengan 4 kaki (*leg*) kecuali untuk *platform* P yang memiliki 8 kaki dan *platform* S yang punya 3 kaki.



Gambar 2.1 *Template Platform*

b. *Tower Platform*

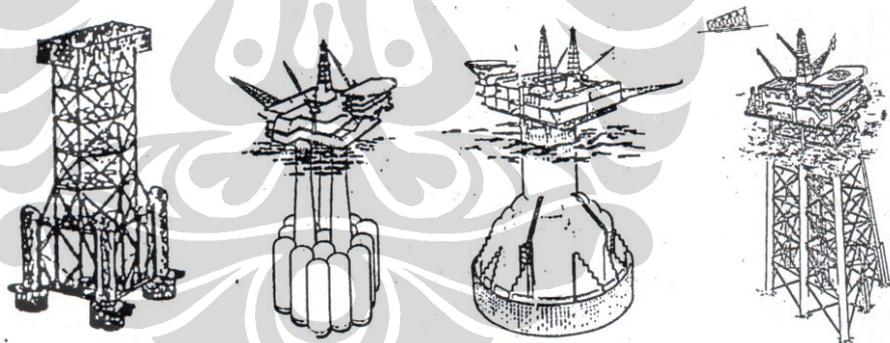
Tower platform seperti dijelaskan pada Gambar 2.2 juga dipasang dengan bantuan *jacket* tetapi dapat dioperasikan di laut dalam, ada yang menggunakan *pile* (tiang pancang) ada juga yang tidak. Seperti jenis *jacket* atau *template*, *pile* dimasukkan melewati *jacket* dan dipancangkan sampai tanah keras. Kemudian tower ditempatkan di atas *jacket*. Pada umumnya tower mempunyai daya apung (*self-bouyant*) karena *jacket* tidak dapat menyokong beban yang terlalu berat. *Deck* dipasang dan di las di atas tower.



Gambar 2.2 *Tower Platform*

c. *Gravity Platform*

Gravity platform seperti pada Gambar 2.3 umumnya mengandalkan berat dari struktur itu sendiri untuk berdiri dipermukaan bawah laut. Pondasinya ada yang terbuat dari beton, baja, ataupun *hybrid*.

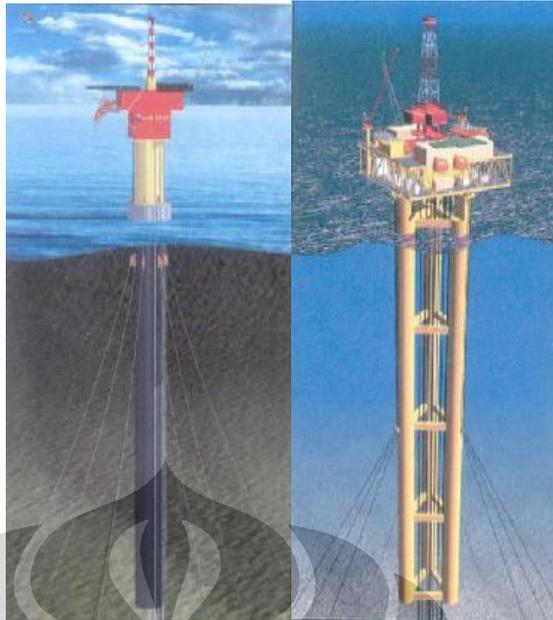


Gambar 2.3 Berbagai macam jenis *Gravity Platform*

2.1.1.2 *Platform Terapung (Floating Platform)*

a. *Guyed Tower Platform*

Gambar 2.4 adalah sebuah struktur dengan rangka baja berbentuk pipa yang disupport secara vertikal oleh beberapa tiang pancang. Support lateral utamanya adalah dari sistem *guyline*.



Gambar 2.4 *Guyed Tower Platform*

b. *Tension Leg Platform*

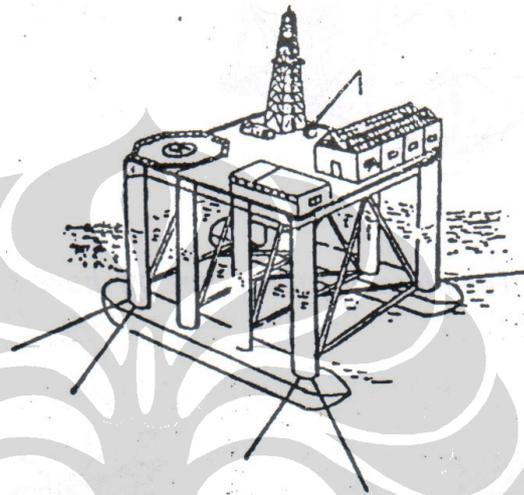
Gambar 2.5 adalah *platform* terapung yang dihubungkan tali-tali tambat vertikal (*vertical tether*) ke suatu landasan atau tiang pancang di dasar laut.



Gambar 2.5 *Tension Leg Platform*

c. *Compliant Platform*

Gambar 2.6 adalah *platform* yang diikat dibawah laut sehingga memiliki fleksibilitas, beban yang terjadi ditahan oleh tahanan inersia yang akan menyebabkan gerakan platform itu sendiri, sehingga gaya yang ditransfer ke *platform* dan pondasinya akan berkurang, contohnya adalah *Single Buoy Mooring* (SBM).



Gambar 2.6 *Compliant Platform*

2.1.2 Perencanaan *Platform*

Tahapan dalam perencanaan struktur *fixed platform* dapat dibagi menjadi dua bagian besar, yaitu :

2.1.2.1 Desain Konseptual

Pekerjaan dalam tahap desain konseptual ini umumnya mencakup :

- a. Informasi mengenai *derrick* dan *cargo barge* yang tersedia.
- b. Studi peralatan produksi, meliputi penentuan *Preliminary Process Flow Diagram* (PFD), informasi daftar peralatan utama, gambar lay-out fasilitas di *deck*, gambar *piping* dan *instrument diagram* (P&ID).
- c. Analisa awal pembebanan, meliputi perhitungan ukuran struktur utama, orientasi dan lokasi platform.
- d. Penyelidikan *oceanografi*, *hidrografi*, dan meteorologi.
- e. Penyelidikan geofisik dan geoteknik.

- f. Rute dan ukuran pipa penyalur (*pipeline*)
- g. Perkiraan biaya dan jadwal pembangunan.
- h. Menyiapkan dokumen dan informasi untuk keperluan tahapan perencanaan berikutnya.

2.1.2.2 Desain Detail

Pekerjaan dalam tahapan desain detail ini umumnya mencakup :

- a. Analisa struktur yang meliputi semua kondisi, yaitu :
 - Analisa *inplace* (kondisi operasi, kondisi badai/*storm*)
 - Analisa dinamik akibat gempa (*strength* dan *ductility*)
 - Analisa kelelahan struktur (*fatigue*)
 - Analisa saat konstruksi (fabrikasi, transportasi, instalasi, termasuk *pile conductor driveability*).
 - Analisa perlindungan korosi.
 - Analisa *pipeline riser*.
- b. Gambar desain yang meliputi :
 - *Deck plan and elevations*
 - *Deck framing*
 - *Connections (joint) and stiffeners*.
 - *Welding detail*
 - *Pile and conductor detail*
 - *Padeye dan lifting connections* lainnya.

2.1.3 Kriteria Desain

Kriteria desain untuk setiap anjungan berbeda-beda. Kriteria dominan yang ada di suatu kawasan akan menentukan jenis anjungan yang akan dipilih.

Kriteria desain yang terpenting antara lain (dari segi teknik) :

- a. Kedalaman Laut.
- b. Gelombang (tinggi, periode, distribusinya).
- c. Seismik.
- d. Kondisi Tanah.

- e. Angin
- f. Arus
- g. *Marine Growth*
- h. Kapasitas desain dari *deck*

2.1.3.1 Kriteria Operasional

Salah satu kriteria dalam mendesain suatu *platform* adalah penentuan fungsi *platform* (pengeboran, produksi, penyimpanan, *materials handling*, *living quarters*, atau kombinasinya), kedalaman laut, jumlah sumur yang akan di bor, tipe pemboran dan material yang akan digunakan, kegiatan yang akan diselesaikan kemudian, dan keperluan-keperluan untuk kegiatan itu. Selain itu, jumlah ruang *deck* yang diperlukan serta jumlah dan ketinggian *deck* dan jenis transportasi minyak (dengan tanker, *barge* atau jalur pipa) serta tempat penampungan minyak, proteksi kebakaran, penanganan kebocoran, serta paparan yang akan terjadi pada *platform*, harus ditentukan. Sementara itu, konfigurasi *platform* yang dikehendaki juga harus dapat difabrikasi dengan perlengkapan pemasangan yang tersedia.

2.1.3.2 Kriteria Lingkungan

Tahap ini merupakan penentuan berdasarkan lingkungan dimana platform akan ditempatkan. Meliputi gaya-gaya gelombang dan angin yang bekerja pada platform. Faktor-faktor lingkungan yang harus ditaksir sebelum gaya-gaya dapat diperkirakan adalah kedalaman air, kondisi air pasang, tinggi gelombang badai, kecepatan angin badai, dan dapat juga gempa bumi, patahan, kestabilan dasar laut, *marine growth*, laju *scour*, dan kondisi es.

2.1.3.3 Kriteria Fabrikasi dan Instalasi

Pola dan urutan penempatan komponen struktur dalam proses pembangunan, pola instalasi dan transportasi *jacket*, *deck*, dan peralatan harus menjadi bagian dari kriteria dalam perencanaan dan desain struktur.

2.2 *Risk Assessment untuk Platform*

Resiko mempunyai definisi sebagai peluang terjadinya sesuatu yang akan memiliki dampak yang berpengaruh terhadap pencapaian suatu tujuan, resiko adalah sesuatu dimana kita sebagai individu selalu berhubungan dengannya dalam setiap aktifitas sehari-hari. Sadar atau tidak, kita selalu mengambil suatu keputusan berdasarkan resiko yang ada. Resiko dapat diartikan sebagai suatu kombinasi dari probabilitas atau kemungkinan terjadinya suatu kejadian dalam kurun waktu tertentu dan segala akibat yang ditimbulkannya. Resiko dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini.

$$\text{Resiko} = \text{Probabilitas} \times \text{Akibat yang ditimbulkan} \quad (2.1)$$

Analisa resiko (*risk analysis*) adalah penggunaan informasi secara sistematis untuk mengidentifikasi sumber-sumber dan untuk memperkirakan resiko. Analisa resiko memberikan suatu dasar untuk mengevaluasi resiko, memitigasi resiko dan penerimaan resiko. Informasi dapat meliputi data sebelumnya, analisa secara teoritis, opini-opini dari informasi yang telah diinformasikan dan hal-hal yang menjadi perhatian utama pihak-pihak yang terkait.

Resiko dapat di perkirakan dengan memberikan nilai kepada probabilitas dan akibat suatu resiko, mempertimbangkan biaya, keuntungan, hal-hal yang menjadi perhatian utama pihak-pihak yang terkait.

2.2.1 Kategori Paparan (*Exposure*)

Struktur dapat dikategorikan berdasarkan beberapa tingkatan paparan untuk menentukan kriteria untuk mendesain *platform-platform* baru dan untuk penilaian *platform-platform* yang saat ini ada yang sesuai dengan fungsi yang diinginkan untuk struktur tersebut.

Tingkatan-tingkatan paparan ditentukan berdasarkan pertimbangan keselamatan jiwa (*life-safety*) dan konsekuensi kegagalan. Keselamatan jiwa mempertimbangkan kondisi kejadian alam terparah yang dapat terjadi saat orang berada diatas *platform*. Konsekuensi kegagalan selayaknya juga mempertimbangkan beberapa faktor seperti kehilangan properti, kerugian akibat

produksi yang terhenti, sanksi atau denda dari pembeli dan pemerintah, dan sebagainya.

2.2.1.1 Kategori untuk keselamatan jiwa (*life-safety*) adalah :

- a. L-1 : berpenghuni – tidak dievakuasi (*manned – nonevacuated*)
Platform yang setiap saat dihuni orang-orang yang tinggal disitu, dan evakuasi personil sebelum kejadian lingkungan, memang tidak diinginkan dilakukan atau tidak dapat dilakukan. Industri praktis saat ini adalah sebisa mungkin mengevakuasi sebelum datangnya bahaya.
- b. L-2 : berpenghuni – dievakuasi (*manned – evacuated*)
Platform yang biasanya dihuni kecuali saat kejadian lingkungan yang telah diperkirakan. Untuk kebutuhan pengelompokan, sebuah *platform* sebaiknya diklasifikasikan sebagai sebuah ‘berpenghuni – dievakuasi’ jika sebelum kejadian lingkungan yang diperkirakan, evakuasi telah direncanakan dan ada waktu yang cukup untuk mengevakuasi semua personil dari *platform* dengan selamat. Dalam menentukan lamanya waktu yang diperlukan untuk melakukan evakuasi, hal-hal yang harus menjadi pertimbangan adalah jarak, jumlah orang yang akan dievakuasi, kapasitas dan keterbatasan peralatan evakuasi, keperluan pengisian bahan bakar kembali, dan kondisi alam atau cuaca saat akan dilakukan evakuasi.
- c. L-3 : tidak berpenghuni (*unmanned*)
Platform yang biasanya tidak dihuni atau *platform* yang tidak dikategorikan baik dalam kategori “berpenghuni – tidak dievakuasi” atau “berpenghuni – dievakuasi”. Sebuah *platform* yang kadang-kadang dihuni seperti saat perawatan, konstruksi, operasi perawatan sumur, pengeboran, atau *de-commissioning* dapat diklasifikasikan dalam kategori ini.

2.2.1.2 Kategori untuk konsekuensi dari kegagalan (*consequences of failure*)

Tingkatan dimana konsekuensi negatif dapat terjadi sebagai akibat dari kegagalan suatu *platform* adalah sebuah keputusan yang selayaknya berdasarkan pada pentingnya struktur tersebut terhadap operasi keseluruhan dari perusahaan dan terhadap tingkat kerugian ekonomi yang dapat diperbaiki. Sebagai tambahan

kerugian dari hilangnya *platform* dan semua peralatannya serta kerusakan pada *pipelinenya*, adalah kehilangan cadangan hidrokarbon juga perlu dipertimbangkan jika pada akhirnya lokasi tersebut akan ditinggalkan (*abandon*). Termasuk biaya pemindahan *platform* yang rusak, biaya penutupan sumur, dan pembersihan dasar laut.

Jika lokasi tersebut tidak ditinggalkan, biaya perbaikan seperti untuk penggantian platform atau sebagian strukturnya, penggantian peralatan, penggantian *pipeline* dan biaya perbaikan sumur haruslah dipertimbangkan. Biaya lainnya adalah biaya mitigasi polusi dan/atau kerusakan lingkungan juga harus dipertimbangkan untuk kedua pilihan scenario diatas jika kemungkinan kebocoran hidrokarbon sangat tinggi.

Ketika mempertimbangkan biaya mitigasi dari polusi dan kerusakan lingkungan, perhatian lebih diperlukan untuk hidrokarbon yang tersimpan dalam peralatan *topside*, kemungkinan kebocoran dari sumur-sumur atau *pipeline* yang rusak, dan kedekatan *platform* ke pesisir atau lingkungan yang sensitif seperti terumbu karang. Potensi dari banyaknya hidrokarbon (*liquid* atau gas) yang akan dilepas dari sumber kebocoran ini haruslah dipertimbangkan kurang dari ketersediaannya dari masing-masing sumber. Faktor-faktor yang mempengaruhi keluarnya dari masing-masing sumber adalah sebagai berikut :

a. Penyimpanan *Topside*

Saat *platform* runtuh, hidrokarbon liquid dalam bejana dan *piping* tidak serta merta keluar. Dikarenakan integritas dari hampir sebagian besar bejana, perpipaan, dan katup, kemungkinan besar hanya sebagian kecil dari hidrokarbon yang tersimpan ini akan keluar. Untuk itu, dapat disimpulkan keluarnya *liquid* hidrokarbon secara *significant* hanya akan terjadi pada kasus dimana bejana penampungan berukuran besar ada dalam penyimpanan di *topside*.

b. Sumur-sumur

Fluida hidrokarbon yang keluar dari sumur tergantung dari beberapa variabel. Variabel utama adalah keberadaan dan kehandalan dari *subsurface safety valves* (SSSV), yang akan menutup saat ada kegagalan atau sebaliknya akan aktif saat aliran abnormal dirasakan. Ketika peraturan mengharuskan

penggunaan dan perawatan SSSV, hal ini dapat dimengerti aliran tidak terkontrol dari dalam sumur bukanlah menjadi perhatian dalam penilaian platform. Ketika SSSV tidak digunakan dan sumur dapat mengalirkan fluida dengan bebas tanpa dipompa, aliran dari sumur ini menjadi perhatian utama. Fluida hidrokarbon diatas SSSV dapat hilang setiap saat seperti saat *pipeline* pecah, namun jumlahnya akan kecil dan mungkin tidak akan terlalu berefek.

c. *Pipeline*

Potensi dari fluida hidrokarbon keluar dari *pipeline* atau *riser* adalah menjadi perhatian utama karena banyaknya kemungkinan penyebab pecah (seperti platform runtuh, pergerakan dasar laut, dsb). Runtuhnya *platform* kemungkinan besar akan mengakibatkan kerusakan *pipeline* atau *riser* yang ada didekat atau diantara struktur *platform*, jumlah maksimum yang akan keluar akan lebih kecil dari kapasitas *pipeline* tersebut. Banyaknya hidrokarbon yang akan keluar akan bergantung pada beberapa variable seperti ukuran pipa, tekanan yang tersisa dalam pipa, kandungan gas dalam fluida dalam pipa, panjangnya pipa, dsb.

Kategori-kategori dalam konsekuensi akibat kegagalan *platform* dapat diuraikan seperti dibawah ini :

- L-1 : konsekuensi tinggi

Kategori ini ditujukan untuk *platform-platform* utama ukuran besar baik untuk pengeboran, proses produksi, maupun *storage* yang berpotensi untuk mengalirkan fluida hidrokarbon dalam jumlah besar baik dari sumur, tangki penyimpanan, maupun dari kilang produksi ketika terjadi kegagalan *platform*. Termasuk *platform-platform* dimana *shut-in* dari sumur minyak atau gas tidak direncanakan atau tidak bisa dilakukan sesaat sebelum terjadinya kejadian, termasuk juga *platform-platform* yang berhubungan langsung dengan fasilitas utama atau *pipeline* dan platform yang sulit dijangkau untuk menghentikan prosesnya.

- L-2 : konsekuensi menengah

Platform-platform berukuran menengah dimana produksi akan dapat dihentikan selama desain kejadian ketika terjadi kegagalan *platform*.

Semua sumur yang dapat mengalir sendiri saat terjadi kegagalan platform haruslah memiliki *subsurface safety valve* yang berfungsi penuh.

- L-3 : konsekuensi rendah

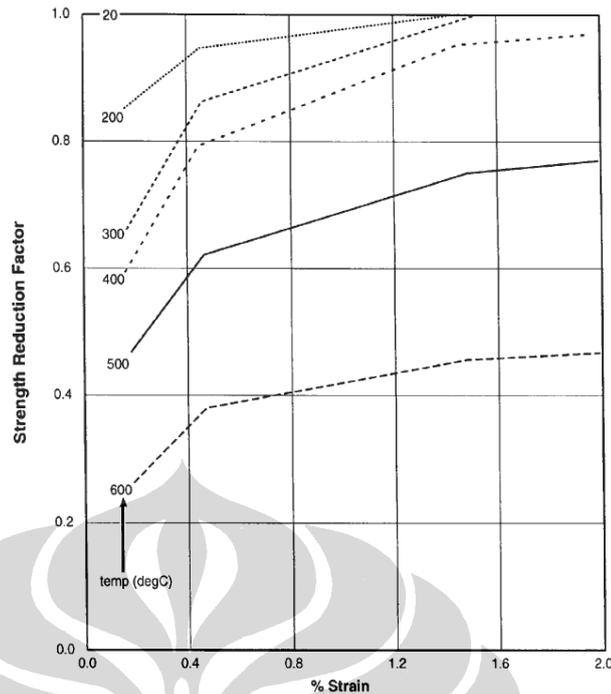
Platform-platform berukuran kecil yang biasanya mempunyai tidak lebih dari 5 (lima) sumur produksi dimana sumur-sumur tersebut dapat dihentikan produksinya saat terjadi kegagalan *platform* dan tidak lebih dari 2 (dua) unit peralatan produksi.

2.2.2 Hazard Utama di Platform

Kebakaran / api, ledakan, dan pembebanan yang tidak disengaja adalah *hazard* utama dalam suatu *platform* dan dapat mengakibatkan baik sebagian atau seluruhnya, robohnya suatu *platform* lepas pantai yang menyebabkan hilangnya nyawa dan/atau kerusakan lingkungan. Dalam mendesain suatu *platform*, tata letak dan penyusunan peralatan produksi yang berada diatas *platform*, haruslah dipertimbangkan dengan matang untuk meminimalkan efek yang ditimbulkan jika terjadi kecelakaan ini.

2.2.2.1 Kebakaran / Api

Kebakaran atau api akan menyebabkan aliran panas ke semua struktur metal/baja yang ada di platform dengan radiasi, konveksi, dan konduksi. Panas ini akan mempengaruhi sifat (*mechanical properties*) dari bahan tersebut, seperti *yield strength*nya, *yield strength* akan berkurang setiap terjadi kenaikan temperatur, hal ini akan menimbulkan berkurangnya keuletan dan ketangguhan dari struktur *platform*. Jika panas yang ditimbulkan melebihi suhu 600°C, maka perilaku *creep* dari baja akan *significant* dan haruslah dipertimbangkan. Gambar 2.7 dibawah ini adalah diagram penurunan kekuatan dari baja pada setiap kenaikan temperatur.



Gambar 2.7 *Strength Reduction Factor for Steel at Elevated Temperatures*

Telah diolah kembali dari API RP 2A LRFD

Sebuah sistem deteksi, peringatan, dan *shutdown* yang dirancang dan dipelihara dengan baik akan memberikan proteksi yang dapat dipertimbangkan kepada struktur. Bagaimanapun juga, saat kebakaran terjadi, system proteksi kebakaran, baik aktif maupun pasif, diperlukan untuk menjamin temperature dari struktur metal tidak melebihi dari yang diijinkan dalam desain. Proteksi ini juga dapat mencegah kebakaran yang lebih besar, lamanya proteksi ditentukan dari perkiraan lamanya kebakaran atau waktu yang dibutuhkan untuk evakuasi.

Material proteksi pasif kebakaran (PFP) terdiri dari beberapa produk bahan insulasi tahan api yang digunakan baik sebagai pelindung struktur *member* atau untuk membentuk *fire wall* yang memisahkan api dari penampungan hidrokarbon, *escape route*, dan area aman. Proteksi api aktif (AFP) dapat berupa penyemprotan air, foam, atau juga gas yang dapat mematikan api, yang berasal dari peralatan yang telah terpasang.

2.2.2.2 Ledakan

Efek dari ledakan tidaklah mudah untuk ditentukan, efek tekanan dari ledakan bergantung pada banyak factor, seperti tipe dan volume hidrokarbon yang

dilepaskan, bergantung pada usaha-usaha mitigasi seperti penyemprotan air. Ledakan dapat menyebabkan dua macam pembebanan pada struktur *platform*; *overpressure* adalah hasil dari bertambahnya tekanan akibat ekspansi dari produk pembakaran, *drag loading* disebabkan ledakan yang diakibatkan angin, merupakan fungsi dari kecepatan pangkat dua dari gas, densitas gas, koefisien drag, dan area. Perpipaan atau peralatan yang kritikal yang didesain menghadapi ledakan akibat angin haruslah didesain untuk tahan terhadap pembebanan *drag*.

Efek dari ledakan secara umum dapat diminimalkan dengan membuat area venting seluas mungkin, memastikan area venting tersebar merata, dan menggunakan penahan ledakan (*blast barrier*). Untuk meminimalkan tekanan ledakan, area venting haruslah sedekat mungkin dengan kemungkinan sumber penyalaan.

Seringkali dalam desain, mitigasi untuk mengurangi efek kebakaran dan ledakan saling bertolak belakang, untuk itu analisa efek keduanya perlu dilakukan dengan hati-hati dan secara bersamaan. Umumnya yang terjadi pertama kali adalah ledakan kemudian disusul oleh kebakaran, namun bisa saja api mengakibatkan ledakan.

2.2.2.3 Pembebanan Tidak Terencana (*Accidental Loads*)

Tabrakan dari kapal-kapal atau *barge* baik yang menunjang operasi platform maupun yang tidak berhubungan dengan operasi platform haruslah dipertimbangkan dalam desain, area tabrakan harus memperkirakan tinggi dan lebar, elemen platform yang akan menerima beban kejut akibat tabrakan (seperti *knee braces*) kecuali kaki *platform* dan tiang pancang, sebisa mungkin jangan diletakkan didaerah zona tabrakan. *Accidental load* ini bisa juga berasal dari jatuhnya suatu benda ataupun dari ledakan atau kebakaran.

Energi *impact* yang harus diserap oleh struktur platform dapat dihitung dengan pendekatan persamaan seperti dibawah ini :

$$E = 0.5 a m v^2 \quad (2.2)$$

Dimana :

E = energy kinetic dari kapal

a = added mass factor

1.4 for broadside collision and 1.1 for bow/stern collision

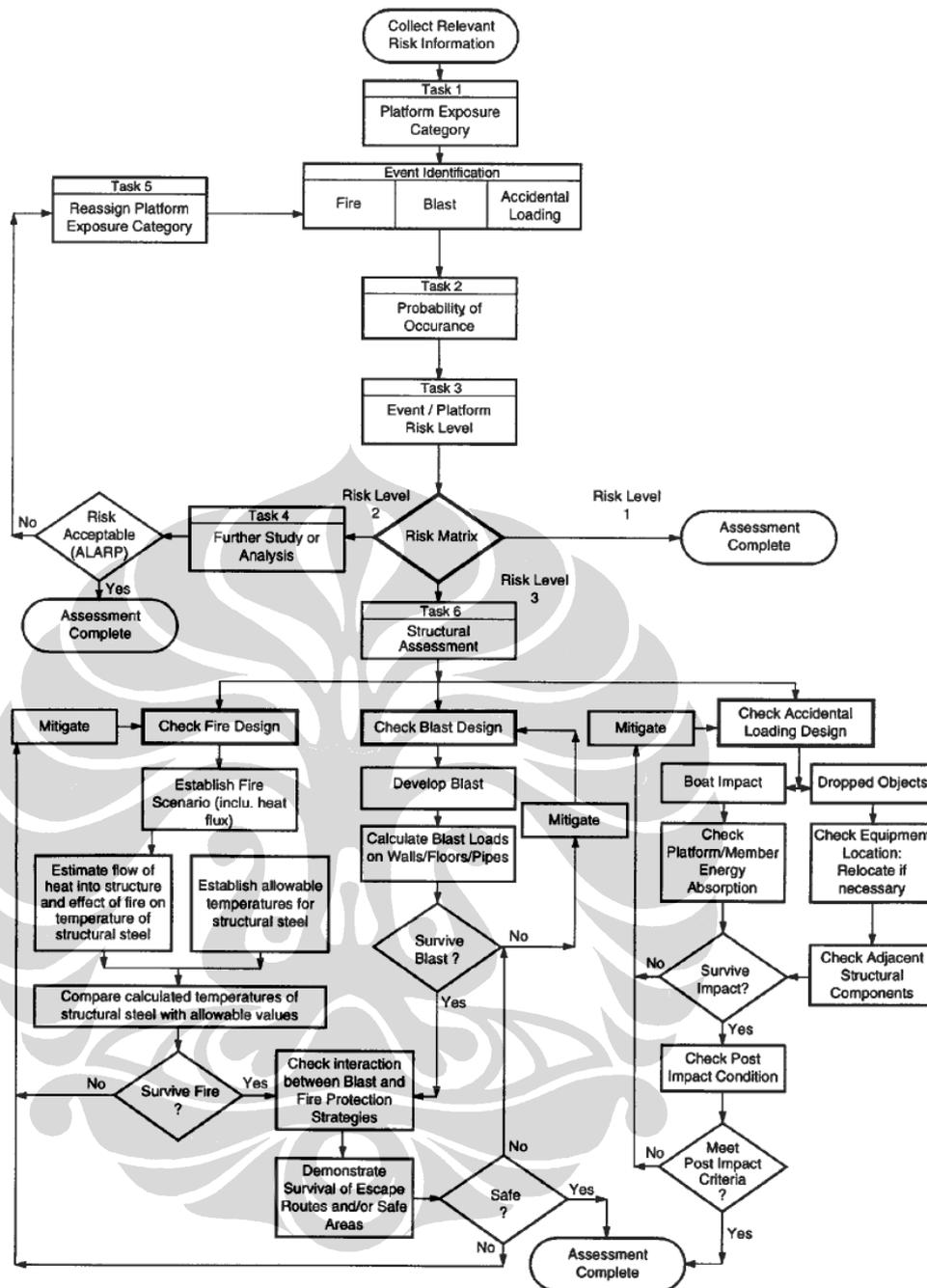
m = masa kapal, dalam metric tons

v = kecepatan kapal saat tabrakan, dalam m/s

Secara umum, ketahanan suatu *platform* dalam menerima beban impact dari kapal atau barge akan bergantung pada interaksi dari member yang penyok dan member yang melengkung. Deformasi *platform* secara global bisa di abaikan. Struktur *platform* akan menyerap energi akibat adanya tabrakan dengan kapal-kapal atau *barge* dari :

- Deformasi plastis terlokalisir dari dinding tubular
- Bending elastic/plastis dari member struktur
- Perpanjangan elastic/plastis dari member struktur
- Fender-fender yang terpasang
- Deformasi platform secara global
- Deformasi pada kapal dan/atau perputaran.

Proses penilaian untuk potensi konsekuensi kegagalan akibat kebakaran, ledakan, dan pembebanan tidak disengaja dimaksudkan sebagai tahapan evaluasi dari terjadi-kejadian spesifik yang dapat terjadi di platform saat platform tersebut beroperasi melewati *service life* dan *service functionnya*. Proses penilaian seperti diuraikan pada Gambar 2.8 dibawah ini yang berisis tahapan-tahapan proses yang harus dilakukan engineer untuk penilaian struktural suatu *platform*.



Gambar 2.8 Proses Penilaian Platform

Telah diolah kembali dari API RP 2A LRFD

2.2.3. Kemungkinan Kejadian (*Probability of Occurrence*)

Kemungkinan terjadinya kejadian kebakaran, ledakan, dan pembebanan tidak sengaja adalah tergabung dengan sumber dan peningkatan potensi dari suatu kejadian. Jenis dan adanya sumber hidrokarbon juga dapat sebagai factor dalam penyebab kejadian atau peningkatan kejadian. Kejadian-kejadian penting

yang memerlukan pertimbangan dan kemungkinan dari tingkatan levelnya (L, M atau H) biasanya ditentukan dari analisa *hazard* dari proses kebakaran dan ledakan. Faktor-faktor yang mempengaruhi kejadian aslinya seperti dibawah ini :

- a. Tipe peralatan : kompleksitas, jumlah, dan tipe dari peralatan adalah penting. Peralatan pemisahan dan pengukuran, pompa dan *compressor*, *generator*, *safety*, dan perpipaannya perlu dipertimbangkan.
- b. Tipe produk : gas, kondensat, minyak ringan, minyak berat perlu dipertimbangkan.
- c. Tipe operasi : jenis operasi yang tengah berlangsung diatas *platform* perlu dipertimbangkan dalam mengevaluasi kemungkinan terjadinya suatu kejadian. Operasi tersebut dapat berupa pengeboran, produksi, transfer personel dsb.
- d. Tipe Dek : potensi dari dek *platform* untuk membatasi awan uap adalah penting, apakah konfigurasi dek *platform*nya terbuka atau tertutup, perlu dipertimbangkan saat mengevaluasi kemungkinan terjadinya suatu kejadian. Peralatan yang dapat mengakibatkan turbolensi di dek terbuka juga dapat mengakibatkan ledakan hebat akibat tekanan berlebih.
- e. Lokasi struktur : dekatnya *platform* dengan alur pelayaran dapat meningkatkan potensi tabrakan dengan kapal-kapal yang tidak ada hubungannya dengan operasi produksi minyak.

2.2.4 Matrik Tingkat Resiko

Gambar 2.9 dibawah ini adalah matrik 3 x 3 yang membandingkan antara kemungkinan terjadinya dengan kategori paparan *platform*, matrik ini menampilkan semua tingkatan resiko.

Probability of Occurrence	H	Risk level 1	Risk level 1	Risk level 2
	M	Risk level 1	Risk level 2	Risk level 3
	L	Risk level 2	Risk level 3	Risk level 3
		L-1	L-2	L-3
		Platform Exposure Category		

Gambar 2.9. Risk Matrix

Telah diolah kembali dari API RP 2A LRFD

Penjelasan dari masing-masing tingkatan resiko dari matrik diatas adalah seperti diuraikan dibawah ini :

- Risk Level 1,
Resiko yang *significant* dan akan memerlukan mitigasi.
- Risk Level 2,
Resiko-resiko yang memerlukan studi lanjutan atau analisa-analisa untuk menentukan resiko, konsekuensi, dan biaya mitigasi yang lebih akurat. Resiko-resiko yang lebih tinggi dapat diterima dengan prinsip ALARP (*as low as reasonable practicable*) jika usaha dan/atau biaya yang dibutuhkan untuk mitigasi menjadi tidak sebanding dengan keuntungan yang akan didapatkan.
- Risk Level 3,
Resiko-resiko yang minim dan tidak *significant* yang dapat diabaikan.

2.3 Re-engineering Analysis untuk Platform

2.3.1 Pembebanan Platform

Platform atau anjungan adalah struktur yang khusus didesain untuk kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi di lepas pantai. Struktur ini menjadi subjek terhadap berbagai macam pembebanan, dimana menurut API RP2A beban yang dapat diterima oleh struktur anjungan lepas pantai adalah sebagai berikut :

2.3.1.1 Beban Mati

Beban mati struktur adalah berat struktur itu sendiri, semua perlengkapan yang permanen dan perlengkapan struktur yang tidak berubah selama beroperasinya struktur. Beban mati terdiri dari :

- a. Beban *platform* di udara.
- b. Beban perlengkapan yang permanen.
- c. Gaya hidrostatis di bawah permukaan garis air, termasuk tekanan dan gaya angkat.

2.3.1.2 Beban Hidup

Beban hidup adalah beban yang mengenai struktur dan berubah selama operasi *platform* berlangsung. Beban hidup terdiri dari :

- a. Beban perlengkapan pengeboran dan perlengkapan produksi yang bisa dipasang dan dipindahkan dari *platform*.
- b. Berat dari tempat tinggal (*living quarters*), *heliport*, dan perlengkapan penunjang lainnya yang bisa dipasang dan dipindahkan dari *platform*.
- c. Berat dari suplai kebutuhan dan benda cair lainnya yang mengisi tangki penyimpanan.
- d. Gaya yang mengenai struktur selama operasi seperti pengeboran, penambatan kapal, dan beban helikopter.
- e. Gaya yang mengenai struktur dari penggunaan *crane* di atas deck.

2.3.1.3 Beban Lingkungan

Gambar 2.10 menjelaskan bagaimana beban lingkungan yang mengenai struktur dikarenakan fenomena alam seperti angin, arus, gelombang, gempa bumi, salju, es, dan pergerakan kerak bumi. Beban lingkungan juga didalamnya termasuk variasi tekanan hidrostatis dan gaya angkat pada setiap elemen karena perubahan tinggi air yang disebabkan oleh perubahan gelombang dan pasang surut. Terdapat beberapa beban lingkungan laut yang dapat mempengaruhi kestabilan struktur. Perhitungan beban-beban lingkungan yang bekerja pada struktur mengacu pada rekomendasi yang diberikan API RP2A dan dilakukan berdasarkan data *oceanografi* dan *meteorologi* seperti tinggi gelombang, periode

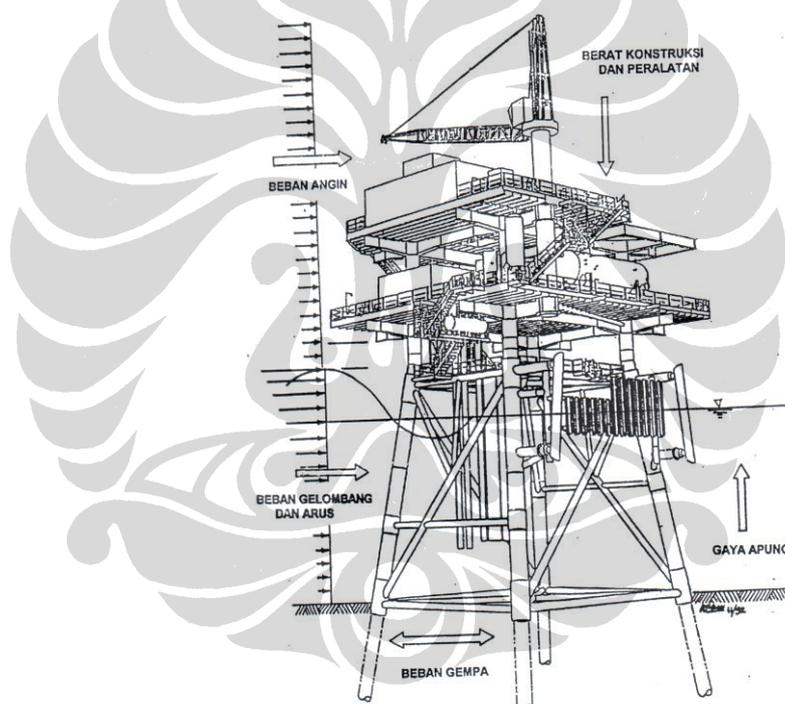
gelombang, kecepatan angin, arus, pasang surut, gempa bumi, kondisi tanah dan lain sebagainya.

2.3.1.4 Beban Konstruksi

Beban konstruksi dihasilkan dari beban-beban pada saat fabrikasi, loadout, transportasi dan instalasi.

2.3.1.5 Beban Dinamik

Beban dinamik ini disebabkan karena adanya gaya yang berulang-ulang seperti gelombang, angin, gempa bumi, atau getaran mesin, juga gaya akibat benturan kapal pada struktur dan pengeboran.



Gambar 2.10 Beban – beban yang bekerja pada struktur *platform*

2.3.2 Proses Penilaian *Platform*

Mengapa perlu dilakukan penilaian atau assessment terhadap suatu platform dalam kurun waktu beroperasinya platform tersebut atau ketika platform akan diperpanjang umur pakainya adalah seperti diuraikan dibawah ini :

- Terjadi kecelakaan selama umur pelayanannya (ISO 19902, SK No.21-K/38/DMJ/1999).

- Adanya kerusakan atau cacat (*dented*) pada bagian struktur yang utama yang ditemukan pada waktu inspeksi (API, ISO 19902).
- Adanya perubahan dari desain awal struktur :
 - Penambahan personel atau fasilitas
 - Modifikasi dari fasilitas penunjang
 - Perubahan keadaan lingkungan
 - Penambahan komponen dari pondasi, perubahan kekuatan dari pondasi.
 - Perubahan fisik dari *seabed* misalnya, adanya *scouring* ataupun *subsidence*.
 - Modifikasi dari struktur yang ada / penambahan struktur.

Untuk melakukan penilaian terhadap *platform* yang telah ada, pertimbangan yang dipakai hanyalah untuk dua tingkat kategori untuk konsekuensi kegagalan. Semua *platform* yang dapat di klasifikasikan sebagai platform konsekuensi menengah (L-2) akan dianggap sebagai konsekuensi rendah (L-3) untuk pemilihan kriteria penilaian.

Informasi yang memadai sebaiknya bisa dikumpulkan untuk dapat dilakukan *engineering assessment* dari integritas *platform* secara keseluruhan, sangat penting untuk punya kondisi saat ini dari struktur *platform* dan fasilitas yang ada, asumsi-asumsi yang diambil haruslah beralasan dan informasi yang dikumpulkan haruslah akurat dan mencerminkan kondisi saat ini dimana *assessment* dilakukan. Survey adalah hal yang perlu dilakukan saat akan melakukan *assessment* terhadap suatu *platform*, survey-survey yang akan dilakukan haruslah meliputi survey untuk :

- *Topside* : semua gambar-gambar yang ada diverifikasi dan semua perubahan dicatat sebagai bahan *assessment*, informasi yang perlu dikumpulkan ada sebagai contoh *topside arrangement* dan konfigurasi, kategori paparan *platform*, detail *structural framing*, dan sebagainya.
- *Underwater* : untuk melakukan verifikasi struktur *jacket* dari setiap modifikasi, kerusakan karena umur pakai, atau gambar yang tidak akurat.

Pengambilan data tanah untuk dianalisa juga perlu dilakukan untuk *assessment* suatu *platform* yang telah ada, karena bisa saja saat pembuatan awal,

data tanah yang dipakai bukan dari tanah dimana *platform* tersebut saat ini terpasang.

Proses penilaian untuk *platform-platform* yang telah ada perlu memisahkan perlakuan untuk isu-isu keselamatan jiwa (*life-safety*) dan konsekuensi kegagalan (*consequence-of-failure*), dan mengaplikasikan kriteria yang bergantung pada lokasi dan akibat-akibatnya. Terdapat 6 komponen dari proses penilaian :

- a. Pemilihan *platform* (*platform selection*)
- b. Pengkategorian (*categorization*)
- c. Penilaian kondisi (*condition assessment*)
- d. Pemeriksaan dasar desain (*desain basis check*)
- e. Pemeriksaan analisa (*analysis check*)
- f. Pertimbangan mitigasi (*consideration of mitigations*)

Proses *screening* suatu *platform* untuk menentukan yang mana yang akan diproses lebih lanjut ke analisa detail adalah dilakukan dengan menganalisa 4 komponen pertama diatas, jika *platform* tidak lolos *screening* maka ada 2 kemungkinan tahapan untuk memeriksa analisa, yaitu *design level analysis* dan *ultimate strength analysis*. *Design level analysis* adalah yang lebih mudah dan lebih konserfatif, sedangkan *ultimate strength analysis* lebih kompleks.

2.3.3 *Re-engineering Analysis*

Sebuah *platform* yang telah melewati umur pakainya (*service life*) sesuai desain awalnya namun akan digunakan kembali untuk fungsi yang sama selama kurun waktu tertentu, atau dikenal dengan istilah *service life extension* memerlukan *re-engineering analysis* yang komprehensif untuk memastikan bahwa struktur *platform* tersebut masih layak sesuai persyaratan perundang-undangan dan juga memenuhi persyaratan dari *standard* atau *code* dimana *platform* tersebut dibuat pertama kali.

Dalam API RP 2A – LRFD dan API RP 2A – WSD juga membahas mengenai *platform reuse*, secara general *platform-platform* didesain untuk difabrikasi di darat, dipindahkan ke laut, ditranportasikan, dan dipasang di lautan.

Dengan membalik tahapan ini, *platform* dapat dilepas/dipindah, ditransportasikan, dimodifikasi (jika diperlukan) dan dipasang di lokasi lain. *Platform* yang akan digunakan kembali sama halnya ketika *platform* diperpanjang umur pakainya, memerlukan beberapa pertimbangan yang berkaitan dengan *fatigue* dari material struktur *platform*. Desain *fatigue life*, L , dalam tahun, haruslah mengikuti persamaan dibawah ini.

$$L = SF_1 L_1 + SF_2 L_2 \quad (2.3)$$

Dimana :

L_1 = Umur pakai awal (*initial service period*), tahun

L_2 = Umur pakai baru yang direncanakan (*planned service life*), tahun

SF_1 = 2.0 jika lasan di sambungan tubular 100% dilakukan NDE.
0 – 2.0 *rational basis*

SF_2 = 2.0

Untuk kedua *safety factor*, SF_1 dan SF_2 , angka yang lebih tinggi dipertimbangkan untuk dipakai jika ada kegagalan pada elemen yang kritikal.

Kerusakan *platform* terutama terjadi akibat kelelahan (*fatigue*), baik pada komponen struktur utama ataupun struktur sekunder dan tersier, biaya perbaikan dan perawatan *platform* proporsinya relatif besar dialokasikan untuk mengatasi kerusakan akibat kelelahan. *Platform* cenderung mengalami kelelahan karena secara alami beban utama yang diterima bersifat siklis, terdiri dari :

- Beban siklis frekuensi rendah (*quasi-statis*) yang ditimbulkan oleh eksitasi gelombang dengan jumlah sekitar 10^7 s/d 10^8 kali selama umur operasi *platform* (20 tahun).
- Beban siklis frekuensi tinggi (dinamis), yang dapat diklasifikasikan menjadi beban *transient* (*slamming, wave slapping, hull whipping*) dan *steady* (mesin, baling-baling, *hull springing*) dengan jumlah sekitar 10^6 kali selama umur operasi *platform* (20 tahun).

- Beban siklis frekuensi sangat rendah (statis) akibat perubahan beban (logistik) di atas *platform* dan hidrostatik (pasut) dengan jumlah sekitar 4000 ~ 8000 kali selama umur operasi *platform* (20 tahun).
- Beban siklis karena gradien panas tak beraturan akibat cuaca dan temperatur muatan dengan jumlah sekitar 7000 kali selama umur operasi *platform* (20 tahun).

Kelelahan struktur *platform* terutama terjadi pada sambungan las dan daerah dimana timbul konsentrasi tegangan, pada prakteknya kerusakan akibat kelelahan sangat tergantung pada mutu fabrikasi, analisis kelelahan dalam tahap perancangan lebih diarahkan pada identifikasi bagian-bagian struktur dengan probabilitas besar mengalami kelelahan, hasil cek kelelahan diperlukan dalam perencanaan strategi pemeriksaan berkala.

Kriteria perancangan kelelahan struktur (*fatigue design criteria*) menurut API RP 2A-WSD atau API RP 2A-LRFD :

- Sebuah *fatigue analysis* yang detail perlu dilakukan untuk *platform* tipe *template*, teknik *spectral analysis* direkomendasikan untuk digunakan.
- Secara umum, desain umur *fatigue* dari masing-masing *joint* and *member* setidaknya 2 x lipat dari *service life* yang diinginkan (ie. SF = 2.0)
- Untuk elemen yang kritis dimana kegagalannya *catastrophic*, penggunaan SF yang lebih besar perlu dipertimbangkan (misal hingga 5.0), dapat digunakan juga untuk *member-member* dimana akses untuk inspeksi dan perbaikan sangat terbatas.

Dalam melakukan *re-engineering analysis* untuk menentukan layak tidaknya suatu *platform* diperpanjang *service life* nya dari *service life* desain awalnya, dilakukan analisa-analisa seperti akan diuraikan dibawah ini kemudian dibandingkan dengan yang disyaratkan dalam API RP 2A – LRFD atau WSD.

- *Static In-Place Analysis*
- *Seismic Analysis*,
- *Fatigue Analysis*,
- *Pile / Foundation Analysis*.

- *Push Over Analysis (ultimate plastic)*, jika diperlukan
- *Damage Analysis* (jika ada)

2.3.3.1 *Static In-Place Analysis*

Analisa *inplace* merupakan analisa statik dari struktur anjungan lepas pantai atau *platform*, analisa ini dapat dibagi menjadi dua kondisi, yaitu :

a. Kondisi Beroperasi

Pada kondisi ini, *platform* beroperasi secara normal sehingga struktur menerima seluruh beban kerja yang ada, beban lingkungan yang terjadi pada struktur seperti beban gelombang, angin dan arus diambil harga ekstrim untuk periode ulang 1 tahun.

b. Kondisi Badai (*storm*)

Kondisi ini merupakan kondisi terjadinya badai pada lokasi struktur. Pada kondisi ini tidak akan ada beban *work over rig live*, sedangkan beban hidup pada tiap *level deck* dianggap tereduksi sebesar 25%. Selain itu dianggap *crane* tidak bekerja, akibatnya hanya ada nilai beban *crane* vertikal saja. *Allowable stress* dari tiap batang dinaikkan harganya sebesar 133% menurut peraturan dari AISC.

Dalam analisa ini dilakukan pengecekan *stress* yang terjadi pada semua *member* struktur *platform*, yaitu semua *jacket*, *deck member*, dan *pile* yang berada diatas permukaan dasar laut, dicek untuk kondisi operasi 1 tahun dan kondisi badai 100 tahun. Selain itu juga dilakukan pengecekan terhadap *joint punching shear stress*, keduanya kemudian dibandingkan dengan nilai yang dipersyaratkan dalam API RP 2A (LRFD atau WSD) dan AISC.

Dalam prakteknya, analisa *Static In-Place* dilakukan dengan bantuan *software* seperti SACS (*Structure Analysis Computer System*). Analisa dilakukan dengan anggapan bahwa struktur dan *pile* mempunyai kekakuan linier, dan tanah mempunyai kekakuan non linier. Kekakuan model ditentukan oleh batang–batang struktur utama dari dek, *caisson*, *brace*, dan *pile*. Konduktor dan *boatlanding* dianggap bukan merupakan bagian dari struktur, sehingga tidak memberikan

kontribusi terhadap kekakuan struktur, tetapi hanya menyalurkan gaya lingkungan yang diterima kepada struktur utama. Beban lingkungan yang bekerja seperti beban gelombang, angin dan arus dianggap sebagai beban statik dan dikombinasikan dari 8 arah penjuruan mata angin.

2.3.3.2 Seismic Analysis

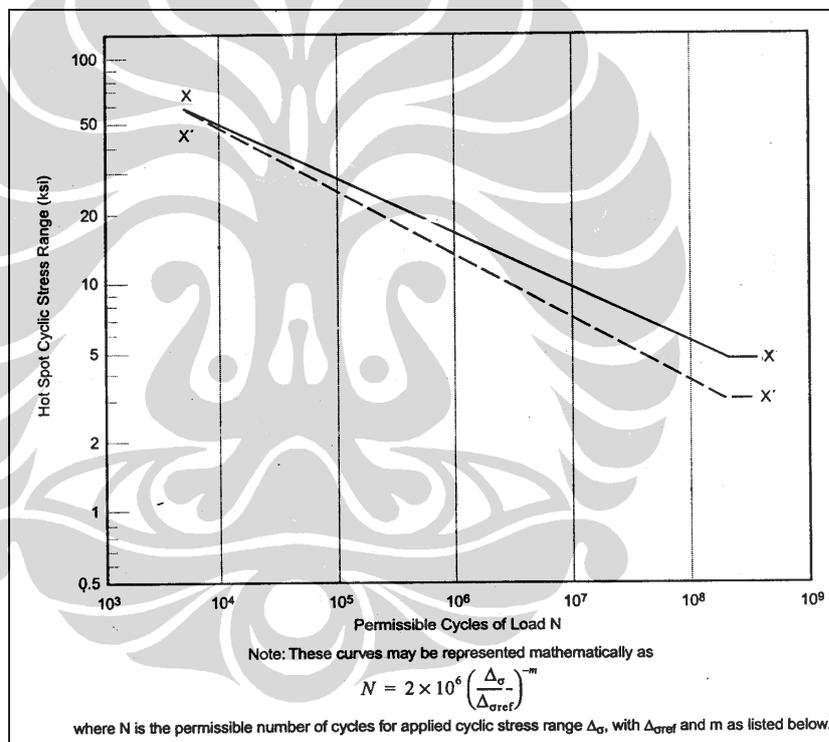
Gaya akibat aktivitas seismik harus dipertimbangkan dalam *re-engineering analysis* suatu *platform* yang terletak pada daerah yang memiliki kegiatan seismik yang cukup aktif. Suatu daerah dikatakan memiliki aktivitas seismik berdasarkan catatan-catatan kegempaan yang pernah terjadi di daerah tersebut, catatan-catatan tersebut berupa frekwensi kejadian gempa dan besar gempa yang terjadi.

Kegunaan dari memperhitungkan gaya seismik adalah untuk dapat memperkirakan tingkat kemungkinan kerusakan struktur akibat gempa pada umur layanan struktur tersebut, sehingga dapat dilakukan langkah-langkah untuk meminimalkan efek negatif akibat gempa. Pertimbangan seismik yang terjadi di antaranya adalah dengan melakukan investigasi terhadap tanah dasar tempat anjungan berdiri sebagai pengecekan terhadap kemungkinan ketidakstabilan struktur akibat gempa, pergeseran dasar akibat gempa bumi, kemungkinan kegagalan struktur, karakteristik pergerakan tanah selama masa layanan anjungan, dan resiko gempa untuk tiap kondisi anjungan.

Dalam analisa ini dilakukan pengecekan *stress* yang terjadi pada semua *member* struktur *platform*, yaitu semua *jacket*, *deck member*, dan *pile* yang berada diatas permukaan dasar laut, dicek untuk kondisi operasi 1 tahun dan kondisi badai 100 tahun. Selain itu juga dilakukan pengecekan terhadap *natural period* dan *frekuensi*, *base shear reaction* terhadap gempa, dan *joint punching shear stress*, keduanya kemudian dibandingkan dengan nilai yang dipersyaratkan dalam API RP 2A (LRFD atau WSD) dan AISC.

2.3.3.3 Fatigue Analysis

Fatigue merupakan kelelahan suatu sistem struktur akibat pembebanan yang berulang-ulang (*cyclic loading*). Batas dari *fatigue* (*fatigue limit*) didefinisikan sebagai tegangan dimana material atau sambungannya dapat menahan beban yang berulang dalam jumlah tertentu, yang nilainya dapat diperoleh dari kurva S-N (Tegangan vs Jumlah Siklus pembebanan yang diizinkan). Kekuatan *fatigue* (*fatigue strength*) pada struktur adalah tegangan maksimum yang dapat ditahan oleh struktur tanpa mengalami keruntuhan pada frekuensi pembebanan tertentu. API RP2A merekomendasikan kurva S-N pada struktur seperti yang terlihat pada Gambar 2.11 berikut ini.



Note: These curves may be represented mathematically as

$$N = 2 \times 10^6 \left(\frac{\Delta\sigma}{\Delta\sigma_{ref}} \right)^{-m}$$

where N is the permissible number of cycles for applied cyclic stress range $\Delta\sigma$, with $\Delta\sigma_{ref}$ and m as listed below.

Curve	$\Delta\sigma_{ref}$ Stress Range at 2 Million Cycles	m Inverse Log-Log Slope	Endurance Limit at 200 Million Cycles
X	14.5 ksi (100 MPa)	4.38	5.07 ksi (35 MPa)
X'	11.4 ksi (79 MPa)	3.74	3.33 ksi (23 MPa)

Figure 5.4-1—Fatigue S-N Curves

Gambar 2.11 Kurva S-N

Telah diolah kembali dari API RP2A LRFD

Secara umum kejadian *fatigue* dapat diuraikan menjadi 3 bagian yaitu *crack* awal (*initial crack*), penyebaran *crack* (*spreading*), dan keruntuhan (*fracture*).

Proses *fatigue* terjadi adalah pada saat *chord* menyalurkan beban terhadap *brace*, maka tegangan pada *joint* tersebut akan mencapai maksimum. Sambungan *chord* dan *brace* dilas pada saat proses fabrikasi, dan ketika las pada *joint* mendingin, terbentuk retak mikro pada ujung-ujung las. Retak mikro yang terjadi akan menyebar pada saat *joint* dikenai beban tegangan siklik dan akan merekah hingga penampang *member* tidak mampu lagi untuk mentransfer beban dan terjadilah keruntuhan (*fracture*).

Sambungan *tubular* yang dikenai beban akan menimbulkan tegangan maksimum (berupa tegangan *hot spot*) pada sambungan (*intersection*). Bagian sambungan merupakan bagian yang paling rentan terhadap *fatigue*. Perbandingan antara tegangan maksimum pada sambungan dengan tegangan nominal disebut dengan *Stress Concentration Factor* (SCF). Nilai SCF merupakan komponen penting dalam perhitungan *fatigue damage* karena tegangan yang terjadi pada sambungan *tubular* tidak menyebar secara merata.

Fatigue analysis yang detail sebaiknya perlu dilakukan untuk struktur *platform type template*, teknik *spectral analysis* direkomendasikan untuk digunakan. Metode-metode lainnya yang rasional mungkin juga dapat digunakan untuk mencerminkan gaya dan respon dari *member*. Sebagai pengganti *fatigue analysis* yang detail, *fatigue analysis* yang disederhanakan yang telah dikalibrasi untuk desain iklim bergelombang (*wave climate*), dapat diaplikasikan untuk *tubular joint* pada *platform type template* dengan ketentuan :

- Kedalaman air kurang dari 122 meter atau 400 ft.
- Dibangun dari baja ulet (*ductile steel*)
- Memiliki *redundant structural framing*
- Memiliki *natural periods* kurang dari 3 detik

Salah satu pendekatan yang digunakan dalam menganalisa *fatigue* adalah analisa deterministik. Pada analisa deterministik, beban gelombang dianggap harmonis dan gaya serta tegangan yang terjadi dihitung secara statik. Perhitungan

fatigue life dengan metoda deterministik didasarkan pada persamaan Palmgreen-Miner sebagai berikut :

$$D = \sum \frac{n_i}{N_i} \quad (2.4)$$

dimana :

n_i = jumlah kejadian gelombang untuk tiap interval ketinggian gelombang, sekaligus juga tiap range tegangan.

N_i = jumlah *cycle* pada kisaran tegangan yang diizinkan hingga terjadi kegagalan.

n_i dapat diketahui dari data jumlah kejadian gelombang, sedangkan N_i dapat diperoleh dengan menggunakan kurva S-N. Tahapan dalam menentukan besaran N_i adalah sebagai berikut :

- Tentukan tegangan nominal σ_n
- Tentukan SCF *joint*
- Gunakan persamaan $\sigma_{\Delta_h} = 2 \cdot SCF \cdot \sigma_n$
- Gunakan nilai σ_{Δ_h} pada kurva S-N untuk mendapatkan nilai N_i

Dengan SCF adalah perbandingan tegangan *hot spot* (tegangan maksimum pada *intersection*) dengan tegangan nominal, seperti terlihat pada persamaan di bawah ini.

$$SCF = \frac{\sigma_{hotspot}}{\sigma_{nominal}} \quad (2.5)$$

Fatigue life pada joint dinyatakan dalam persamaan berikut :

$$L = \frac{1}{D} \quad (2.6)$$

2.3.3.4 *Foundation / Pile Analysis*

Pada analisa ini, tingkat *stress* dari *pile-pile* (tiang pancang) yang berada dibawah permukaan dasar laut (*mud line*) diperiksa, untuk kondisi operasi 1 tahun dan kondisi badai 100 tahun, kemudian dibandingkan dengan nilai yang dipersyaratkan dalam API RP 2A (LRFD atau WSD) dan AISC.

2.3.3.5 *Push Over Analysis (Analisa Batas Tegangan Ultimate)*

Analisa batas tegangan *ultimate* dilakukan untuk menentukan kekuatan maksimum struktur untuk menahan beban yang terjadi. Beberapa beban yang bekerja pada struktur mengakibatkan keruntuhan total dan ketidakmampuan struktur menahan beban lingkungan dan *topside*. Analisa tegangan *ultimate* dari struktur sangat sulit didapatkan. Metode *nonlinear* dibutuhkan untuk menghitung kekakuan *member* dalam rentang *post elastic-plastic*. Kekakuan sistem struktur harus dimonitor dan diperbaharui terus menerus karena berada pada daerah *plastic/brittle*. Ini berbeda dengan desain prakatis dimana elemen yang berada di daerah *linier* hanya memerlukan satu formula kekakuan di awal analisa.

Untuk analisa *ultimate* ini dilakukan dengan menggunakan metode *Push-Over* yaitu suatu metode yang dipakai dalam menganalisa keruntuhan struktur dan merupakan analisa *nonlinear* dengan pembebanan inkremental lateral untuk menentukan secara otomatis pembebanan yang menyebabkan struktur runtuh. Dimana adanya penambahan beban lingkungan (gelombang) sampai struktur tersebut runtuh (*collapse*).

2.4 **Manajemen Resiko**

2.4.1 **Pengertian Manajemen Resiko**

Manajemen resiko adalah suatu proses yang sistematis untuk mengidentifikasi, menilai, mengontrol dan mengkomunikasikan resiko-resiko terhadap nyawa, aset, atau obyek berharga lainnya.

Manajemen resiko (*risk management*) sering diartikan sebagai pengurangan resiko, namun sebenarnya pengurangan resiko hanyalah bagian dari manajemen resiko. Pengurangan resiko adalah suatu tindakan dari mitigasi suatu

resiko yang dapat diketahui sehingga mempunyai tingkat resiko yang lebih rendah. Mitigasi sendiri dapat diartikan pembatasan akibat atau dampak negative atau pengurangan kemungkinan untuk terjadinya suatu kejadian. Manajemen resiko menurut API RP 580 adalah mengkoordinir beberapa aktifitas untuk mengarahkan dan mengontrol suatu organisasi kaitannya dengan resiko, manajemen resiko umumnya meliputi penilaian resiko (*risk assessment*), mitigasi resiko (*risk mitigation*), penerimaan resiko (*risk acceptance*), dan mengkomunikasikan resiko (*risk communication*). Manajemen resiko adalah suatu proses untuk menilai segala resiko, untuk menentukan apakah pengurangan resiko diperlukan dan untuk membuat suatu rencana untuk menjaga resiko-resiko berada pada tingkatan yang dapat diterima. Dengan menggunakan manajemen resiko, beberapa resiko mungkin dapat diidentifikasi dapat diterima sehingga mitigasi atau pengurangan resiko tidak diperlukan.

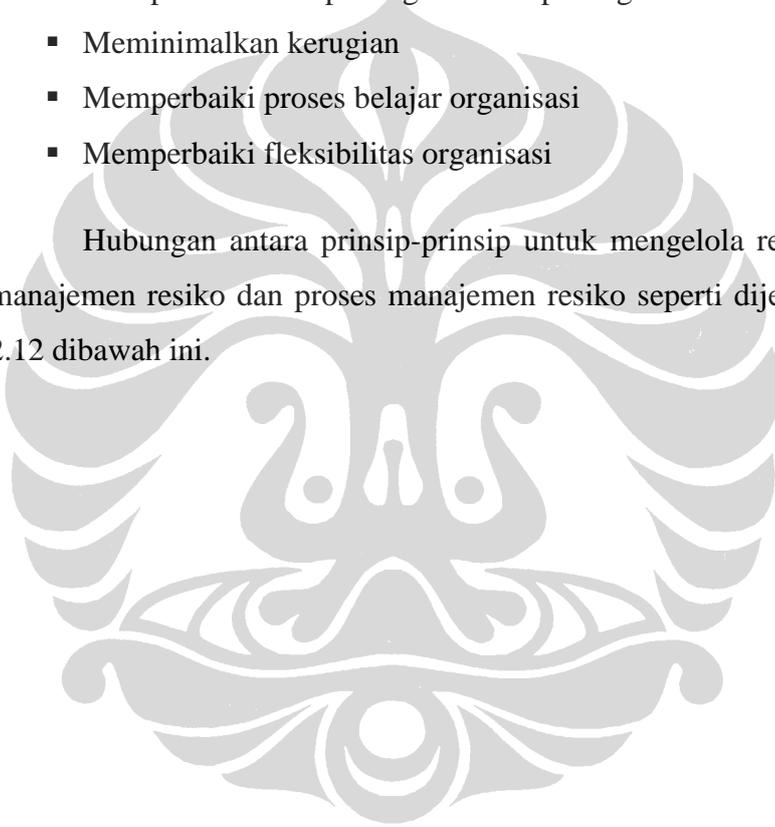
2.4.2 Manajemen Resiko berdasarkan ISO 31000

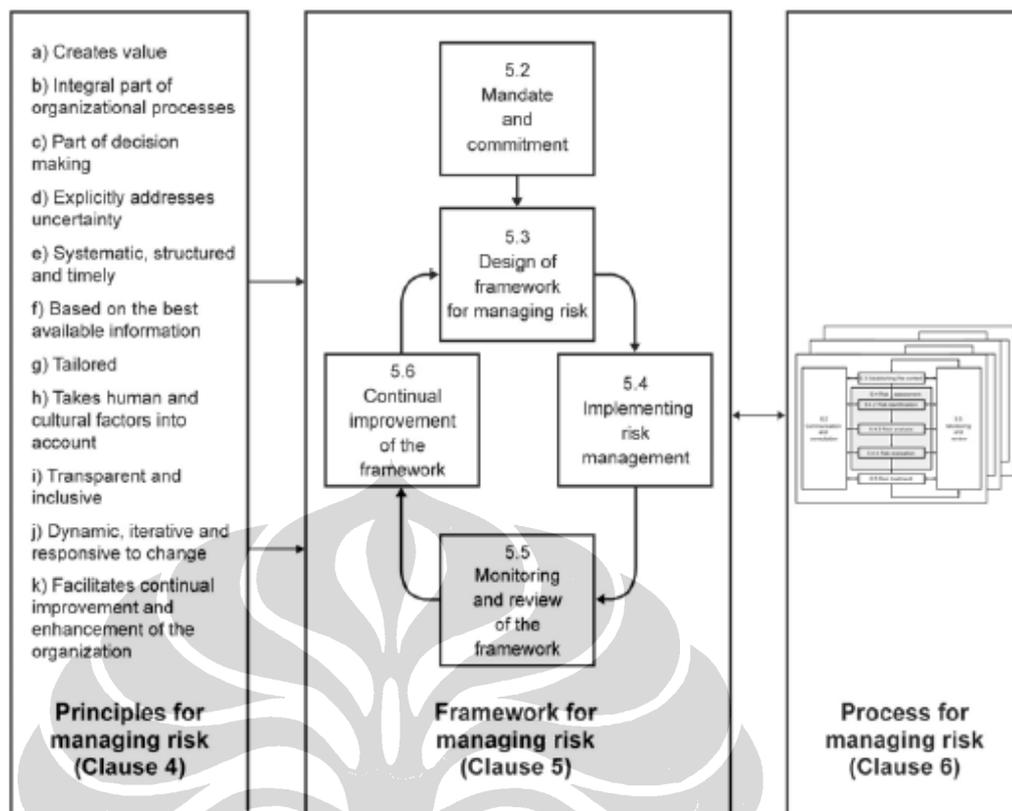
Manajemen resiko menurut ISO 31000 dapat membantu dalam pengambilan keputusan dengan menghitung ketidakpastian dan pengaruhnya dalam pencapaian tujuan dan menentukan apa yang dibutuhkan untuk bertindak, proses manajemen resiko menyertakan penerapan logis dan metode sistimatis untuk komunikasi dan konsultasi sepanjang proses, untuk penetapan konteks, untuk mengidentifikasi, analisa, evaluasi dan memperlakukan resiko yang melibatkan berbagai aktivitas, proses, fungsi, proyek, produk, jasa atau asset, untuk memonitor dan mempelajari resiko, serta untuk mencatat dan melaporkan hasilnya dengan tepat. Manajemen resiko dapat juga menjadikan suatu organisasi:

- Lebih pro-aktif, bukan manajemen reaktif
- Lebih waspada terhadap kebutuhan untuk mengidentifikasi dan memperlakukan resiko diseluruh organisasi.
- Memperbaiki identifikasi peluang dan ancaman
- Mengikuti hukum dan peraturan yang disyaratkan serta norma-norma internasional.
- Memperbaiki pelaporan keuangan
- Memperbaiki cara kerja korporasi

- Memperbaiki kepercayaan dari *stakeholder*
- Mempunyai dasar yang handal untuk pembuatan keputusan dan perencanaan.
- Memperbaiki fungsi kontrol.
- Mengalokasikan dan menggunakan sumber daya untuk memperlakukan resiko dengan benar.
- Memperbaiki kegiatan operasi dengan efektif dan efisien
- Meningkatkan kesehatan dan keselamatan
- Memperbaiki cara penanganan dan pencegahan kecelakaan
- Meminimalkan kerugian
- Memperbaiki proses belajar organisasi
- Memperbaiki fleksibilitas organisasi

Hubungan antara prinsip-prinsip untuk mengelola resiko, kerangka kerja manajemen resiko dan proses manajemen resiko seperti dijelaskan pada Gambar 2.12 dibawah ini.





Gambar 2.12 Hubungan antara prinsip-prinsip manajemen resiko, kerangka kerja, dan proses

Telah diolah kembali dari ISO 31000

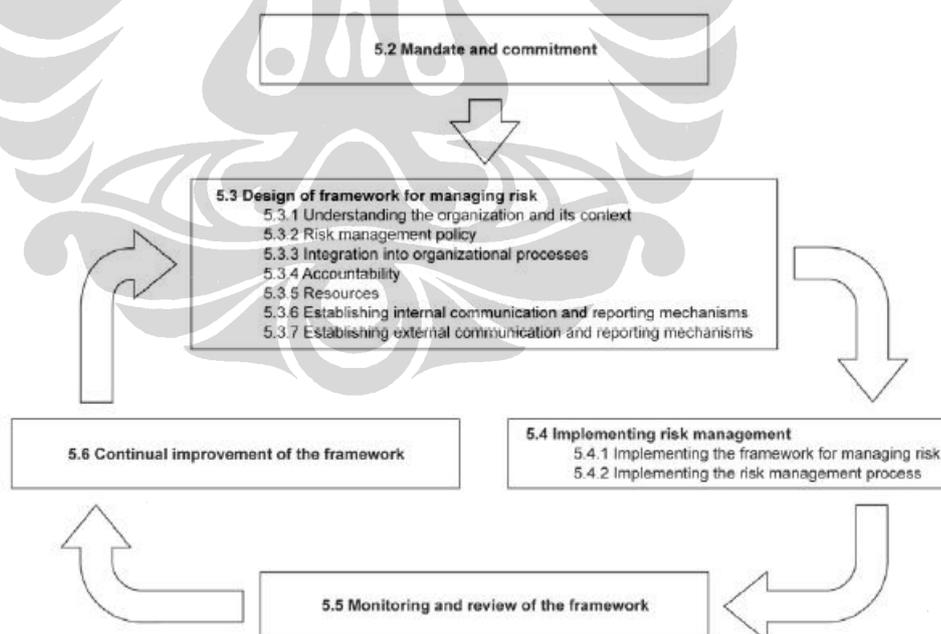
Suatu organisasi yang menerapkan manajemen resiko, agar benar-benar efektif, prinsip-prinsip dibawah ini haruslah melekat dalam organisasi tersebut :

- Manajemen resiko menciptakan nilai
- Manajemen resiko adalah suatu bagian menyeluruh dari proses dalam organisasi
- Manajemen resiko adalah bagian dari pengambilan keputusan
- Manajemen resiko secara tegas menanggapi ketidak-pastian
- Manajemen resiko adalah sistematis, terstruktur, dan tepat pada waktunya.
- Manajemen resiko adalah berdasarkan informasi terbaik yang tersedia
- Manajemen resiko adalah sesuai peruntukan
- Manajemen resiko melibatkan orang dan budaya
- Manajemen resiko adalah transparan
- Manajemen resiko adalah dinamis, iterative dan tanggap atas perubahan

k. Manajemen resiko memfasilitasi perbaikan berkesinambungan dan peningkatan organisasi.

2.4.2.1 Kerangka Kerja untuk Mengelola Resiko

Agar sukses dalam pelaksanaannya, manajemen resiko haruslah berfungsi didalam suatu kerangka kerja manajemen resiko yang memberikan dasar-dasar dan pengaturan organisasi dimana hal ini melekat diseluruh tingkatan organisasi. Kerangka kerja membantu sebuah organisasi dalam mengelola resiko-resikonya secara efektif melalui penerapan proses manajemen resiko pada tingkat-tingkat yang bervariasi dan dalam konteks tertentu dalam organisasi. Kerangka kerja haruslah menjamin bahwa segala macam informasi resiko dari proses-proses ini dilaporkan dengan benar dan digunakan sebagai landasan dalam pengambilan keputusan dan tanggung jawab dari semua tingkatan organisasi yang relevan. Gambar 2.13 dibawah ini menjelaskan komponen-komponen dari kerangka kerja untuk mengelola resiko yang penting dan bagaimana keterkaitan satu dengan lainnya.



Gambar 2.13. Komponen-komponen kerangka kerja untuk mengelola resiko

Telah diolah kembali dari ISO 31000

a. Mandat dan Komitmen

Agar manajemen resiko dapat berjalan efektif, diperlukan komitmen yang kuat dan terus menerus dari manajemen seperti halnya strategi dan planning yang kuat, untuk itu manajemen perlu untuk :

- Memaparkan dan mendukung kebijakan manajemen resiko
- Menentukan indicator performa dari manajemen resiko yang sejalan dengan indicator perfoma organisasi
- Memastikan keselerasaan tujuan antara tujuan manajemen resiko dengan tujuan dan strategi organisasi
- Memastikan kepatuhan terhadap hukum dan perundangan.
- Memberikan kewenangan dan tanggung jawab manajemen sesuai tingkatannya dalam organisasi.
- Memastikan resources yang diperlukan dapat dialokasikan untuk manajemen resiko
- Mengkomunikasikan manfaat manajemen resiko kepada semua stakeholders
- Memastikan kerangka kerja untuk mengelola resiko tersebut dapat diteruskan hingga sesuai.

b. Desain Kerangka Kerja untuk Mengelola Resiko

▪ Konteks Eksternal

Setidaknya berisi aspek-aspek :

- Budaya, politik, hukum, peraturan, teknologi ekonomi , lingkungan yang alami dan kompetitif, cuaca internasional, nasional, regional atau local.
- Penggerak utama dan tren yang memiliki efek terhadap tujuan organisasi, dan
- Persepsi dan nilai dari *stakehokder* luar

▪ Kontek Internal

Setidaknya berisi :

- Kemampuan-kemampuan, pengertian dalam hal pengetahuan dan *resources*

- Sistem informasi, jalannya informasi, dan proses pengambilan keputusan (baik formal maupun non-formal)
- *Stakeholder* internal
- Kebijakan-kebijakan, tujuan, dan strategi-strategi yang telah ada untuk mencapainya.
- Persepsi, nilai dan budaya
- Standard dan model-model referensi yang akan digunakan oleh organisasi, dan
- Struktur (contoh : peraturan, petunjuk, dan wewenang)
- **Kebijakan Manajemen Resiko.**
Haruslah memperjelas tujuan organisasi dan komitmen untuk manajemen resiko, setidaknya berisi :
 - Hubungan antara kebijakan manajemen resiko dan tujuan organisasi serta kebijakan lainnya
 - Dasar-dasar pemikiran organisasi untuk mengelola resiko
 - Tugas dan tanggung jawab untuk mengelola resiko
 - Cara bagaimana menyelesaikan pertentangan kepentingan
 - Apakah organisasi berani mengambil resiko atau menghindari resiko
 - Proses-proses, metode-metode, dan alat-alat yang akan digunakan untuk mengelola resiko
 - Cara-cara bagaimana performa manajemen resiko akan diukur dan di laporkan
 - Komitmen terhadap review berkala dan penjelasam dari kebijakan manajemen resiko dan kerangka kerja beserta perbaikan berkesinambungan.
- **Integrasi kedalam Proses Organisasi**
Manajemen resiko haruslah diterapkan kedalam semua langkah praktis organisasi dan proses bisnis sehingga akan menjadi relevan, efektif, dan efisien. Manajemen resiko harus menjadi bagian yang tak terpisahkan dari proses organisasi. Secara khusus, manajemen resiko haruslah dimasukkan kedalam kebijakan pengembangan, rencana bisnis dan

strategi dan proses-proses manajemen. Dipastikan ada suatu rencana manajemen resiko yang luas dalam suatu organisasi untuk memastikan bahwa kebijakan manajemen resiko telah diimplementasikan dan manajemen resiko tersebut telah dimasukkan dalam langkah-langkah praktis organisasi dan proses bisnis.

▪ **Wewenang**

Organisasi harus memastikan bahwa ada kewenangan dan otoritas untuk mengelola resiko, termasuk penerapan dan pemeliharaan proses manajemen resiko dan memastikan ketersediaan dan keefektifan dari semua pengontrol resiko, hal ini dapat dilakukan dengan :

- Memperjelas siapa yang bertugas untuk pengembangan, implementasi dan pemeliharaan dari kerangka kerja untuk mengelola resiko.
- Memperjelas pihak yang beresiko untuk menerapkan perlakuan resiko, memelihara kontrol resiko dan melaporkan informasi resiko yang relevan.
- Membuat pengukuran kinerja dan melaporkan baik secara internal maupun eksternal dan proses kenaikan.
- Memastikan tingkatan yang sesuai dari pengakuan, imbalan, persetujuan dan sanksi.

▪ **Sumberdaya**

Hal-hal yang perlu diperhatikan adalah :

- Orang, kemampuan, pengalaman dan kompetensi
- Sumber daya diperlukan pada setiap langkah dari proses manajemen resiko
- Proses dan prosedur yang terdokumentasi
- Sistem manajemen informasi dan pengetahuan

▪ **Menetapkan Komunikasi Internal dan Mekanisme Pelaporan**

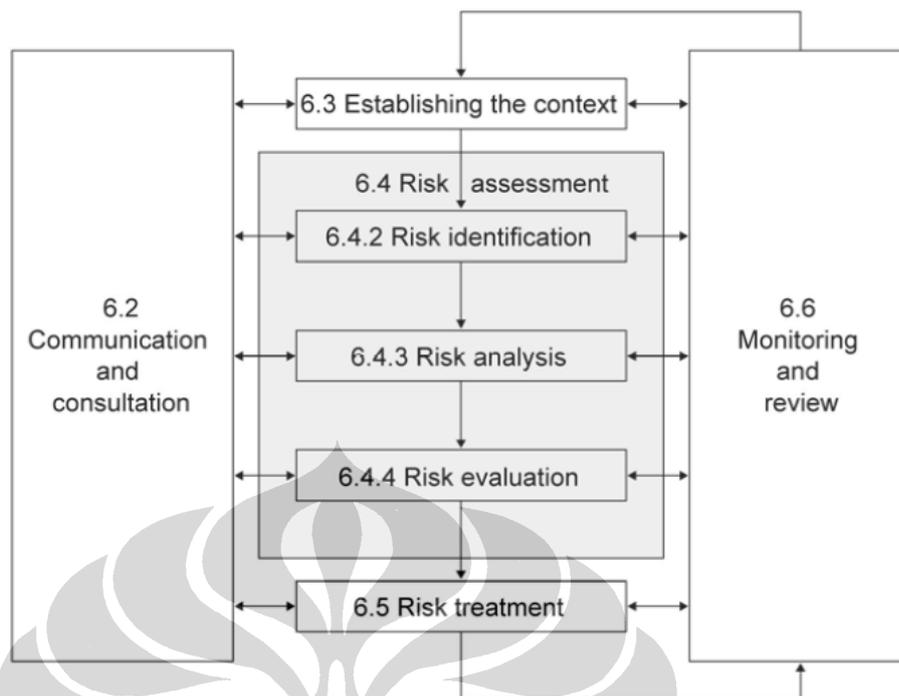
- Komponen kunci dari kerangka kerja manajemen resiko, dan semua modifikasinya di komunikasikan dengan tepat.
- Pelaporan internal yang memadai dalam kerangka kerja adalah pelaporan yang efektif dengan hasil terbaik.

- Informasi relevan yang datang dari penerapan manajemen resiko agar tersedia tepat sesuai tingkatan dan waktunya.
- Proses konsultasi dengan stakeholder internal diperlukan.
- Menetapkan Komunikasi Eksternal dan Mekanisme Pelaporan
 - Mengikutsertakan dengan baik semua *stakeholder* eksternal dan memastikan pertukaran informasi terjadi dengan benar.
 - Pelaporan eksternal agar sesuai dengan hukum, peraturan, dan persyaratan korporasi.
 - Terbuka untuk hal-hal yang secara hukum diperlukan
 - Memberikan umpan balik dan pelaporan pada komunikasi dan konsultasi
 - Menggunakan komunikasi untuk membangun kepercayaan dalam organisasi
 - Berkomunikasi dengan *stakeholder* disaat terjadi keadaan krisis atau darurat.
- c. Menerapkan Manajemen Resiko
 - Menerapkan Kerangka Kerja untuk Mengelola Resiko
 - Menentukan waktu dan strategi yang tepat untuk menerapkan kerangka kerja
 - Mengaplikasikan kebijakan dan proses manajemen resiko dalam proses-proses organisasi
 - Sesuai dengan hukum dan peraturan yang ada
 - Dokumen akan menjustifikasi pengambilan keputusan, termasuk pengembangan dan penentuan tujuan yang sesuai dengan hasil terbaik dari proses manajemen resiko
 - Melakukan sesi informasi dan training
 - Berkomunikasi dan konsultasi dengan *stakeholder* untuk memastikan bahwa kerangka kerja manajemen resiko yang ada saat ini masih sesuai.
 - Menerapkan Proses Manajemen Resiko.
 - Memonitor dan Mempelajari Kerangka Kerja
 - Membuat pengukuran kinerja

- Secara berkala mengukur progresss dan deviasi dari rencana manajemen resiko
 - Secara periodic mempelajari apakah kerangka kerja, kebijakan, dan rencana manajemen resiko masih sesuai dengan kontek organisasi, internal dan eksternal, yang telah diberikan.
 - Pelaporan resiko, progress dari rencana manajemen resiko dan memastikan seberapa baik kebijakan manajemen resiko diikuti.
 - Mempelajari keefektifan dari kerangka kerja manajemen resiko
- Perbaikan Berkesinambungan dari Kerangka Kerja
- Berdasarkan pada hasil review, keputusan sebaiknya dibuat pada bagaimana kerangka kerja, kebijakan, dan rencana manajemen resiko dapat di perbaiki, keputusan-keputusan ini harus dapat membuat perbaikan manajemen resiko yang diterapkan organisasi, dan budaya manajemen resiko.

2.4.2.2 Proses Manajemen Resiko

Proses manajemen resiko haruslah menjadi suatu bagian menyeluruh dari manajemen, melekat pada budaya dan praktek dan disesuaikan dengan proses bisnis organisasi. Proses manajemen resiko menurut ISO 31000 meliputi 5 (lima) aktifitas seperti dijelaskan pada Gambar 2.14 dibawah ini.



Gambar 2.14. Proses Manajemen Resiko

Telah diolah kembali dari ISO 31000

a. Komunikasi dan Konsultasi

Manajemen resiko harus dilakukan dengan *stakeholder internal* dan *external* pada setiap tahap, sehingga rencana ini harus dibuat sejak tahap awal dan harus efektif untuk memastikan pihak yang berwenang untuk menjalankan proses manajemen resiko dan stakeholder mengerti dasar dari setiap keputusan yang dibuat dan alasan mengapa tindakan spesifik diperlukan. Tim pendekatan untuk konsultasi berguna untuk :

- Membantu menentukan konteks yang tepat
- Memastikan keinginan *stakeholder* dimengerti dan dipertimbangkan
- Membawa keahlian masing-masing yang berbeda untuk menganalisa resiko
- Membantu memastikan resiko tersebut teridentifikasi dengan baik
- Memastikan perbedaan cara pandang dipertimbangkan dengan tepat dalam mengevaluasi resiko
- Meningkatkan manajemen perubahan selama proses *risk management*
- Menjaga dukungan untuk rencana penerapan

- Mengembangkan rencana komunikasi dan konsultasi, *internal* dan *external*, yang baik.

Rencana komunikasi dan dan konsultasi sebaiknya :

- Menjadi pertukaran informasi diantara stakeholder
- Menyampaikan pesan dengan jujur, akurat, dapat dipahami dan berdasarkan bukti
- Berguna dan nilai kontribusi dinilai

b. Penetapan Kontek

Dengan penetapan kontek organisasi mendefinisikan parameter internal dan eksternal yang akan diambil untuk diperhitungkan ketika mengelola resiko, dan mengeset lingkup dan kriteria resiko untuk proses selanjutnya, kontek sebaiknya meliputi parameter internal dan eksternal yang sesuai untuk organisasi. Pengelolaan resiko sebaiknya dilakukan dengan pertimbangan matang dari kebutuhan untuk menjustify sumberdaya yang digunakan dalam melakukan manajemen resiko.

- Kontek Eksternal.

Adalah lingkungan eksternal dimana organisasi mencari untuk mencapai tujuan-tujuannya. Kontek eksternal adalah penting untuk memastikan bahwa stakeholder eksternal, tujuan dan kepentingannya ikut dipertimbangkan dalam membuat criteria resiko, hal ini berdasar pada kontek organisasi yang luas namun dengan lebih detail dalam ketentuan hukum dan peraturan, persepsi stakeholder, dan aspek lainnya dari resiko khususnya untuk ruang lingkup dari proses manajemen resiko, kontek ini termasuk :

- Budaya, politik, hukum, peraturan, financial, teknologi, ekonomi, alam, dan lingkungan persaingan, iklim internasional, nasional, regional atau local.
- Penggerak utama dan tren yang memiliki pengaruh pada tujuan organisasi
- Persepsi dan nilai dari stakeholder

- Kontek Internal

Adalah lingkungan internal dimana organisasi mencari cara pencapaian tujuan-tujuannya. Proses manajemen resiko sebaiknya sejalan dengan budaya, proses dan struktur organisasi. Kontek internal adalah semua yang ada di dalam organisasi yang dapat mempengaruhi bagaimana sebuah organisasi akan mengelola resiko, hal ini perlu ditetapkan karena :

- Manajemen resiko mengambil tempat dalam kontek tujuan dari organisasi
- Tujuan dan criteria dari proyek tertentu atau aktifitas haruslah dipertimbangkan dalam tujuan dari organisasi
- Resiko utama dari beberapa organisasi adalah kegagalan mencapai strateginya, proyek atau tujuan bisnisnya, dan resiko ini mempengaruhi komitmen organisasi yang sedang berjalan, kredibilitas, kepercayaan dan nilai.

Memahami kontek internal sangat penting dalam kaitannya dengan :

- Kemampuan, memahami sumber daya dan pengetahuan
- Sistem informasi, arus informasi, dan proses pengambilan keputusan
- Stakeholder internal
- Kebijakan, tujuan, dan strategi yang ada untuk mencapainya
- Persepsi, nilai dan budaya
- Standard dan referensi yang dipakai oleh organisasi
- Struktur (aturan, wewenang, dsb)

■ Menetapkan Kontek dari Proses Manajemen Resiko.

Tujuan, strategi, ruang lingkup dan parameter dari aktivitas-aktivitas organisasi dimana proses manajemen resiko akan diterapkan haruslah ditetapkan. Kontek dari proses manajemen resiko dapat bervariasi tergantung kebutuhan organisasi, ini dapat meliputi :

- Menentukan tanggung jawab untuk proses *risk management*
- Menentukan lingkup, sedalam dan seluas mungkin dari aktifitas *risk management* yang akan dilakukan, termasuk pengecualian dan yang termasuk secara spesifik

- Menentukan aktifitas, proses, fungsi, proyek, produk, jasa dan asset menurut waktu dan tempat seperti dalam maksud dan tujuan
- Menentukan hubungan antara proyek tertentu atau aktifitas dengan proyek atau aktifitas lainnya dalam organisasi
- Menentukan metodologi penilaian resiko
- Menentukan cara kinerja dievaluasi dalam mengelola resiko
- Mengidentifikasi dan merinci keputusan-keputusan yang akan dibuat
- Identifikasi, menentukan lingkup dan kerangka study yang diperlukan, kelanjutan dan tujuan, dan sumber daya yang diperlukan untuk study tersebut
- Menentukan Kriteria Resiko.
Ketika menentukan kriteria suatu resiko, haruslah memperhatikan beberapa faktor :
 - Sifat dan tipe dari konsekuensi yang akan terjadi dan bagaimana mereka akan mengukurnya
 - Bagaimana kemiripan akan ditentukan
 - Kerangka waktu untuk kemiripan dan/atau konsekuensi
 - Bagaimana tingkatan resiko ditentukan
 - Pada tingkatan mana, resiko dapat diterima atau ditolerir
 - Pada tingkatan mana resiko memerlukan perlakuan
 - Kombinasi dari beberapa resiko sebaiknya diambil kedalam perhitungan

2.4.2.3 Penilaian Resiko (*Risk Assessment*)

Penilaian resiko adalah keseluruhan proses dari identifikasi resiko, analisa resiko dan evaluasi resiko.

a. Identifikasi Resiko

Organisasi sebaiknya mengidentifikasi sumber resiko, area yang terdampak, kejadian dan penyebabnya dan konsekuensi yang mungkin terjadi, tujuannya adalah untuk membuat daftar yang lengkap dari resiko

berdasarkan kejadian-kejadian tersebut yang mungkin meningkatkan, mencegah, mengurangi atau menunda pencapaian tujuan. Identifikasi secara menyeluruh sebaiknya meliputi resiko-resiko dari sumber yang dibawah kendali organisasi ataupun tidak.

Organisasi sebaiknya menerapkan alat dan teknik identifikasi resiko yang sesuai dengan tujuan, kemampuan, dan dimana resiko dihadapi. Informasi relevan dan terkini penting untuk digunakan dalam identifikasi resiko. Orang dengan pengetahuan yang sesuai perlu juga dilibatkan. Penting untuk mempertimbangkan beberapa kemungkinan penyebab dan scenario yang menunjukkan bagaimana konsekuensi dapat terjadi, semua penyebab yang significant perlu dipertimbangkan.

b. **Analisa Resiko**

Analisa resiko adalah tentang membangun pemahaman resiko, analisa resiko memberikan masukan untuk evaluasi resiko dan untuk keputusan pada apakah resiko perlu diberi perlakuan berdasar strategi dan metode perlakuan resiko yang paling sesuai. Analisa resiko menyertakan pertimbangan dari penyebab dan sumber dari resiko, konsekuensi positif dan negative, dan keseringan konsekuensi bisa terjadi, factor yang mempengaruhi konsekuensi dan keseringan perlu diidentifikasi, resiko di analisa dengan menentukan konsekuensi dan keseringannya, dan atribut lain dari resiko. Suatu kejadian dapat mempunyai multiple konsekuensi dan dapat mempengaruhi beberapa tujuan. Kontrol resiko yang ada dan keefektifannya sebaiknya dipertimbangkan.

Analisa resiko dapat dilakukan dengan beberapa macam tingkat ketelitian tergantung pada resiko, tujuan dari analisa, dan informasi, ketersediaan data dan sumber daya. Analisisnya bisa dengan kualitatif, semi-kuantitatif atau kuantitatif, atau kombinasinya, tergantung pada keadaan sekitar. Praktisnya, analisa kualitatif lebih sering digunakan pertama untuk mendapatkan indikasi umum dari tingkatan resiko dan untuk menampakkan resiko Utama.

Konsekuensi dapat ditentukan dengan pemodelan dari hasil suatu kejadian atau beberapa kejadian, atau dengan ekstrapolasi dari study percobaan atau

dari data yang ada. Konsekuensi dapat ditampilkan dalam kaitannya terhadap impact yang diterima, baik tangible maupun intangible. Dalam beberapa kasus, lebih dari satu nilai numeric atau penjelasan diperlukan untuk menentukan konsekuensi untuk waktu, tempat, group atau situasi yang berbeda.

c. Evaluasi Resiko

Maksud dari evaluasi resiko adalah untuk membantu dalam pengambilan keputusan, berdasarkan hasil dari analisa resiko, tentang resiko-resiko yang mana yang memerlukan perlakuan untuk memprioritaskan implementasi perlakuan. Evaluasi resiko melibatkan membandingkan tingkatan resiko yang dijumpai selama proses evaluasi dengan criteria resiko yang telah ditetapkan ketika konteks telah dipertimbangkan, jika tingkatan resiko tidak memenuhi criteria resiko, resiko tersebut harus dikelola. Keputusan harus mempertimbangkan konteks yang lebih luas dari resiko dan termasuk pertimbangan toleransi dari resiko yang ditanggung semua pihak selain keuntungan organisasi dari resiko, keputusan harus dibuat mengacu kepada hukum, peraturan, dan persyaratan lain.

Dalam kondisi lingkungan yang lain, evaluasi resiko dapat mendorong keputusan untuk dilakukan analisa lebih lanjut, evaluasi resiko juga dapat mendorong pada keputusan untuk tidak memperlakukan resiko disbanding menjaga kontrol resiko yang ada. Keputusan ini akan dipengaruhi oleh perilaku organisasi terhadap resiko dan criteria resiko yang telah dibuat.

d. Perlakuan Resiko (Risk Treatment)

Perlakuan resiko melibatkan satu atau lebih opsi yang dipilih untuk merubah resiko dan menerapkan opsi-opsi tersebut, perlakuan resiko melibatkan suatu proses berulang dari penilaian perlakuan resiko, memutuskan apakah tingkat resiko yang tersisa dapat diterima atau tidak, jika tidak dibuatlah perlakuan resiko yang baru, dan menilai akibat dari perlakuan tersebut hingga resiko yang tersisa mencapai criteria organisasi. Opsi perlakuan resiko dapat berupa :

- Menghindari resiko dengan memilih tidak memulai atau melanjutkan aktifitas yang menimbulkan resiko
- Mencari kemungkinan dengan memilih untuk memulai atau melanjutkan dengan suatu aktifitas untuk membentuk atau meningkatkan resiko
- Membuang sumber resiko
- Merubah sifat dan keseringannya
- Merubah konsekuensi
- Membagi resiko dengan peserta lain
- Mempertahankan resiko sebagai pilihan

▪ **Pemilihan Opsi Perlakuan Resiko**

Memilih opsi perlakuan resiko yang sesuai akan melibatkan keseimbangan antara biaya dan usaha untuk implementasi dibandingkan dengan keuntungan yang didapat berkaitan dengan hukum, peraturan, dan persyaratan lainnya, tanggung jawab sosial dan perlindungan terhadap alam sekitar. Organisasi haruslah mempertimbangkan nilai dan persepsi dari stakeholder dan cara terbaik untuk berkomunikasi dengan mereka. Dimana opsi perlakuan resiko dapat berakibat pada resiko ditempat lain dalam organisasi, tempat tersebut harus dipertimbangkan juga.

Jika sumberdaya untuk perlakuan resiko ini terbatas maka rencana perlakuan ini haruslah diidentifikasi dengan jelas tentang prioritas perintangnya dimana perlakuan resiko individual harus diterapkan. Perlakuan resiko itu sendiri dapat memperkenalkan resiko-resiko, resiko yang penting dapat berupa kegagalan atau ketidak-efektifan pengukuran perlakuan resiko. Perlakuan resiko juga dapat memperkenalkan resiko kedua yang perlu untuk dinilai, diperlakukan, dimonitor dan dipelajari, resiko kedua ini haruslah dijadikan satu dengan rencana perlakuan yang sama seperti resiko awalnya dan tidak diperlakukan sebagai resiko baru, dan hubungan antara dua resiko tersebut haruslah jelas.

Pengambil keputusan dan stakeholder lainnya haruslah sadar akan sifat dan luasnya resiko yang tersisa setelah perlakuan resiko. Resiko yang tersisa haruslah didokumentasikan dan dijadikan sesuatu untuk dimonitor, dipelajari dan jika diperlukan, diperlakukan lebih lanjut.

▪ **Mempersiapkan dan Menerapkan Rencana Perlakuan Resiko**

Maksud dari rencana-rencana perlakuan resiko adalah mendokumentasikan bagaimana perlakuan yang dipilih akan diimplementasikan, informasi yang disediakan dalam rencana perlakuan haruslah meliputi :

- Keuntungan yang diharapkan akan diperoleh
- Ukuran kinerja dan batasannya
- Orang yang berwenang untuk menyetujui rencana dan bertanggung jawab menerapkan rencana tersebut
- Tindakan yang diusulkan
- Kebutuhan pelaporan dan monitoring
- Kebutuhan sumber daya
- Waktu dan jadwal

e. **Monitoring dan Review**

Monitoring dan review sebaiknya adalah sebuah bagian yang telah direncanakan dari proses manajemen resiko, tanggung jawab untuk hal ini haruslah ditentukan dengan jelas. Proses monitoring dan review dari organisasi sebaiknya menyangkut semua aspek dalam proses manajemen resiko untuk keperluan :

- Analisa dan pembelajaran dari kejadian, perubahan dan tren
- Mendeteksi perubahan kontek eksternal dan internal termasuk perubahan pada resiko itu sendiri yang memerlukan revisi dari perlakuan resiko dan prioritas
- Memastikan kendali resiko dan ukuran perlakuan efektif baik desain dan operasi
- Mengidentifikasi resiko yang mendesak

Progress actual dalam implementasi rencana perlakuan resiko memberikan sebuah ukuran kinerja dan dapat digabungkan dalam manajemen kinerja organisasi, pengukuran dan aktifitas pelaporan internal dan eksternal. Hasil dari monitoring dan review haruslah dicatat dan baik secara internal maupun eksternal dilaporkan dengan benar dan harus juga digunakan sebagai masukan untuk review kerangka kerja manajemen resiko.

f. Mencatat Proses Manajemen Resiko

Aktifitas manajemen haruslah dapat dilacak. Dalam proses manajemen resiko catatan memberikan dasar untuk perbaikan dalam metode dan alat untuk keseluruhan proses. Keputusan untuk konsentrasi pada pembuatan catatan diambil untuk :

- Keuntungan dari penggunaan kembali informasi untuk keperluan manajemen
- Catatan untuk biaya dan usaha yang dikeluarkan dalam membuat dan merawat.
- Kebutuhan catatan untuk legalitas, peraturan dan operasional
- Metode untuk di akses, mudah untuk dilacak dan media penyimpanan
- Periode retention
- Sensitifitas informasi

2.5 Metode Analisa Resiko

Hazard adalah suatu kondisi fisik atau suatu pelepasan bahan berbahaya yang merupakan hasil dari kegagalan komponen dan mengakibatkan cedera atau kematian terhadap manusia, kehilangan atau kerusakan, atau penurunan kualitas lingkungan. *Hazard* adalah sumber dari kerugian, *hazard* juga dapat di definisikan sebagai suatu sumber potensi kerugian atau suatu situasi dengan potensi yang menyebabkan kerugian.

Analisa/penilaian resiko secara kualitatif adalah suatu metode yang menggunakan *judgement engineering* dan pengalaman sebagai dasar untuk melakukan analisa terhadap probabilitas dan akibat dari suatu kegagalan. Hasil

dari analisa resiko secara kualitatif adalah bergantung kepada latar belakang dan keahlian dari orang yang melakukan analisa dan tujuan dari analisa tersebut.

Analisa resiko kuantitatif adalah analisa yang mengidentifikasi dan melukiskan kombinasi-kombinasi dari kejadian-kejadian, jika hal itu terjadi, akan menyebabkan suatu kecelakaan yang parah atau kejadian yang tidak diinginkan lainnya. Analisa resiko kuantitatif memperkirakan frekuensi dari kejadian untuk masing-masing kombinasi dan memperkirakan akibat-akibatnya.

Analisa resiko kuantitatif ini menggunakan model-model logika untuk menggambarkan kombinasi-kombinasi dari kejadian-kejadian yang dapat menghasilkan kecelakaan-kecelakaan yang parah dan model fisik yang menggambarkan akibat dari kecelakaan-kecelakaan dan perpindahan material berbahaya ke lingkungan. Model-model dievaluasi secara probabilistik untuk memberikan wawasan baik secara kualitatif maupun kuantitatif tentang tingkat resiko dan untuk mengidentifikasi desain, lokasi, atau karakteristik-karakteristik operasi yang paling penting terhadap resiko.

Model-model logika analisa resiko kuantitatif umumnya terdiri dari *event trees* dan *fault trees*. *Event trees* menggambarkan dimulainya kejadian-kejadian dan kombinasi-kombinasi dari sistem-sistem yang sukses dan gagal, sementara *fault tree* adalah cara-cara penggambaran bagaimana terjadinya kegagalan-kegagalan system yang ditampilkan kedalam *event trees*. Model-model akan dianalisa untuk memperkirakan frekuensi dari tahapan masing-masing kecelakaan.

Dibawah ini akan diuraikan beberapa macam metode untuk melakukan analisa resiko atau *hazard* seperti yang direkomendasikan dalam API RP 14J.

2.5.1 Checklist

Sebuah *checklist* umum digunakan untuk memverifikasi kesesuaian dengan standards minimal dan untuk mengidentifikasi area-area yang memerlukan evaluasi lebih lanjut. *Checklist* mudah untuk digunakan dan dapat dipakai selama tahapan manapun dari suatu siklus proyek (desain, konstruksi, *start-up*, operasi, dan *shut down*). *Checklist* adalah cara mudah untuk mengkomunikasikan tingkatan penerimaan terendah dari evaluasi *hazard* yang diperlukan untuk bermacam-macam pekerjaan.

Metode ini tidak secara menyeluruh menyangkut tentang bagaimana situasi “*what if*” dibuat. Tim yang bertugas untuk menganalisa perlu berhati-hati untuk tidak menjadi tidak realistis dan mulai mengucapkan scenario yang tidak sesuai. Pertanyaan selayaknya realistis dan akan diinvestigasi dengan serius, pertanyaan-pertanyaan sebaiknya berdasarkan pengalaman sebelumnya dari time analisa dan bervariasi untuk setiap system proses. Analisa akan bagus jika pengalaman timnya juga bagus.

Analisa “*What if*” dapat diterapkan kedalam fase desain, modifikasi atau operasi dari sebuah fasilitas lepas pantai. Data yang digunakan bisa berupa PFD, P&ID, gambar *lay-out*, dan prosedur operasi. Hasilnya adalah sebuah daftar permasalahan area yang berpotensi mengakibatkan kecelakaan-kecelakaan dan metode yang di sarankan untuk mencegah atau mengantisipasi kecelakaan. Seringkali analisa “*what if*” dikombinasikan dengan teknik “*check list*”, ini disebut sebagai metode “*what if – checklist*”.

2.5.3 Hazard and Operability (HAZOP) Study

Teknik HAZOP dibuat untuk mengidentifikasi *hazard-hazard* pada semua jenis fasilitas proses / plant, termasuk fasilitas platform lepas pantai, dan untuk mengidentifikasi area problem mengacu pada operability dari fasilitas.

Sebuah study HAZOP terdiri dari team multi disiplin yang bekerja bersama untuk mengidentifikasi hazard dan permasalahan operasi menggunakan sebuah format formal terstruktur dari “*what if*” analysis. Team leader sebaiknya berpengalaman dalam teknik HAZOP dengan maksud untuk memberi arahan untuk semua anggota team dalam analisisnya dengan “*guide words*” dan “*parameter proses*”. Sebuah team umumnya terdiri dari lima sampai tujuh staff dari engineer, operation, dan HSE tergantung ukuran dan kompleksitas dari fasilitas.

Kata petunjuk dan parameter operasi diterapkan pada “*study nodes*” (contohnya pipa yang spesifik atau lokasi) dalam fasilitas untuk mengidentifikasi problem-problem pada node tsb. Sebagai contoh misal kata petunjuk “*high*” dikombinasikan dengan hasil tingkatan parameter proses “*level*” hasilnya adalah pertanyaan tentang kemungkinan terjadinya penyimpangan “*high level*” dari

desainnya. Team menganalisa akibat-akibat dari bermacam-macam penyimpangan pada titik dimana pertanyaan tersebut akan terjadi dan menentukan penyebab-penyebab yang mungkin untuk penyimpangan itu. Jika penyebab, kemungkinan dan akibat adalah realistis dan *significant*, hal itu akan dicatat sehingga tindakan lebih lanjut dapat diambil diluar study HAZOP.

Metode ini dapat digunakan selama masa desain, modifikasi atau beroperasinya sebuah fasilitas. Metode ini sangat berguna utamanya saat fase “*detail design*”, setelah *P&ID* lengkap. Dari sini akan dihasilkan daftar area-area permasalahan yang dapat menyebabkan potensi *hazard* atau permasalahan operasional, dan sebuah daftar dari perubahan-perubahan yang direkomendasikan, saran-saran atau tindakan-tindakan untuk memperbaiki keselamatan atau operasional. Persyaratan-persyaratannya termasuk *PFID* lengkap, *P&ID*, *plot plan*, *lay out* peralatan dan prosedur operasi. Waktu yang diperlukan dan keefektifannya berhubungan langsung dengan besar dan kompleksnya fasilitas dan pengalaman dari team, secara umum HAZOP adalah metode yang menghabiskan banyak waktu.

2.5.4 *Failure Modes and Effects Analysis* (FMEA)

FMEA adalah sebuah tabulasi dari peralatan-peralatan fasilitas, mode-mode kegagalannya yang potensial, dan akibat-akibat dari kegagalan-kegagalan ini terhadap peralatan atau fasilitas. *Failure mode* adalah penjelasan sederhana apa penyebab peralatan mengalami kegagalan. *Effect* disini adalah kecelakaan, konsekuensi atau respon dari sistem terhadap kegagalan.

FMEA mengidentifikasi mode-mode kegagalan tunggal yang dapat menyebabkan atau berkontribusi sebagai penyebab suatu kecelakaan. FMEA tidak dapat berguna dengan baik untuk mengidentifikasi kombinasi-kombinasi dari kegagalan-kegagalan yang dapat menyebabkan suatu kecelakaan. FMEA mungkin dapat digunakan bersamaan dengan teknik-teknik identifikasi bahaya seperti HAZOP untuk investigasi khusus seperti system instrumentasi yang kritikal dan kompleks.

Kegunaan dari FMEA adalah untuk identifikasi mode-mode kegagalan peralatan dan akibatnya dari tiap-tiap mode kegagalan pada system proses. Pada

fase desain, FMEA dapat digunakan untuk identifikasi kebutuhan untuk sistem proteksi tambahan atau *redundancy*. Saat fase modifikasi fasilitas, FMEA dapat digunakan untuk identifikasi efek dari modifikasi lapangan terhadap peralatan yang telah ada. FMEA juga sangat berguna selama proses operasi untuk identifikasi kegagalan tunggal yang dapat mengakibatkan kecelakaan-kecelakaan besar. Dikarenakan FMEA adalah metode subyektif, teknik ini memerlukan minimal dua analis yang paham proses dan peralatan.

Failure Modes, Effect and Criticality Analysis (FMECA) sama dengan FEMA hanya saja ditentukan peringkat relative kritikalitinya dari masing-masing mode kegagalan dan diikutkan dalam analisa. Gambar 2.16 Dibawah ini adalah salah satu contoh lembar kerja untuk melakukan FMEA yang diambil dari DNV RP-H101.

System: _____										
Activity no.	Equipment/ component name	Function	Id. no	Failure mode	Failure effect - local	Failure effect – end effect	Failure detection	Alternative provisions/ redundancy	Risk value PxC=R (for FMECA only)	Remarks

Gambar 2.16 Lembar Kerja FMEA/FMECA

Telah diolah kembali dari Tabel B4 – FMEA/FMECA Work Sheet, DNV RP-H101

2.5.5 Teknik-teknik Analisa Resiko Berbasis Diagram Pohon

2.5.5.1 *Fault Tree Analysis* (FTA)

FTA adalah teknik deduktif yang fokus pada satu kejadian kecelakaan tertentu, sering juga disebut sebagai “*top event*”, dan kemudian dibuatlah sebuah diagram logika dari semua urutan kejadian yang mungkin terjadi (baik mekanikal maupun manusia) yang dapat menyebabkan kejadian kecelakaan. FTA adalah sebuah ilustrasi grafis dari beberapa kombinasi kerusakan peralatan, kegagalan dan kesalahan manusia yang dapat menyebabkan sebuah kecelakaan.

Sebagai *qualitative tool*, FTA ini sangat berguna karena merinci suatu kecelakaan kedalam kegagalan-kegagalan dasar dan kesalahan-kesalahan yang dapat menyebabkan kecelakaan. FTA juga memberikan kesempatan kepada analis

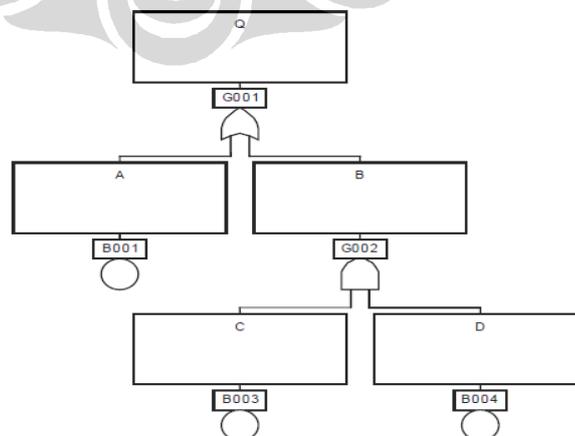
Universitas Indonesia

untuk menentukan akibat dari perubahan atau penambahan komponen kedalam suatu system.

FTA dapat digunakan dalam fase desain, modifikasi atau operasi dari fasilitas. FTA akan sangat berguna dalam analisa suatu proses-proses baru dimana tidak ada sejarah operasinya. Prosedur ini akan menghasilkan satu set diagram logika yang menggambarkan bagaimana kombinasi tertentu dari kegagalan-kegagalan dan/atau kesalahan dapat menyebabkan kecelakaan yang serius.

Hasil dari FTA adalah *qualitative*, namun dapat dibuat menjadi *quantitative* jika data laju kegagalan tersedia untuk kejadian-kejadian kecelakaan. Sedangkan untuk menentukan total laju kegagalan atau angka rata-rata kecelakaan dari terjadinya suatu *Top Event* (TE) dapat menggunakan pendekatan *Minimal Cut Set* (MCS). MCS adalah suatu kombinasi atau gabungan dari beberapa *Basic Event* (BE) ataupun *Immediate Event* (IE), yang jika kombinasi atau gabungan minimal tersebut terjadi maka *Top Event* dapat dipastikan akan terjadi

Data yang diperlukan FTA adalah P&ID, gambar dan spesifikasi peralatan, prosedur-prosedur operasi, pengetahuan tentang model kegagalan, dan jika ada, data laju kegagalan. Biasanya satu orang ditugaskan untuk menyiapkan *single fault tree* untuk sebuah kejadian kecelakaan yang diberi. Orang tersebut harus mempunyai pengetahuan tentang semua proses fasilitasnya. Pekerjaan ini dapat bermacam-macam jenisnya tergantung besar dan kompleksnya fasilitas. Gambar 2.17 dibawah ini adalah gambar contoh sederhana dari diagram FTA.



Gambar 2.17 Diagram FTA Sederhana

Telah diolah kembali dari : *Fault Tree Handbook with Aerospace Applications*.

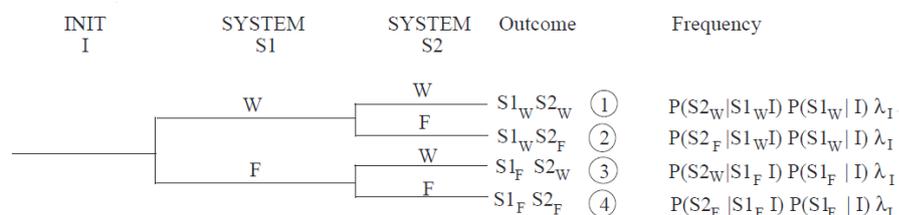
Universitas Indonesia

2.5.5.2 Event Tree Analysis (ETA)

Event Tree Analysis (ETA) adalah sebuah teknik yang umum dipakai untuk mengidentifikasi suatu akibat-akibat yang terjadi dari kejadian yang berpotensi menimbulkan bahaya atau *hazard*. Pertama kali, ETA diaplikasikan pada industry nuklir namun saat ini digunakan untuk industry lainnya seperti industry kimia, minyak dan gas, transportasi dan industry lainnya. ETA terdiri dari analisa dari penyebab-penyebab yang mungkin dimulai dari suatu tingkatan system dan bergerak kebawah ke sistem, subsistem, peralatan dan komponen, mengidentifikasi semua kemungkinan penyebabnya.

Kuantifikasi dari diagram *event tree* mejadikan frekuensi dari masing-masing hasil keluaran (*outcome*) akan diprediksi. Dalam analisa resiko akibat-akibat hasil dari kejadian, biasanya ditampilkan dalam terminologi kematian (*fatality*) atau keparahan, dapat juga dikombinasikan dengan frekuensi kejadian.

ETA adalah sebuah metode logika untuk menganalisa “bagaimana” dan “mengapa” suatu kecelakaan atau kejadian bisa terjadi, ETA adalah teknik yang bagus untuk mencari tahu seluruh kemungkinan penyebab dari suatu kejadian kecelakaan yang hebat. Potensi bahaya sebagai penyebab kejadian dikenal sebagai *initiator*. *Event tree* adalah sebuah metode induktif, atau logika berjalan (*forward logic*), teknik yang melibatkan semua kemungkinan respon terhadap kejadian awalnya, bergerak dari kiri ke kanan dalam diagramnya, percabangan dalam diagram biasanya menunjukkan sukses, gagal, atau gagal sebagian dari system yang berbeda dan subsistem yang dapat merespon kejadian awal. Gambar 2.18 dibawah ini adalah contoh diagram ETA, dimana symbol “W” adalah sukses, sedangkan “F” adalah gagal.



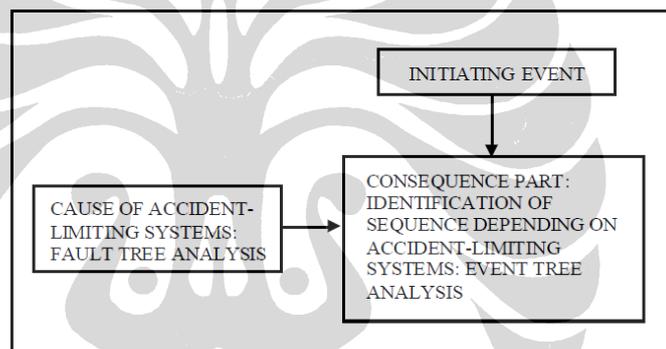
Gambar 2.18 Struktur Sederhana *Event Tree Analysis*

Telah diolah kembali dari *Jurnal “Event Tree Analysis Using Binary Decision Diagrams”*.

2.5.5.3 Cause-Consequence Analysis (CCA)

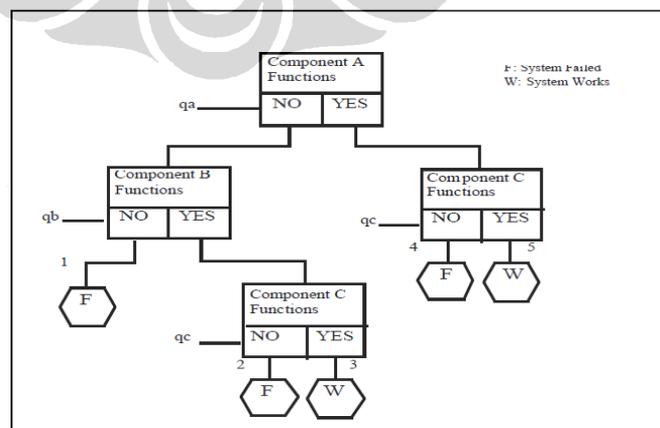
Cause-Consequence Analysis (CCA) adalah sebuah teknik yang menggabungkan antara FTA dan ETA, teknik ini mengkombinasikan analisa penyebab (dijelaskan dengan *fault tree*) dan analisa akibat (dijelaskan dengan *event tree*), dan sehingga menjadi sebuah teknik gabungan induktif dan deduktif.

Tujuan dari CCA adalah untuk mengidentifikasi rangkaian kejadian-kejadian yang dapat menghasilkan akibat yang tidak diinginkan. Dengan kemungkinan-kemungkinan dari bermacam-macam kejadian di CCA diagram, Peluang dari akibat yang bermacam ini dapat dihitung, kemudian tingkatan resiko dari sistem dapat dibuat. Gambar 2.19 dan 2.20 dibawah ini adalah struktur diagram CCA dan salah satu contoh diagram CCA.



Gambar 2.19 Struktur Diagram CCA

Telah diolah kembali dari Jurnal
 “Application of the Cause-Consequence Diagram Method to Static Systems”



Gambar 2.20 Contoh Diagram CCA

Telah diolah kembali dari Jurnal
 “Application of the Cause-Consequence Diagram Method to Static Systems”

2.5.5.4 *Management Oversight and Risk Tree (MORT)*

Management Oversight and Risk Tree (MORT) dikembangkan pada awal tahun 1970 untuk U.S. Energy Research and Development Administration sebagai metode analisa keselamatan yang dapat digunakan untuk system manajemen yang kompleks dan berorientasi pada tujuan. MORT adalah sebuah diagram yang menyusun elemen-elemen dalam program keselamatan pada suatu yang logis. Analisa ini dilakukan dengan menggunakan *fault tres*, dimana *top event* adalah “kerusakan, kehancuran, biaya-biaya lain, kehilangan produksi atau berkurangnya kredibilitas suatu perusahaan dimata khalayak umum”. Diagram ini memberikan ulasan mengenai penyebab suatu *top event* dari kelalaian manajemen atau asumsi dari resiko atau keduanya

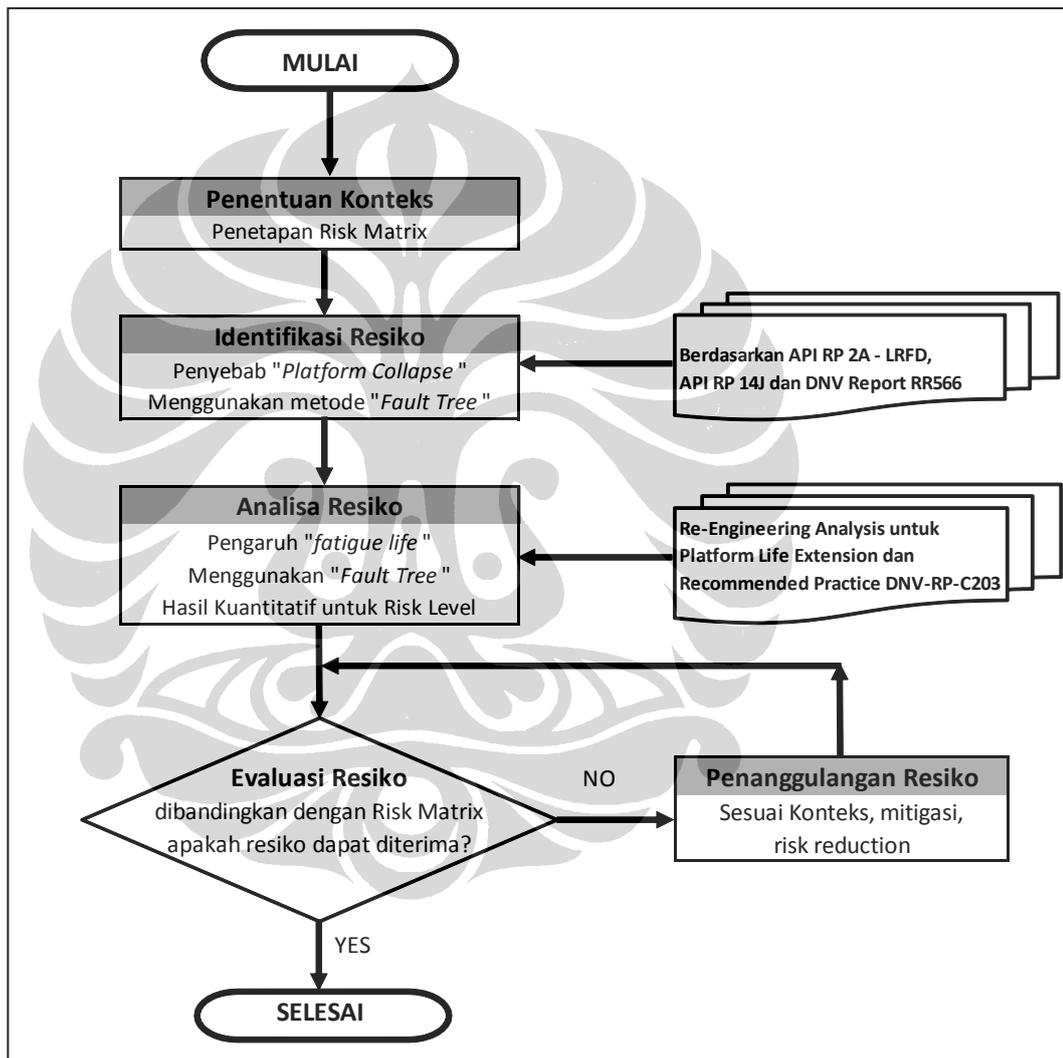
MORT digunakan dalam analisa atau investigasi dari suatu kecelakaan-kecelakaan dan kejadian-kejadian, dan evaluasi dari program safety. Metode MORT adalah sebuah ungkapan logika dari fungsi-fungsi yang diperlukan suatu organisasi untuk mengelola resiko secara efektif. MORT merefleksikan sebuah filosofi yang menjelaskan bahwa cara paling efektif untuk mengelola keselamatan adalah membuatnya menjadi suatu bagian terintegrasi dari manajemen bisnis dan pengatur operasional.

2.5.5.5 *Safety Management Organization Review Technique (SMORT)*

SMORT adalah sebuah MORT yang disederhanakan, teknik ini dibuat terstruktur dengan nilai tengah dari tingkatan analisa berdasarkan *tree structure*. Analisa SMORT mencakup pengumpulan data berdasarkan *checklist* dan pertanyaan, sebagai tambahan untuk mengevaluasi hasil. Informasi ini dapat berupa pengumpulan data dari wawancara, mempelajari dokumentasi dan investigasi. Teknik ini dapat digunakan untuk melakukan investigasi kecelakaan dengan detail dan beberapa kejadian hampir celaka (*near miss*). SMORT jika disebut sebagai metode untuk audit safety dan perencanaan pengukuran keselamatan.

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

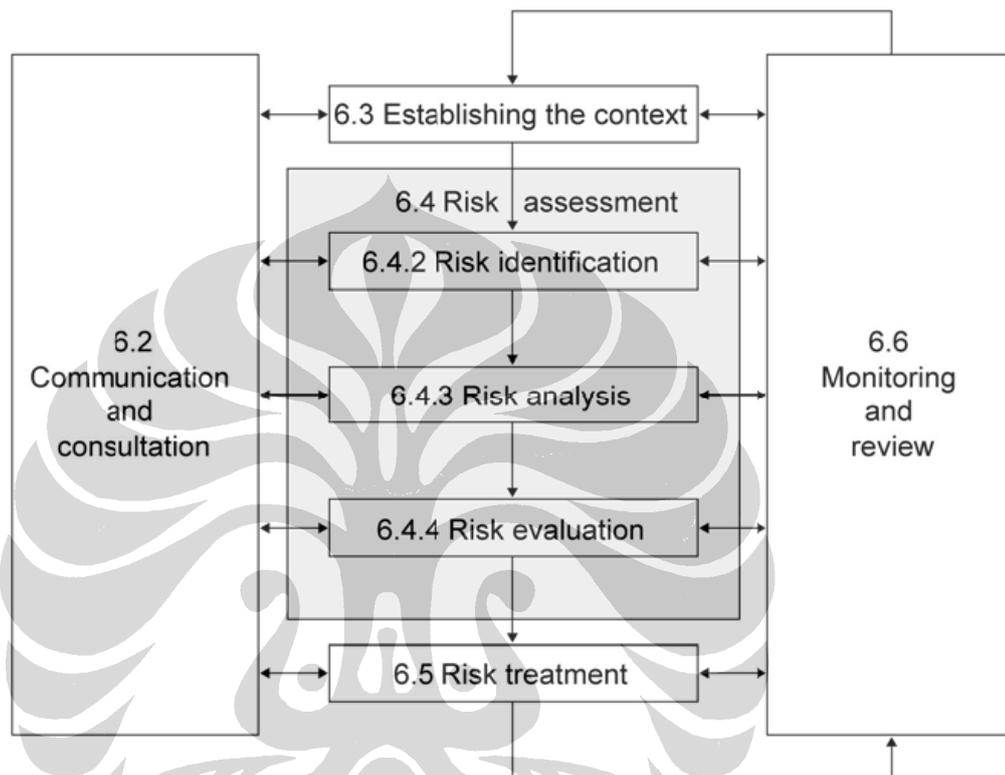
Untuk mencapai hasil sesuai dengan maksud dan tujuan dari thesis ini, metodologi penelitian yang akan diambil secara umum dijelaskan pada *flow chart* atau diagram alir penelitian Gambar 3.1 dibawah ini.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Dalam thesis ini, ISO 31000, *Risk Management – Principles and Guidelines on Implementation*, akan digunakan sebagai salah satu metode pendekatan dalam melakukan manajemen resiko terhadap hasil *re-engineering*

analysis dari suatu *platform* lepas pantai dengan kesimpulan bahwa *platform-platform* yang telah beroperasi selama 20 tahun masih layak untuk dioperasikan 20 tahun lagi. Proses manajemen resiko yang akan dilakukan adalah seperti dijelaskan pada Gambar 3.2 dibawah ini.



Gambar 3.2 Proses Manajemen Resiko untuk ISO 31000

Telah diolah kembali dari ISO 31000

3.1 Penentuan Konteks atau Ruang Lingkup

Dalam tahapan ini, konteks internal dan eksternal akan ditetapkan untuk membuat suatu kriteria resiko dengan mengacu kepada matrik resiko dari API RP2A seperti dijelaskan pada Gambar 3.3 dibawah ini. Matrik resiko ini akan dijadikan acuan nantinya dalam melakukan evaluasi resiko (*risk evaluation*) untuk membantu dalam pengambilan keputusan apakah suatu tingkatan resiko memerlukan upaya perlakuan resiko (*risk treatment*) atau tidak.

Probability of Occurrence	H	Risk level 1	Risk level 1	Risk level 2
	M	Risk level 1	Risk level 2	Risk level 3
	L	Risk level 2	Risk level 3	Risk level 3
		L-1	L-2	L-3
		Platform Exposure Category		

Gambar 3.3 *Risk Matrix*

Telah diolah kembali dari API RP 2A WSD

Wawancara dengan pihak-pihak terkait di Y PSC akan dilakukan untuk memastikan konteks yang akan ditetapkan adalah sudah sesuai dengan *goal* dan *objectives* dari perusahaan. Sehingga mitigasi atau penanggulangan resiko yang akan ditetapkan nantinya juga akan sesuai. Penentuan konteks ini akan mengacu kepada petunjuk yang ada pada ISO 31000.

3.2 Penilaian Resiko (*Risk Assessment*)

3.2.1 Identifikasi Resiko (*Risk Identification*)

Dalam tahapan ini, akan dilakukan identifikasi resiko yang ada maupun yang berpotensi ada dengan adanya hasil *re-engineering analysis* ini dengan mempertimbangkan konteks yang telah ditentukan sebelumnya. Proses identifikasi resiko juga akan mengacu kepada API RP 2A LRFD dan data-data lainnya yang relevan digunakan dalam thesis ini.

Proses identifikasi resiko adalah dengan menentukan segala kemungkinan sumber-sumber dari resiko yang dapat menyebabkan suatu kecelakaan dan menentukan apa saja yang akan mendapatkan atau merasakan dampak dari adanya resiko kecelakaan tersebut.

Data-data kejadian yang menyebabkan terjadinya suatu kecelakaan di *platform* adalah berdasarkan hasil kajian yang dilakukan DNV (Det Norske Veritas) untuk Health and Safety Executive (HSE) UK, yaitu *DNV Report RR566*, "*Accident statistic for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-*

2005". Data kecelakaan selama 25 tahun tersebut dianggap mewakili mengingat *platform-platform* yang dibahas dalam thesis ini dibuat dan dipasang pada kurun waktu 1983-1990 serta dioperasikan hingga saat ini. *Fixed platform* disini adalah semua struktur-struktur "*bottom fixed*" namun tidak termasuk TLP, FPSO, FSU dan *Production Jackups* meski selama fase produksi struktur tersebut dianggap tetap. Data-data yang dipakai dalam study tersebut adalah berdasarkan database dari :

- ORION (The Former Sun Safety System, UK HSE-Offshore Safety Division.
- Offshore Blow Out Database, Sintef, Norway
- Worldwide Offshore Accident Databank, WOAD; DNV, Norway

3.2.2 Analisa Resiko (*Risk Analysis*)

Dalam tahapan ini, akan ditentukan probabilitas dan konsekuensi akibat terjadinya suatu kejadian, dari kombinasi ini akan ditentukan peringkat resikonya.

Dalam melakukan analisa resiko, metode deduktif yaitu *Fault Tree Analysis (FTA)* akan dimanfaatkan dalam menentukan secara kuantitatif probabilitas dari masing-masing resiko. Konsekuensi dari resiko-resiko yang ada akan ditentukan berdasarkan konteks yang telah ditetapkan sebelumnya dengan memanfaatkan data-data, baik berupa data perkiraan maupun data actual.

Data-data probabilitas terjadinya suatu kecelakaan akan ditentukan dengan memanfaatkan data-data dari penelitian yang dilakukan pihak lain dan data tersebut diyakini valid untuk digunakan dalam thesis ini. Probabilitas ini akan mempertimbangkan hasil dari *re-engineering analysis* dimana *platform-platform* yang telah beroperasi selama 20 tahun dinyatakan layak untuk digunakan kembali hingga 20 tahun mendatang.

Dengan memanfaatkan data-data konsekuensi dan probabilitas, maka akan ditentukan tingkat resiko (*risk level*) dari masing-masing *platform-platform* mengacu ke matrik resiko yang telah ditentukan sebelumnya.

Dalam thesis ini, angka atau data probabilitas atau frekuensi terjadinya suatu kecelakaan pada *platform* lepas pantai yang akan dipakai adalah berdasarkan data dari *DNV Report RR566*.

Tabel 3.1 dibawah ini akan menampilkan ringkasan kecelakaan dari *fixed platform* yang beroperasi di sekitar UK Continental Shelf sepanjang tahun 1980 hingga 2005, yang dikelompokkan berdasarkan fungsi dari masing-masing *fixed platform*. Dalam table ini, “N” adalah jumlah terjadinya kecelakaan atau kejadian selama periode tersebut, sedangkan “F” adalah rata-rata frekuensi tahunan setiap unitnya selama periode waktu tersebut.

Tabel 3.1 Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya untuk *Fixed Platform*

	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
Type of installation	N	F	N	F	N	F
Drilling	19	0.115	41	0.141	60	0.132
Production	995	1.631	5515	3.684	6510	3.090
Wellhead	13	0.086	338	0.308	351	0.281
Compression	8	0.116	62	0.360	70	0.290
Pumping	-	-	-	-	-	-
Injection/riser	1	0.022	9	0.064	10	0.054
Accommodation	7	0.171	10	0.065	17	0.088
Total fixed units	1043	0.9473	5975	1.766	7018	1.565

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Sedangkan rincian dari kecelakaan yang terjadi pada *fixed platform* sepanjang tahun 1980 hingga 2005, yang telah dikelompokkan berdasarkan penyebab kecelakaannya adalah seperti ditampilkan dalam Tabel 3.2. Dalam thesis ini, *platform* yang dibahas adalah berfungsi sebagai :

- *Production* : 1 unit, *Platform P*
- *Wellhead* : 6 unit, *Platform A, B, C, D, E, N*
- *Accommodation/Living Quarter* : 1 unit, *Platform Q*
- *Riser/SPOLS* : 1 unit, *Platform S*

Tabel 3.2 Tabel jumlah kecelakaan *platform* dan frekuensinya, berdasarkan penyebabnya

Type of event	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
	N	F	N	F	N	F
Anchor failure	-	-	-	-	-	-
Blowout	6	$5.4 \cdot 10^{-3}$	4	$1.2 \cdot 10^{-3}$	10	$2.2 \cdot 10^{-3}$
Capsize	-	-	-	-	-	-
Collision	2	$1.8 \cdot 10^{-3}$	28	$8.3 \cdot 10^{-3}$	30	$6.7 \cdot 10^{-3}$
Contact	80	0.073	108	0.032	188	0.042
Crane	422	0.383	1259	0.372	1681	0.375
Explosion	35	0.032	41	0.012	76	0.017
Falling object	468	0.425	1725	0.510	2193	0.489
Fire	228	0.207	717	0.212	945	0.211
Foundering	-	-	-	-	-	-
Grounding	-	-	-	-	-	-
Helicopter	7	$6.4 \cdot 10^{-3}$	6	$1.8 \cdot 10^{-3}$	13	$2.9 \cdot 10^{-3}$
Leakage	1	$9.1 \cdot 10^{-4}$	1	$3.0 \cdot 10^{-4}$	2	$4.5 \cdot 10^{-4}$
List	1	$9.1 \cdot 10^{-4}$	-	-	1	$2.2 \cdot 10^{-4}$
Machinery	-	-	-	-	-	-
Off position	-	-	-	-	-	-
Spill/release	216	0.196	3108	0.919	3324	0.741
Structural	5	$4.5 \cdot 10^{-3}$	13	$3.8 \cdot 10^{-3}$	18	$4.0 \cdot 10^{-3}$
Towing/towline	-	-	-	-	-	-
Well problem	22	0.020	392	0.116	414	0.092
Other	6	$5.4 \cdot 10^{-3}$	105	0.031	111	0.025

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Dalam penelitian tersebut, data yang diambil adalah berdasarkan jumlah platform yang beroperasi di UK Continental Shelf selama tahun 1980 hingga 2005, seperti yang diringkas dalam Tabel 3.3 dibawah ini :

Tabel 3.3 Jumlah *Fixed Platform* di UKCS 1980-2005

No	Fungsi Platform	Jumlah Unit
01	Production	2107
02	Wellhead	1250
03	Accommodation	194
04	Riser/Injection	185
Total =		3736

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Tabel 3.3 kemudian ditampilkan lebih detail di laporan yang sama, yaitu dipisahkan berdasarkan fungsi dari masing-masing platform, sehingga diperoleh data jumlah dan frekuensi kecelakaan seperti pada

- Tabel 3.4 untuk *Production Platform*
- Tabel 3.5 untuk *Wellhead Platform*
- Tabel 3.6 untuk *Accommodation/Living Quarter Platform*, dan
- Tabel 3.7 untuk *Riser/SPOLS Platform*

Tabel 3.4 Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk *Production Platform*

	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
Type of event	N	F	N	F	N	F
Anchor failure	-	-	-	-	-	-
Blowout	5	$8.2 \cdot 10^{-3}$	4	$2.7 \cdot 10^{-3}$	9	$4.3 \cdot 10^{-3}$
Capsize	-	-	-	-	-	-
Collision	2	$3.3 \cdot 10^{-3}$	21	0.014	23	0.011
Contact	73	0.120	88	0.059	161	0.076
Crane	410	0.672	1198	0.800	1608	0.763
Explosion	34	0.056	40	0.027	74	0.035
Falling object	453	0.743	1659	1.108	2112	1.002
Fire	218	0.357	662	0.442	880	0.418
Foundering	-	-	-	-	-	-
Grounding	-	-	-	-	-	-
Helicopter	5	$8.2 \cdot 10^{-3}$	6	$4.0 \cdot 10^{-3}$	11	$5.2 \cdot 10^{-3}$
Leakage	1	$1.6 \cdot 10^{-3}$	1	$6.7 \cdot 10^{-4}$	2	$9.5 \cdot 10^{-4}$
List	1	$1.6 \cdot 10^{-3}$	-	-	1	$4.7 \cdot 10^{-4}$
Machinery	-	-	-	-	-	-
Off position	-	-	-	-	-	-
Spill/release	205	0.336	2804	1.873	3009	1.428
Structural	4	$6.6 \cdot 10^{-3}$	13	$8.7 \cdot 10^{-3}$	17	$8.1 \cdot 10^{-3}$
Towing/towline	-	-	-	-	-	-
Well problem	21	0.034	379	0.253	400	0.190
Other	6	$9.8 \cdot 10^{-3}$	99	0.066	105	0.050

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Tabel 3.5 Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk *Wellhead Platform*

Type of event	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
	N	F	N	F	N	F
Anchor failure	-	-	-	-	-	-
Blowout	1	$6.6 \cdot 10^{-3}$	-	-	1	$8.0 \cdot 10^{-4}$
Capsize	-	-	-	-	-	-
Collision	-	-	6	$5.5 \cdot 10^{-3}$	6	$4.8 \cdot 10^{-3}$
Contact	1	$6.6 \cdot 10^{-3}$	14	0.013	15	0.012
Crane	3	0.020	45	0.041	48	0.038
Explosion	-	-	-	-	-	-
Falling object	4	0.027	58	0.053	62	0.050
Fire	4	0.027	29	0.026	33	0.026
Foundering	-	-	-	-	-	-
Grounding	-	-	-	-	-	-
Helicopter	-	-	-	-	-	-
Leakage	-	-	-	-	-	-
List	-	-	-	-	-	-
Machinery	-	-	-	-	-	-
Off position	-	-	-	-	-	-
Spill/release	4	0.027	223	0.203	227	0.182
Structural	-	-	-	-	-	-
Towing/towline	-	-	-	-	-	-
Well problem	1	$6.6 \cdot 10^{-3}$	14	0.013	15	0.012
Other	-	-	-	-	-	-

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Tabel 3.6 Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk *Accommodation/Living Quarter Platform*

Type of event	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
	N	F	N	F	N	F
Anchor failure	-	-	-	-	-	-
Blowout	-	-	-	-	-	-
Capsize	-	-	-	-	-	-
Collision	-	-	1	$6.5 \cdot 10^{-3}$	1	$5.2 \cdot 10^{-3}$
Contact	2	0.049	2	0.013	4	0.021
Crane	1	0.024	-	-	1	$5.2 \cdot 10^{-3}$
Explosion	-	-	-	-	-	-
Falling object	1	0.024	1	$6.5 \cdot 10^{-3}$	2	0.010
Fire	2	0.049	4	0.026	6	0.031
Foundering	-	-	-	-	-	-
Grounding	-	-	-	-	-	-
Helicopter	-	-	-	-	-	-
Leakage	-	-	-	-	-	-
List	-	-	-	-	-	-
Machinery	-	-	-	-	-	-
Off position	-	-	-	-	-	-
Spill/release	1	0.024	2	0.013	3	0.015
Structural	1	0.024	-	-	1	$5.2 \cdot 10^{-3}$
Towing/towline	-	-	-	-	-	-
Well problem	-	-	-	-	-	-
Other	-	-	-	-	-	-

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Tabel 3.7 Tabel jumlah kecelakaan dan frekuensinya berdasarkan penyebabnya, untuk *Riser/SPOLS Platform*

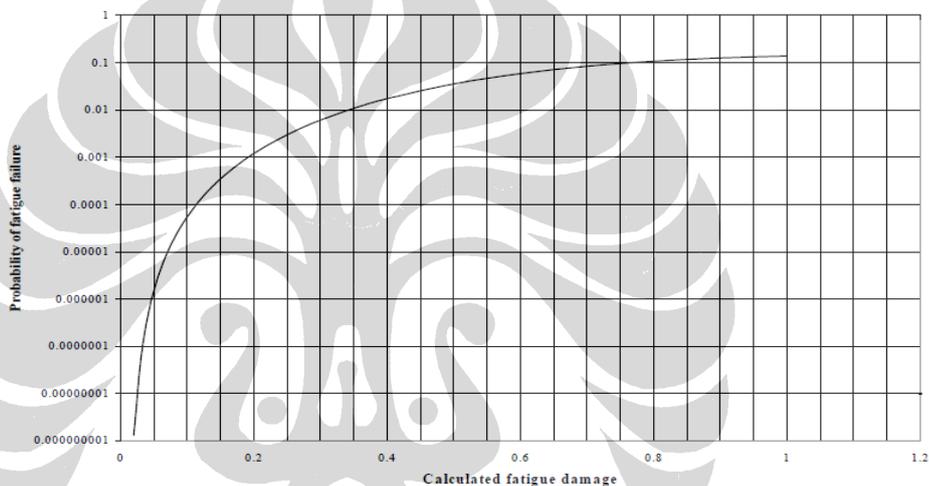
Type of event	Period					
	1980-1989		1990-2005		1980-2005	
	N	F	N	F	N	F
Anchor failure	-	-	-	-	-	-
Blowout	-	-	-	-	-	-
Capsize	-	-	-	-	-	-
Collision	-	-	-	-	-	-
Contact	-	-	1	$7.1 \cdot 10^{-3}$	1	$5.4 \cdot 10^{-3}$
Crane	-	-	-	-	-	-
Explosion	-	-	-	-	-	-
Falling object	1	0.022	2	0.014	3	0.016
Fire	1	0.022	4	0.029	5	0.027
Foundering	-	-	-	-	-	-
Grounding	-	-	-	-	-	-
Helicopter	-	-	-	-	-	-
Leakage	-	-	-	-	-	-
List	-	-	-	-	-	-
Machinery	-	-	-	-	-	-
Off position	-	-	-	-	-	-
Spill/release	-	-	-	-	-	-
Structural	-	-	-	-	-	-
Towing/towline	-	-	-	-	-	-
Well problem	-	-	-	-	-	-
Other	-	-	-	-	-	-

Telah diolah kembali dari DNV Report RR566

Dalam thesis ini, hanya data-data kecelakaan yang relevan terhadap penyebab utama kecelakaan untuk platform seperti yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya, yaitu kebakaran, ledakan, dan pembebanan tidak terencana (*accidental load*) yang akan digunakan dalam pembahasan selanjutnya. Data untuk masing-masing kategori penyebab kecelakaan akan dikelompokkan kedalam 3 kategori penyebab utama kecelakaan *platform*, dengan demikian jumlah dan frekuensi kecelakaannya pun merupakan nilai gabungan. Khusus untuk data frekuensi atau probabilitas kecelakaan struktur pada *wellhead platform* akan diasumsikan sama dengan data untuk *production platform*. Sedangkan untuk *platform riser/SPOLS*, penyebab kecelakaan dari *oil spill* dan *explosion* diambil

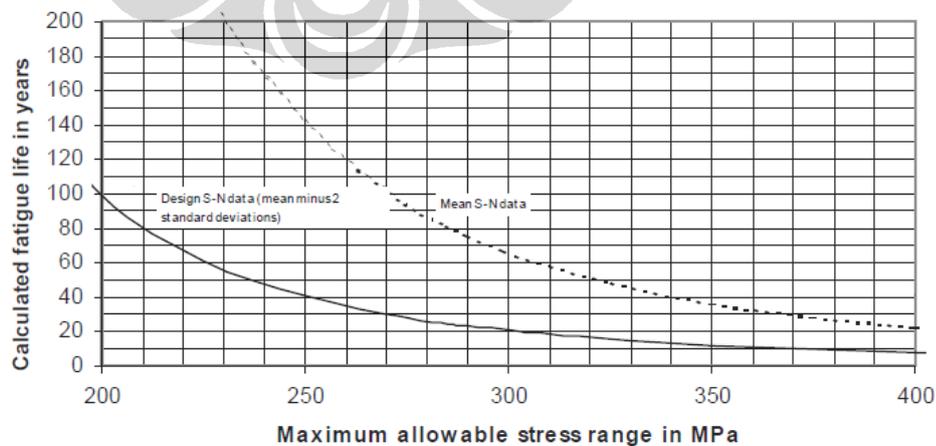
dari data *platform wellhead*, penyebab kecelakaan dari *structural (fatigue)* dan *collision* diambil dari data *platform* produksi

Data-data frekuensi kecelakaan diatas akan dihitung ulang dengan menggunakan *Recommended Practice DNV-RP-C203*, dimana *extension fatigue life* dan ketidak pastian dalam prediksi *fatigue life* akan dipertimbangkan sebagai peningkatan probabilitas terjadinya *failure*. Gambar grafik-grafik dibawah ini akan digunakan untuk menghitung peningkatan probabilitas *failure* suatu *platform* saat dilakukan perpanjangan *service life*. Gambar 3.4 menunjukkan bagaimana probabilitas meningkat dengan kenaikan hasil perhitungan *fatigue damage*.



Gambar 3.4 *Calc'd probability of fatigue failure as function of calc'd damage*

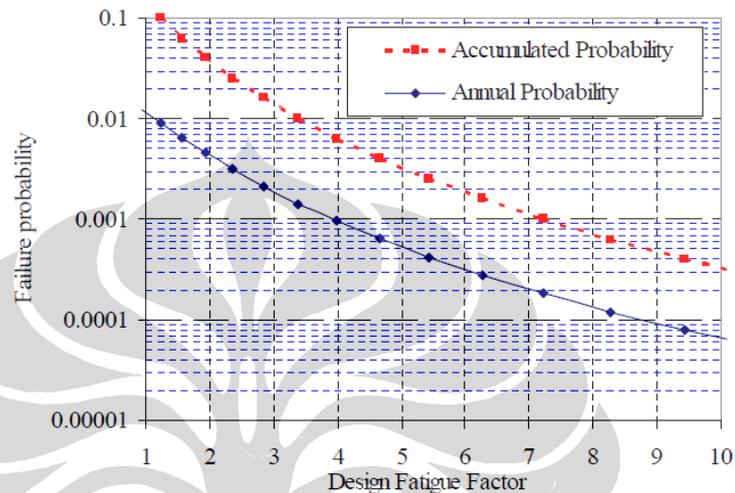
Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203



Gambar 3.5 *Effect of scatter in S-N data on calculated fatigue life*

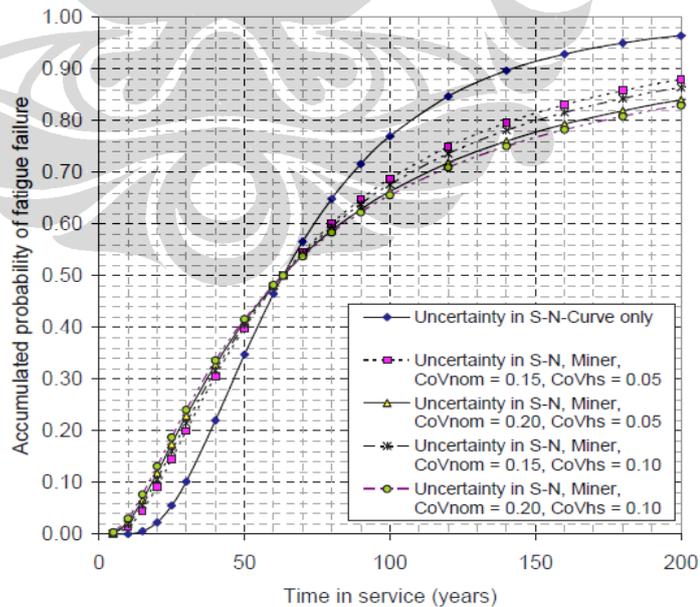
Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

Sedangkan Gambar 3.5 sebelumnya adalah bagaimana ketidakpastian dari kurva S-N mempengaruhi penurunan *fatigue life*, dalam hal ini diaplikasikan standar deviasi sebesar -2. Gambar 3.6 dibawah ini adalah penjelasan bagaimana *design fatigue factor* atau *safety factor* dalam desain kelelahan suatu struktur mempengaruhi probabilitas kegagalan.



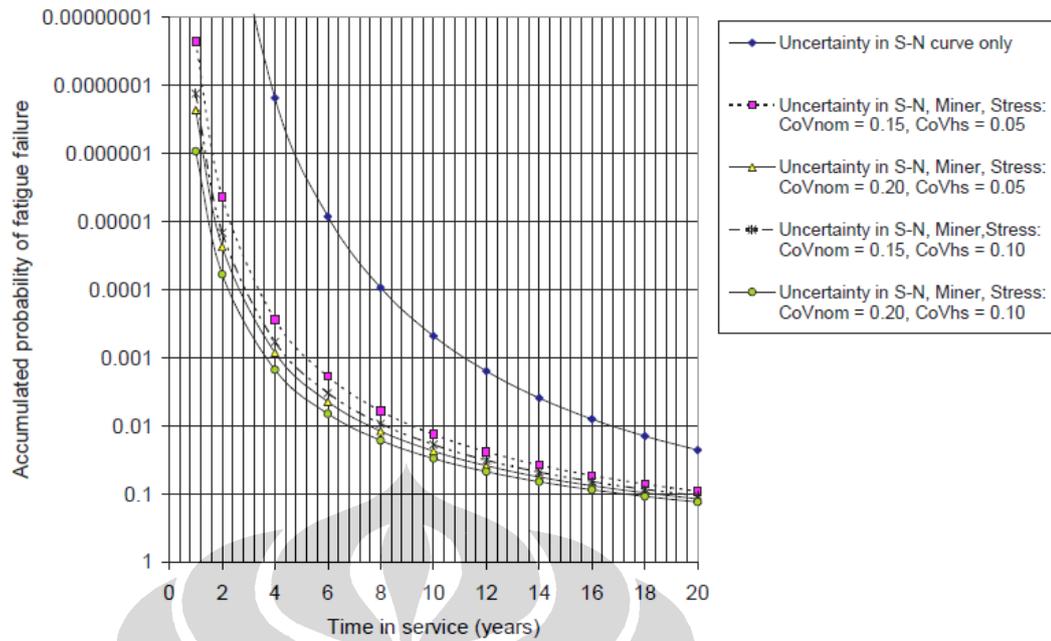
Gambar 3.6 *Fatigue failure probability as function of design fatigue factor*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203



Gambar 3.7 *Accummulated probability of fatigue crack as function of service life for 20 years design life*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203



Gambar 3.8 Accumulated probability of through wall fatigue crack as function of service life for 20 years calculated fatigue life (bagian kiri Gambar 3.7)

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

Gambar 3.7 dan 3.8 diatas adalah kurva-kurva yang menunjukkan hubungan antara service life dengan kenaikan angka probabilitas kegagalan dengan beberapa variasi ketidak-pastian dalam perhitungan S-N.

3.2.3 Pengkajian Resiko (*Risk Evaluation*)

Dalam tahapan pengkajian resiko ini, akan dilakukan perbandingan antara hasil pada tahapan analisa resiko yaitu tingkatan resiko dengan kriteria resiko yang telah ditentukan sebelumnya. Dalam tahapan ini akan diputuskan resiko mana saja yang dapat diterima atau resiko mana yang memerlukan adanya penanggulangan resiko.

3.3 Perlakuan Resiko (*Risk Treatment*)

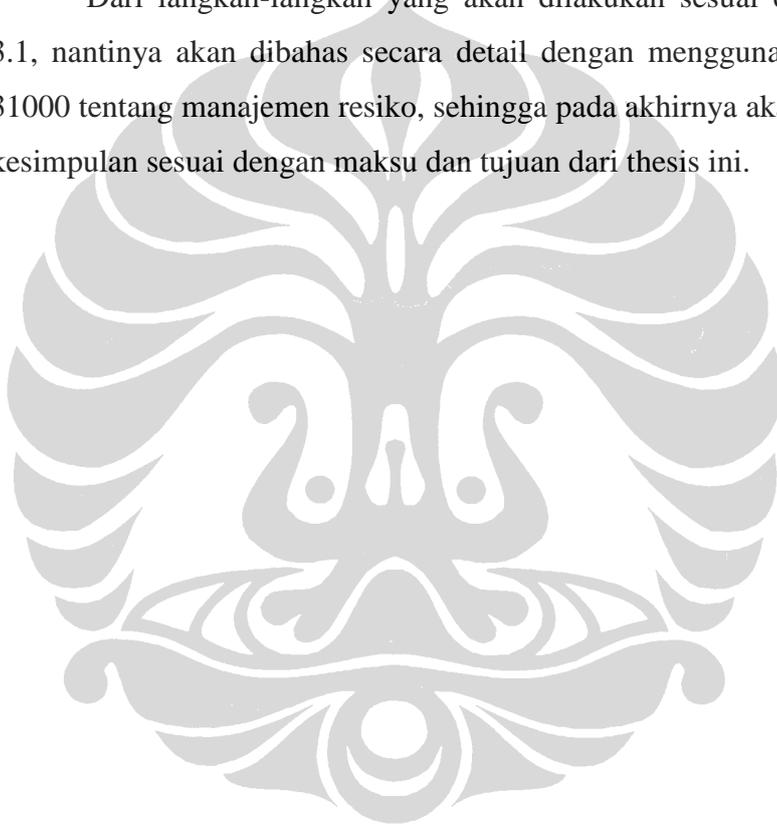
Dalam menentukan perlakuan resiko, beberapa pertimbangan yang sesuai dengan nilai-nilai dari stakeholder harus diperhatikan, penanggulangan resiko ini juga harus mempertimbangkan “*cost and benefit*”. Cara termudah adalah dengan menghilangkan atau menghindari aktifitas yang dapat menimbulkan resiko, namun hal ini sulit untuk dilakukan, cara lainnya adalah dengan menerima resiko

itu atau memindahkan seluruh atau sebagian resiko itu ke tempat lain seperti ke sub-kontraktor atau pihak asuransi.

Penanggulangan resiko atau mitigasi ini haruslah dapat menurunkan probabilitas atau konsekuensi dari suatu kejadian kecelakaan yang berkaitan dengan perpanjangan *service life platform* yang dibahas dalam thesis ini.

3.4 Pembahasan dan Kesimpulan

Dari langkah-langkah yang akan dilakukan sesuai diagram alir Gambar 3.1, nantinya akan dibahas secara detail dengan menggunakan pendekatan ISO 31000 tentang manajemen resiko, sehingga pada akhirnya akan dapat ditarik suatu kesimpulan sesuai dengan maksu dan tujuan dari thesis ini.



BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Penetapan Ruang Lingkup (*Context*) dan Penilaian Resiko (*Risk Assessment*)

Mengacu ke ISO 31000, suatu proses manajemen resiko dimulai dengan penetapan ruang lingkup atau *context*, lihat kembali Gambar 2.14, kriteria-kriteria internal dan eksternal akan diambil dalam thesis ini untuk menentukan tingkatan resiko (*risk level*) berdasarkan *risk matrix* yang akan dibuat. *Risk matrix* berdasarkan API RP 2A-LRFD akan diolah kembali dengan memasukkan kriteria yang ada di Y. PSC, *risk matrix* yang telah disesuaikan ini nantinya akan digunakan sebagai acuan dalam menentukan tingkatan resiko dari masing-masing platform. Kriteria untuk beberapa paparan (*exposure*) akan dikelompokkan menjadi 4 kriteria dengan 3 kategori seperti dijelaskan pada Tabel 4.1 dibawah ini.

Tabel 4.1 Kriteria paparan pada *platform* di Y. PSC

Life Safety	Category	Symbol	Score	Criticality Function	Category	Symbol	Score
Unmanned	Low	L3	3	No Prod. Interruption	Low	L3	3
Manned - Evacuated	Medium	L2	2	Partially Prod. Interruption	Medium	L2	2
Manned - Non Evacuated	High	L1	1	Totally Prod. Interruption	High	L1	1

Environment	Category	Symbol	Score	Economical Asset Value	Category	Symbol	Score
No Possible Oil Spill	Low	L3	3	20% < IRR	Low	L3	3
Possible Oil Spill - Manned	Medium	L2	2	12.5% ≤ IRR ≤ 20%	Medium	L2	2
Possible Oil Spill - Unmanned	High	L1	1	IRR < 12.5%	High	L1	1

4.1.1 Identifikasi dan Analisa Resiko dari Paparan *Platform*

4.1.1.1 Kriteria *Life Safety*

Penjelasan kategori paparan dalam kriteria ini telah dijelaskan sebelumnya pada sub bahasan 2.2.1.1, Bab 2 thesis ini. Hasil penilaiannya untuk masing-masing platform secara kualitatif jika terjadi runtuhnya sebagian atau seluruh *platform* adalah seperti dijelaskan pada Tabel 4.2 dibawah ini.

Tabel 4.2 Kategori platform untuk kriteria *life safety*

Platform Name	Life Safety Exposure	Category	Symbol	Score
A	Wellhead platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
B	Wellhead platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
C	Wellhead platform, normally unmanned	Low	L3	3
P	Production platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
Q	Living Quarter platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
D	Wellhead platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
E	Wellhead platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2
S	SPOLS platform, normally unmanned	Low	L3	3
N	Wellhead platform, normally manned, will be evacuated during accident	Medium	L2	2

4.1.1.2 Kriteria *Environment*

Dalam kriteria paparan ini, mengingat target tumpahan minyak (*oil spill*) yang diijinkan di Y. PSC adalah 0 bbls, atau dengan kata lain tumpahan minyak tidak diijinkan, maka kategori risikonya akan dikelompokkan menjadi :

- *Low*, untuk *platform* yang tidak berpotensi menyebabkan tumpahan minyak jika terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan. *Platform Q* sebagai *living quarter* masuk dalam kategori ini.
- *Medium*, untuk *platform-platform* yang berpotensi menyebabkan tumpahan minyak saat terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan, namun *platform* tersebut dihuni secara tetap sehingga tumpahan minyak akan dapat segera ditanggulangi dengan baik. *Platform P* sebagai *production platform* masuk dalam kategori ini.
- *High*, untuk *platform-platform* yang berpotensi menyebabkan tumpahan minyak saat terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan, namun *platform* tersebut tidak dihuni secara

tetap sehingga tumpahan minyak tidak dapat segera ditanggulangi dengan baik. *Platform* lain selain Q dan P masuk dalam kategori ini.

Hasil penilaian kategori platform-platform untuk kriteria paparan ini adalah seperti dijelaskan pada Tabel 4.3 dibawah ini.

Tabel 4.3 Kategori platform untuk kriteria *environment*

Platform Name	Environment Exposure	Category	Symbol	Score
A	Wellhead platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2
B	Wellhead platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2
C	Wellhead platform, normally unmanned, oil spill is possible	High	L1	1
P	Production platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2
Q	Living Quarter platform, normally manned, no possible oil spill	Low	L3	3
D	Wellhead platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2
E	Wellhead platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2
S	SPOLS platform, normally unmanned, oil spill is possible	High	L1	1
N	Wellhead platform, normally manned, oil spill is possible	Medium	L2	2

4.1.1.3 Kriteria *Criticality Function*

Dalam kriteria paparan ini, dengan memperhatikan fungsinya masing-masing, platform-platform akan dikategorikan berdasarkan pengaruhnya terhadap kelangsungan proses produksi di Y. PSC :

- *Low*, untuk *platform* yang jika terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan, tidak berpotensi menyebabkan terhentinya proses produksi baik sebagian atau keseluruhan di lapangan Y. PSC. Platform Q sebagai *living quarter* masuk dalam kategori ini.
- *Medium*, untuk *platform* yang jika terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan, berpotensi menyebabkan terhentinya proses produksi, namun untuk sebagian, bukan keseluruhan, di

lapangan Y. PSC. *Platform-platform* lain selain P, Q, dan S, masuk dalam kategori ini.

- *High*, untuk *platform* yang jika terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan, berpotensi menyebabkan terhentinya proses produksi secara keseluruhan, di lapangan Y. PSC. *Platform P* dan *S*, masuk dalam kategori ini.

Hasil penilaian kategori platform-platform untuk kriteria paparan ini adalah seperti dijelaskan pada Tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4 Kategori platform untuk kriteria *criticality function*

Platform Name	Criticality Function Exposure	Category	Symbol	Score
A	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2
B	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2
C	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2
P	Wellhead platform, totally production interruption (as main facility)	High	L1	1
Q	Living Quarter platform, no production interruption	Low	L3	3
D	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2
E	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2
S	SPOLS platform, totally production interruption (as main facility)	High	L1	1
N	Wellhead platform, partially production interruption (all wells in this platform)	Medium	L2	2

4.1.1.4 Kriteria *Economical Asset Value*

Dalam kriteria paparan ini, platform-platform akan dikategorikan berdasarkan tingkat keekonomisannya, dimana diasumsikan bilamana terjadi kecelakaan yang menyebabkan runtuhnya sebagian atau seluruh bangunan platform, kemudian platform tersebut dibangun kembali dengan perkiraan biaya Capex (Capital Expenditure) setara dengan nilai pertanggungan asuransi saat ini. Perhitungan keekonomisan akan menggunakan *template* perhitungan yang ada di Y. PSC dengan asumsi-asumsi seperti dijelaskan dibawah ini :

- Harga minyak mentah : 90 US\$/bbls

Universitas Indonesia

- *Opex (operating expenditure)* : 25 US\$/bbls
- *WACC (Weighted Average Cost of Capital)* : 12.5% p.a
- *Project Life Time* : 10 tahun
- Data produksi berdasarkan rata-rata perhari untuk bulan January 2012, angka produksi diasumsikan tetap atau dapat dipertahankan sepanjang umur hidup proyek.

Dalam thesis ini *IRR (internal rate of return)* yang akan dijadikan sebagai pedoman dalam pengambilan keputusan apakah suatu proyek dianggap ekonomis atau tidak, adalah sesuai patokan di Y. PSC yaitu sebesar 20%, hal ini lebih tinggi dibandingkan WACC karena resiko dan ketidakpastian yang tinggi di industry perminyakan. Dari beberapa asumsi diatas, maka tingkat *severity* dari paparan ini dapat dikategorikan seperti dijelaskan dibawah ini :

- *Low*, jika IRR yang didapat >20%.
- *Medium*, jika IRR yang didapat, 12.5% IRR 20%
- *High*, jika IRR yang didapat <12.5%

Hasil penilaian kategori platform-platform untuk kriteria paparan ini adalah seperti dijelaskan pada Tabel 4.5 dibawah ini.

Tabel 4.5 Kategori platform untuk kriteria *economical asset value*

Platform Name	Economical Asset Value			Category	Symbol	Score
	Asset Value	NPV @12.5%	IRR			
A	10,608,000.00	(455,370.35)	10.89%	High	L1	1
B	9,792,000.00	(942,959.42)	8.75%	High	L1	1
C	10,608,000.00	1,049,307.25	15.95%	Medium	L2	2
P	34,680,000.00	72,684,173.93	65.57%	Low	L3	3
Q	11,747,504.65	(10,441,777.78)	n/a	High	L1	1
D	12,138,000.00	(227,556.27)	11.81%	High	L1	1
E	15,198,000.00	(1,879,071.95)	7.57%	High	L1	1
S	7,956,000.00	82,091,543.29	236.13%	Low	L3	3
N	10,404,000.00	(878,212.50)	9.24%	High	L1	1

4.1.2 Kategori Frekuensi

Dalam thesis ini, kategori frekuensi terjadinya suatu kecelakaan ditentukan berdasarkan kategori yang telah ditetapkan di Y. PSC. Dimana angka 1 kejadian maksimal pertahun adalah batasannya. Dari beberapa *standard* atau *code* yang

relevan, angka frekuensi kecelakaan tidak ditetapkan batasannya untuk mengkategorikannya menjadi *low*, *medium*, atautkah *high*. Besarnya angka frekuensi kecelakaan ini adalah sesuai dengan tingkat kepercayaan dari masing-masing perusahaan, sehingga dalam thesis ini frekuensi kecelakaan dikategorikan menjadi seperti Tabel 4.6 dibawah ini.

Tabel 4.6 Kategori frekuensi kecelakaan *platform* di Y. PSC

Accident Frequency	Category	Symbol	Score
$f < 0.1$	Low	L3	3
$0.1 \leq f \leq 1$	Medium	L2	2
$1 < f$	High	L1	1

Dari beberapa kategori paparan dan frekuensi yang telah dijelaskan diatas maka disusunlah suatu *risk matrix* 3x3 dari masing-masing *platform* sebagaimana dijelaskan pada Gambar 4.1 dibawah ini. Penjumlahan penilaian untuk keempat kriteria akan di rata-ratakan, kemudian dikalikan dengan penilaian frekuensi untuk mendapatkan tingkatan resikonya (*risk level*).

RISK MATRIX		
1 - 1.5	1.75 - 2.5	2.75 - 3
2 - 2.75	3.5 - 5	5.5 - 6
3 - 4.5	5.25 - 7.5	8.25 - 9
1 - 2.75	: RISK LEVEL 1	
2.75 - 5	: RISK LEVEL 2	
5.25 - 9	: RISK LEVEL 3	

Gambar 4.1 *Risk Matrix*

4.2 Identifikasi dan Analisa Resiko dari Frekuensi Kecelakaan Platform

Seperti telah dijelaskan pada Bab 3 sebelumnya, perhitungan frekuensi kecelakaan akan memanfaatkan hasil study yang dilakukan DNV (Det Norske Veritas) untuk Health and Safety Executive (HSE) UK, yaitu *DNV Report RR566*,

“*Accident statistic for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005*”. Sedangkan data-data frekuensi kecelakaan dari laporan tersebut akan dihitung ulang dengan menggunakan *Recommended Practice DNV-RP-C203*, dimana *extension fatigue life* dan ketidak pastian dalam prediksi *fatigue life* akan dipertimbangkan sebagai peningkatan probabilitas terjadinya *failure* untuk *platform* yang mengalami perpanjangan umur pakai.

Untuk melakukan analisa resiko secara kuantitatif terhadap masing-masing platform, metode *Fault Tree Analysis* (FTA) akan digunakan untuk mendapatkan angka frekuensi terjadinya suatu kecelakaan yang disebabkan oleh satu atau lebih (dan kombinasinya) penyebab kecelakaan yang berpotensi mengakibatkan runtuhnya sebagian atau seluruh platform. Metode *Minimal Cut Sets* (MCS) akan dipakai untuk menentukan jumlah total frekuensi kecelakaan. MCS adalah sebuah kombinasi terkecil dari beberapa komponen kegagalan atau *basic event* (BE) yang dimana jika kombinasi komponen tersebut terjadi maka akan menyebabkan terjadinya *top event*, dalam thesis ini adalah runtuhnya (*collapsed*) platform.

Dalam API RP 2A-LRFD, dijelaskan pada Section S, tiga penyebab utama runtuhnya sebagian atau keseluruhan platform adalah kebakaran, ledakan, dan pembebanan tidak terencana. Dalam thesis ini, untuk platform-platform yang telah mengalami perpanjangan umur pakai, penulis menambahkan *fatigue* atau kelelahan sebagai penyebab utama lainnya atau sebagai faktor yang menyebabkan penurunan sifat mekanis struktur platform sehingga ketiga penyebab utama berpotensi menyebabkan runtuhnya sebagian atau keseluruhan platform pada *threshold limit* yang lebih rendah . Dalam sub bab bahasan selanjutnya akan dibahas satu persatu untuk masing-masing jenis platform dengan *Fault Tree Analysis* (FTA).

Data-data statistik untuk frekuensi kecelakaan dari masing-masing BE akan diperhitungkan ketidak-pastiannya dengan menggunakan alat bantu analisa *Crystall Ball*.

Untuk menghitung seberapa besar kenaikan *failure probability* yang disebabkan oleh *fatigue* pada **akhir tahun ke 40** sesuai kebijakan perpanjangan

umur pakai *platform* di Y PSC, akan digunakan 3 asumsi kasus dimana asumsi ini diambil karena tidak ditemukannya data mengenai angka *Design Fatigue Factor* (DFF) untuk masing-masing *platform* di Y. PSC. Yang menjadi pedoman adalah hasil dari *Re-Engineering Analysis* yang dilakukan oleh LAPI ITB dan ITS, dimana didapat kesimpulan bahwa semua *platform* di Y. PSC layak untuk dipergunakan untuk 20 tahun mendatang dengan *Safety Factor* atau *Design Fatigue Factor* (DFF) 2.0, sehingga total umur pakai *platform* akan menjadi 40 tahun atau 2 kali lipat umur desain pakai awalnya. Dengan menggunakan persamaan 2.3 pada Bab 2, maka didapatlah 3 asumsi *design fatigue life* seperti diuraikan dibawah ini.

1. **Case – 1, Pesimistic : DFF 1.0**

Design fatigue life = DFF x Service Life = 1.0 x 20 = 20 years

2. **Case – 2, Most Likely : DFF 2.0**

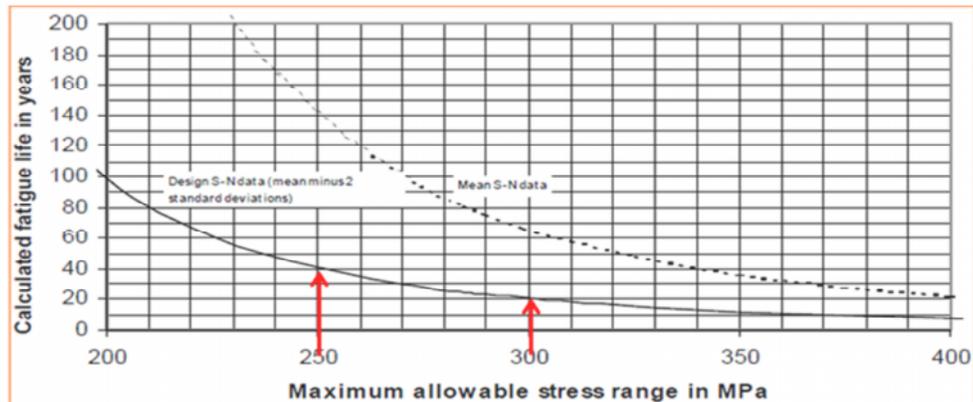
Design fatigue life = DFF x Service Life = 2.0 x 20 = 40 years

3. **Case – 3, Optimistic : DFF 4.0**

Design fatigue life = DFF x Service Life = 4.0 x 20 = 80 years

4. **Case Original**, tidak memperhitungkan pengaruh *fatigue* dalam perpanjangan umur pakai suatu *platform*.

Dari ketiga asumsi *design fatigue life* beserta DFF diatas, kemudian diplotkan kedalam grafik pada Gambar 3.5, sehingga diperoleh hasil penurunan *maximum allowable stress range* pada akhir tahun ke 40 adalah seperti dijelaskan pada Gambar 4.2 dibawah ini. Dengan ketiga asumsi *design fatigue life* 20, 40, dan 80 tahun, penurunan *maximum allowable stress range* hanya ada pada saat *extended service life* 40 tahun yaitu sebesar **50 MPa** atau **16.67%**. Untuk *design fatigue life* 40 dan 80 tahun karena service life 40 tahun masih dalam periode normal (bukan perpanjangan) maka *maximum allowable stress range* nya adalah tetap.

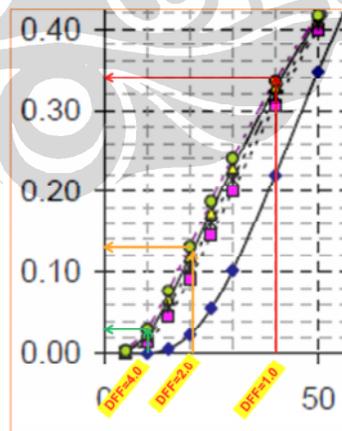


Gambar 4.2 *Effect of scatter in S-N data on calculated fatigue life*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

Untuk mendapatkan *accumulated probability of fatigue failure* pada akhir tahun ke 40, ketiga asumsi *design fatigue life* beserta DFF diatas diplotkan kedalam grafik pada Gambar 3.7, sehingga diperoleh hasil seperti dijelaskan pada gambar 4.3 dibawah ini.

- DFF 1.0, 40 tahun → *accumulated probability of fatigue failure* = **0.34**
- DFF 2.0, 40 tahun → *accumulated probability of fatigue failure* = **0.13**
- DFF 4.0, 40 tahun → *accumulated probability of fatigue failure* = **0.03**



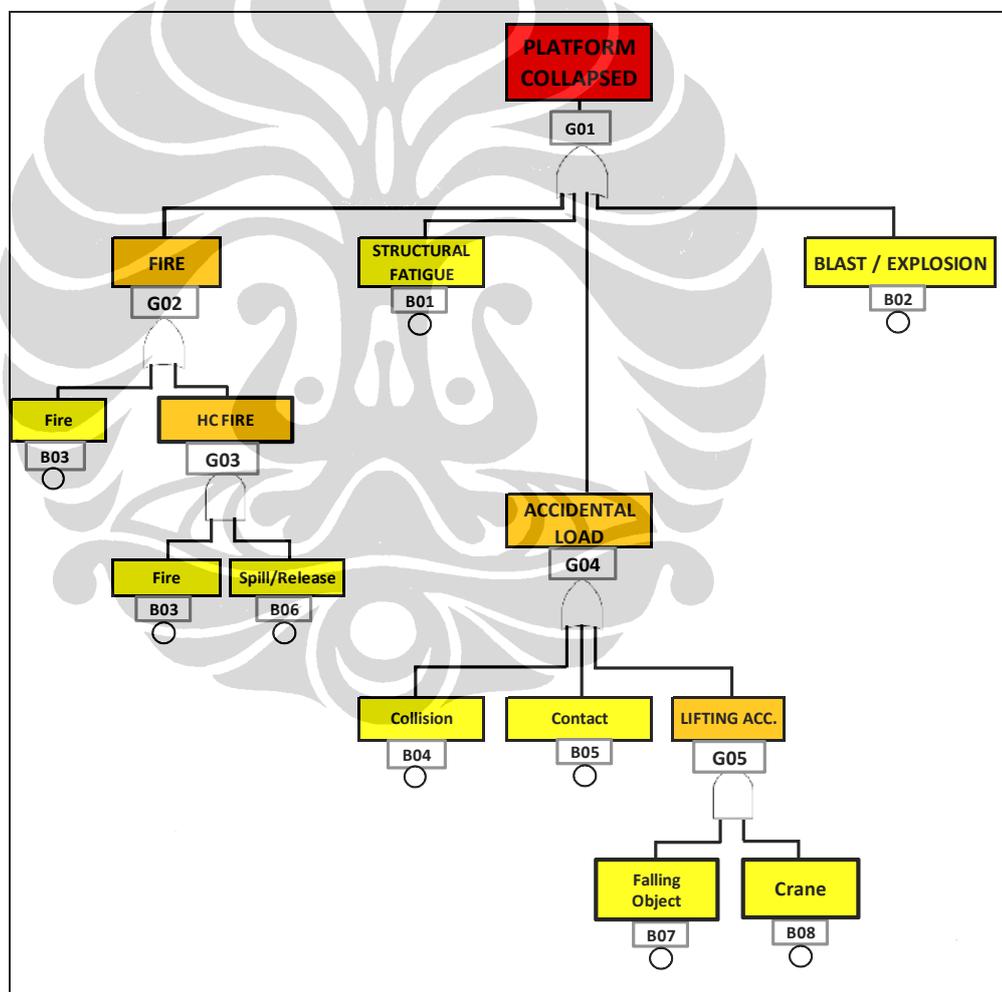
Gambar 4.3 *Accumulated probability of fatigue crack as function of service life for 20 years design life. (Plot untuk DFF 1.0, 2.0, 4.0 – 40 tahun)*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

Hasil penurunan *maximum allowable stress range* dan *accumulated probability of fatigue failure* pada akhir **tahun ke 40**, selanjutnya akan dipakai dalam setiap perhitungan frekuensi kecelakaan untuk setiap platform di Y. PSC.

4.2.1 Platform Produksi (Platform P)

Jenis-jenis kecelakaan yang dapat menyebabkan runtuhnya sebagian atau seluruh *platform* yang berfungsi sebagai *platform* produksi adalah seperti dijelaskan pada Gambar 4.4 dibawah ini, dimana *Fault Tree Analysis* digunakan sebagai alat bantu dengan *top event* yang telah diketahui yaitu *platform collapsed*.

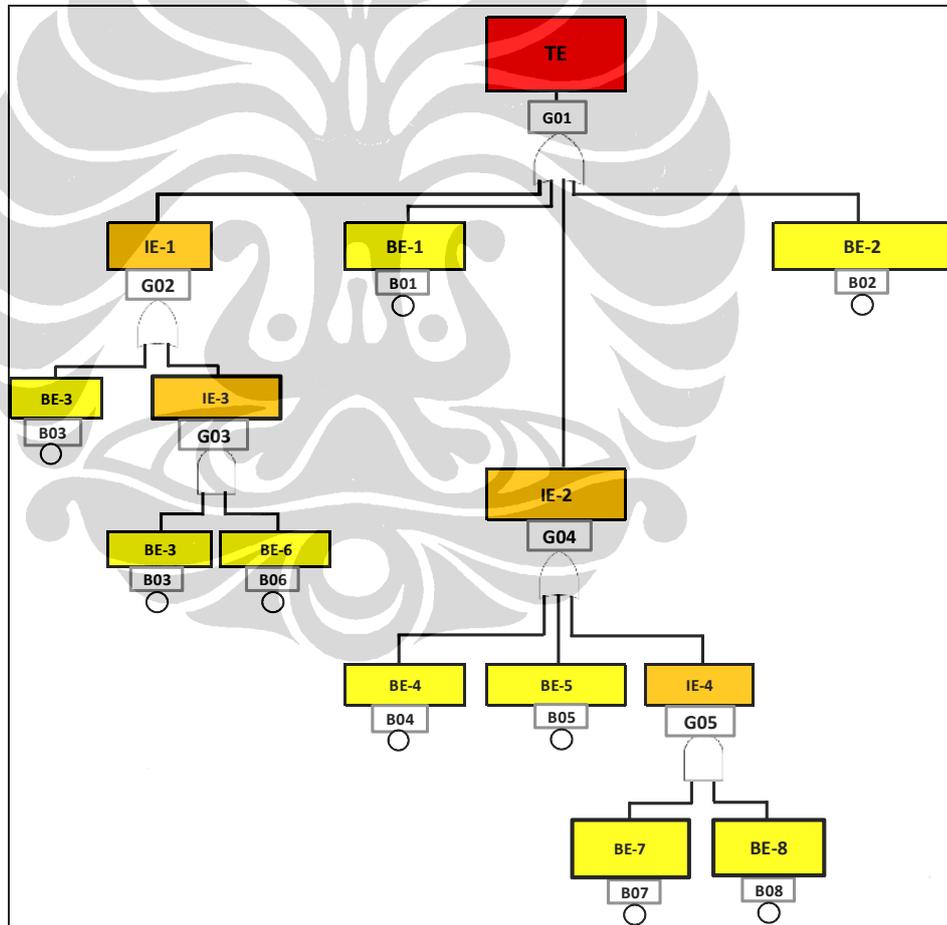


Gambar 4.4 *Fault Tree Analysis* untuk *platform* produksi

Untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan, masing-masing kejadian dalam *fault tree* pada Gambar 4.4 diatas diganti dengan symbol seperti

dijelaskan pada Gambar 4.5 dibawah ini. Untuk menghitung seberapa besar frekuensi kecelakaan yang dapat mengakibatkan *top event* (TE) terjadi, digunakan metode *Minimal Cut Set* (MCS), metode yang sama akan digunakan untuk *platform* yang lain. *MCS* adalah gabungan *basic event* (BE) atau *immediate event* (IE) yang secara langsung dapat menyebabkan terjadinya *top event* (TE). Untuk fault tree *platform* produksi diatas, minimal cut setnya adalah **BE-1, BE-2, BE-3, BE-4, BE-5, IE-3, dan IE-4.**

Ketidakpastian sebaran data-data frekuensi pada Tabel 4.7 diolah menggunakan *Crystall Ball* dengan asumsi “distribusi normal” untuk data angka rata-rata frekuensi kecelakaan per unit (sebagai *input* parameteranya).



Gambar 4.5 *Fault Tree Analysis* untuk *platform* produksi, dengan simbol.

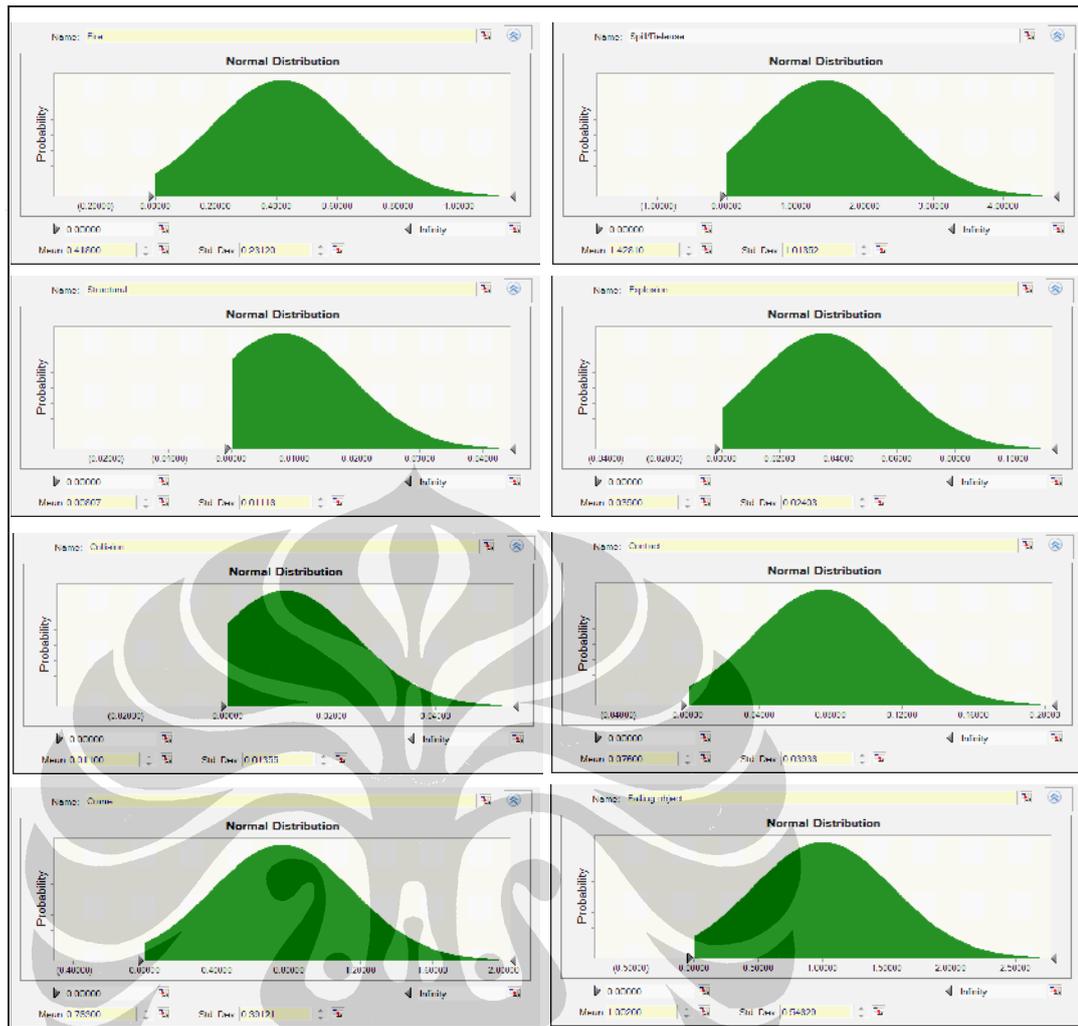
Tabel 4.7 Perhitungan frekuensi kecelakaan *platform* produksi

PRODUCTION PLATFORM											
TYPE OF EVENT			Accident Frequency, average per unit		EVENT No.	PROBABILITY INCREMENTAL FACTOR			CALCULATED FREQUENCY		
			Average	Std. Dev.		Case 1 (DFF=1.0) 20 yrs of Design Fatigue Life	Case 2 (DFF=2.0) 40 yrs of Design Fatigue Life	Case 3 (DFF=4.0) 80 yrs of Design Fatigue Life	Case 1 (DFF=1.0) 20 yrs of Design Fatigue Life	Case 2 (DFF=2.0) 40 yrs of Design Fatigue Life	Case 3 (DFF=4.0) 80 yrs of Design Fatigue Life
FIRE	Fire		0.41800	0.23120	BE-3	0.16667	0.00000	0.00000	0.48767	0.41800	0.41800
	HC Fire	Fire	0.41800	0.23120	IE-3				0.69644	0.59694	0.59694
		Spill/Release	1.42810	1.01852							
STRUCTURAL FATIGUE	Structural		0.00807	0.01116	BE-1	0.34000	0.13000	0.03000	0.01081	0.00912	0.00831
BLAST / EXPLOSION	Explosion		0.03500	0.02408	BE-2	0.16667	0.00000	0.00000	0.04083	0.03500	0.03500
ACCIDENTAL LOADS	Collision		0.01100	0.01355	BE-4	0.16667	0.00000	0.00000	0.01283	0.01100	0.01100
	Contact		0.07600	0.03936	BE-5				0.08867	0.07600	0.07600
	Lifting	Crane	0.76300	0.39121	IE-4				0.89195	0.76453	0.76453
	Acc.	Falling object	1.00200	0.54629							

Hasil pendistribusian normal untuk angka frekuensi kecelakaan rata-rata adalah seperti pada Gambar 4.6 dibawah ini, untuk setiap *input* parameter, batas minimumnya adalah 0 karena angka kecelakaan tidak mungkin bernilai negatif.

Sedangkan pemodelan (*forecast*) sederhana untuk mencari jumlah total frekuensi kecelakaan *platform* produksi sesuai Tabel 4.7 adalah seperti diuraikan pada Tabel 4.8 dibawah ini dimana dengan menggunakan *Crystall Ball*, sebagai *output* parameter adalah jumlah dari *metode minimal cut sets* untuk masing-masing asumsi (original, case-1, case-2, dan case-3).

Simulasi menggunakan *Crystall Ball* dengan 1000 kali percobaan dijalankan dan hasilnya secara statistic seperti ditampilkan pada Tabel 4.9 dibawah ini. Sedangkan untuk grafik probabilitas untuk setiap asumsi kasus akan ditampilkan berturut-turut pada Gambar 4.7, 4.8, 4.9, dan 4.10.



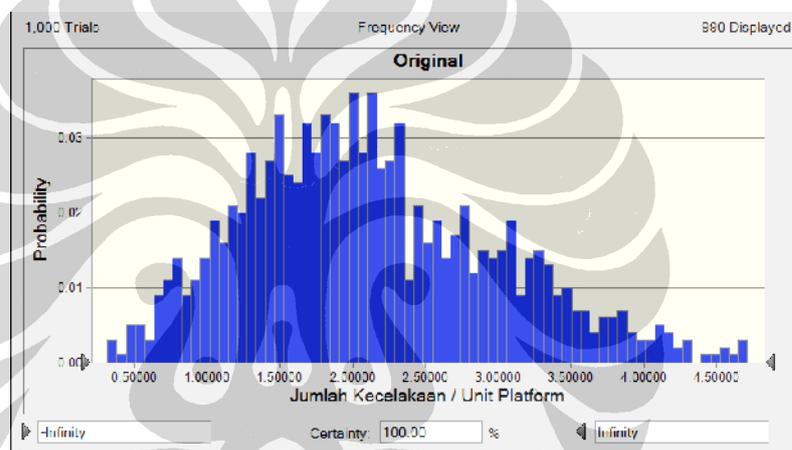
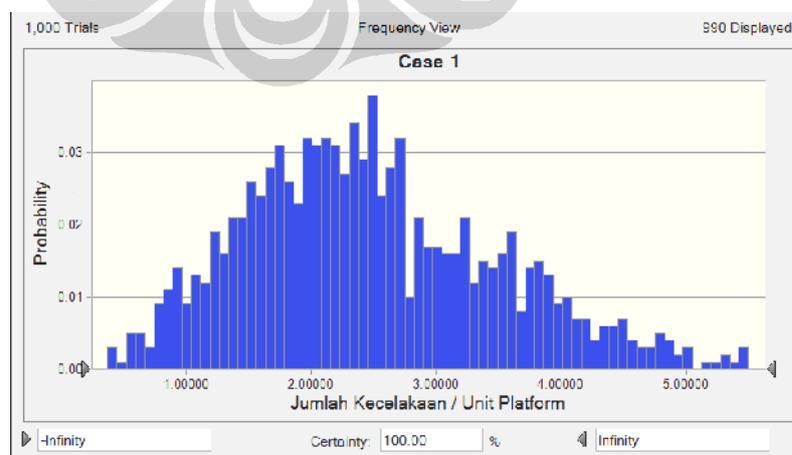
Gambar 4.6 Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk *platform* produksi (menggunakan *Crystall Ball*)

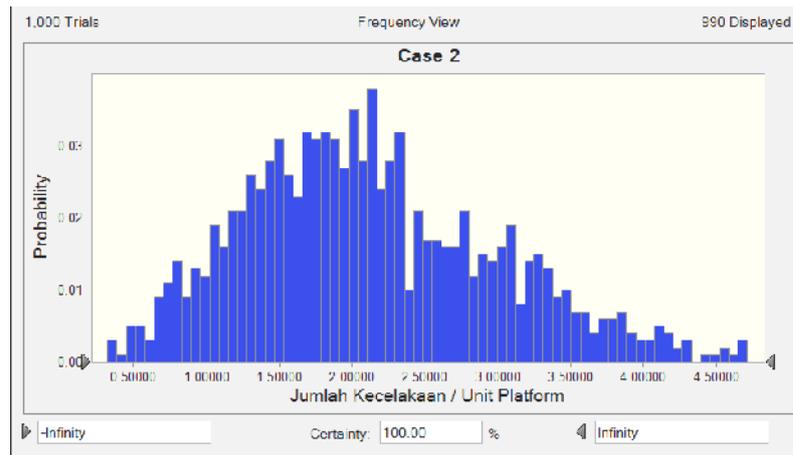
Tabel 4.8 Pemodelan *output parameter* untuk *platform* produksi

Minimal Cut Sets	Frequency :			
	Original	Case 1	Case 2	Case 3
BE-1 :	0.00807	0.01081	0.00912	0.00831
BE-2 :	0.03500	0.04083	0.03500	0.03500
BE-3 :	0.41800	0.48767	0.41800	0.41800
BE-4 :	0.01100	0.01283	0.01100	0.01100
BE-5 :	0.07600	0.08867	0.07600	0.07600
IE-4 :	0.76453	0.89195	0.76453	0.76453
IE-3 :	0.59694	0.69644	0.59694	0.59694
TOTAL	1.90954	2.22919	1.91059	1.90978

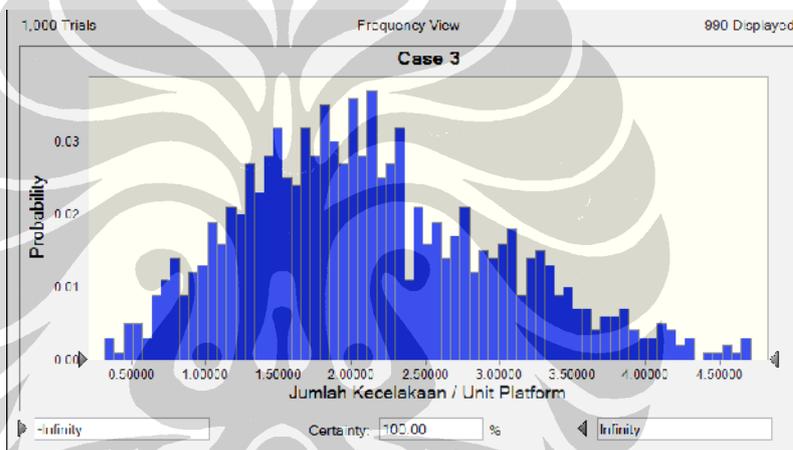
Tabel 4.9 Data statistik hasil simulasi *Crystall Ball* untuk *platform* produksi

Statistic	Forecast values			
	Original	Case-1	Case-2	Case-3
Trials	1,000	1,000	1,000	1,000
Mean	2.14677	2.50678	2.14843	2.14716
Median	2.02553	2.3651	2.02709	2.0261
Mode	'---	'---	'---	'---
Standard Deviation	0.91633	1.06907	0.91634	0.91633
Variance	0.83966	1.14291	0.83969	0.83966
Skewness	0.7678	0.768	0.768	0.7678
Kurtosis	3.99	3.99	3.99	3.99
Coeff. of Variability	0.4268	0.4265	0.4265	0.4268
Minimum	0.31787	0.37528	0.32119	0.31863
Maximum	6.79219	7.92549	6.79314	6.79241
Mean Std. Error	0.02898	0.03381	0.02898	0.02898

Gambar 4.7 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform* produksi, case-original.Gambar 4.8 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform* produksi, case-1.



Gambar 4.9 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform* produksi, case-2.



Gambar 4.10 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform* produksi, case-3.

Untuk melihat batas bawah (*minimum*) dan *batas atas (maksimum)* dengan beberapa tingkat kepercayaan (*level of confidence*) yaitu 99%, 95%, dan 90%, maka digunakanlah persamaan 4.1 dibawah ini untuk mencari *confidence interval (CI)*, ringkasan hasilnya adalah seperti dijelaskan dalam Tabel 4.10 dibawah ini.

$$CI = \bar{x} \pm Z_{\alpha/2} (\sqrt{Nn}) \dots\dots\dots 4.1$$

Dimana (\sqrt{Nn}) adalah *standard error*, sedangkan untuk nilai $Z_{\alpha/2}$ adalah :

- 90% = 1.65
- 95% = 1.96
- 99% = 2.58

Tabel 4.10 Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk *platform* produksi dengan beberapa tingkat kepercayaan

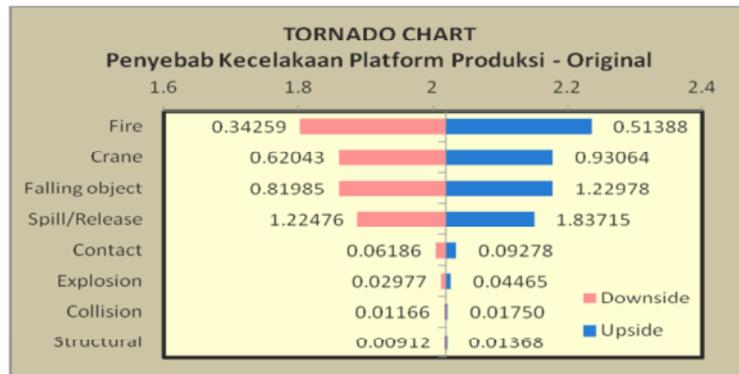
a. Original			b. Case 1		
Calculated Manually	1.90954		Calculated Manually	2.22919	
Mean from CB	2.14677		Mean from CB	2.50678	
Mean Std. Error	0.02898		Mean Std. Error	0.03381	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	2.072147	2.221394	99%	2.419719	2.593841
95%	2.089969	2.203571	95%	2.440512	2.573048
90%	2.099098	2.194442	90%	2.451163	2.562397
c. Case 2			d. Case 3		
Calculated Manually	1.91059		Calculated Manually	1.90978	
Mean from CB	2.14843		Mean from CB	2.14716	
Mean Std. Error	0.02898		Mean Std. Error	0.02898	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	2.073807	2.223054	99%	2.072537	2.221784
95%	2.091629	2.205231	95%	2.090359	2.203961
90%	2.100758	2.196102	90%	2.099488	2.194832

Dari hasil perhitungan baik manual maupun dengan menggunakan *Crystall Ball* dengan mempertimbangkan data-data statistik lainnya didapatkan kenaikan angka rata-rata (*mean*) frekuensi kecelakaan dengan adanya pertimbangan peningkatan kemungkinan kegagalan akibat dari adanya kelelahan (*fatigue*) seperti dijelaskan pada Tabel 4.11 dibawah ini.

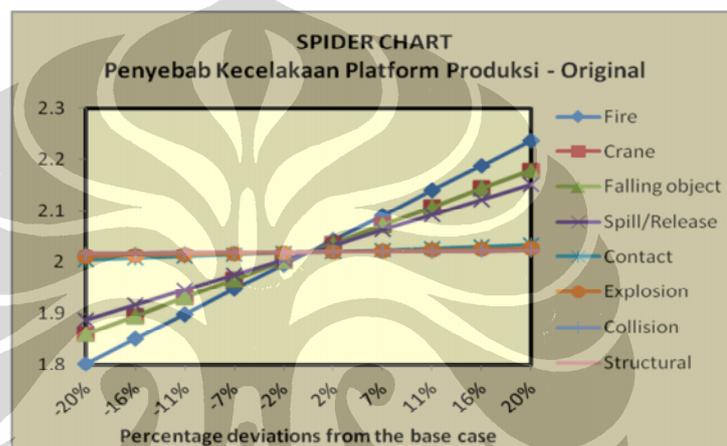
Tabel 4.11 Peningkatan frekuensi kecelakaan pada *platform* produksi dengan mempertimbangkan kelelahan (*fatigue*)

Method	Incremental of Accident Frequency		
	Case 1	Case 2	Case 3
Manual calculation	16.74%	0.05%	0.01%
Statistik result form CB	16.77%	0.08%	0.02%

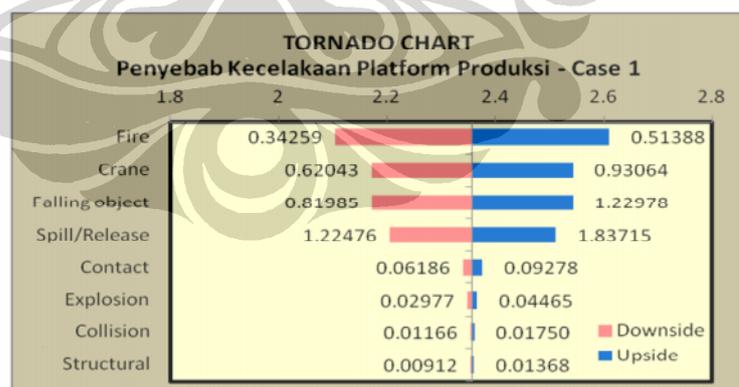
Sensitifitas dari masing-masing *input* parameter terhadap hasil akhir *output* yaitu angka frekuensi kecelakaan untuk *platform* produksi dianalisa dengan menggunakan *Tornado Chart* dan *Spider Chart* pada aplikasi *Crystall Ball* untuk masing-masing asumsi kasus, dengan perubahan -20% dan 20% dari nilai *median output*, seperti dijelaskan berturut-turut pada Gambar 4.11 hingga 4.18 dibawah ini.



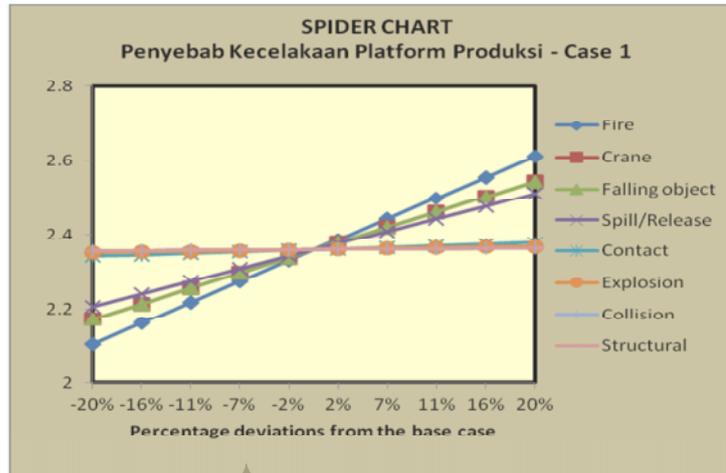
Gambar 4.11 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (original)



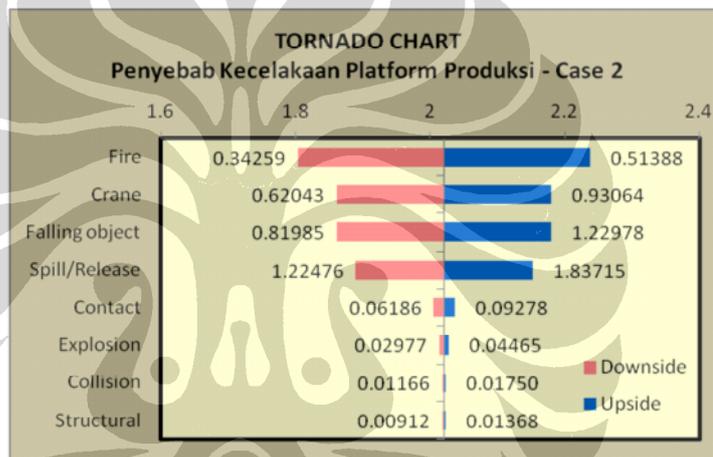
Gambar 4.12 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (original)



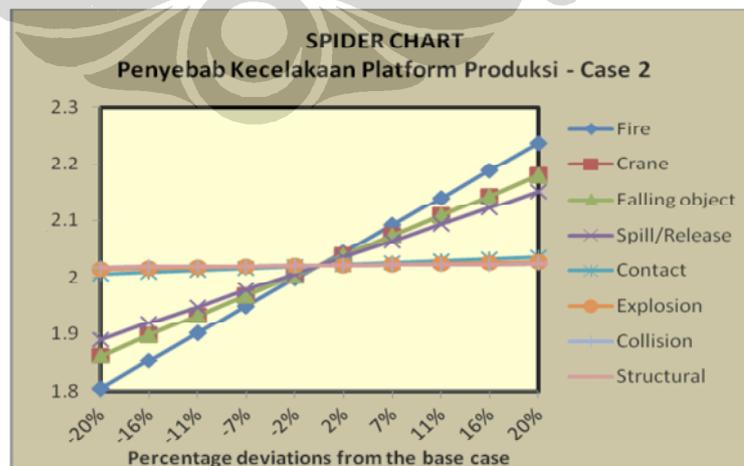
Gambar 4.13 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-1)



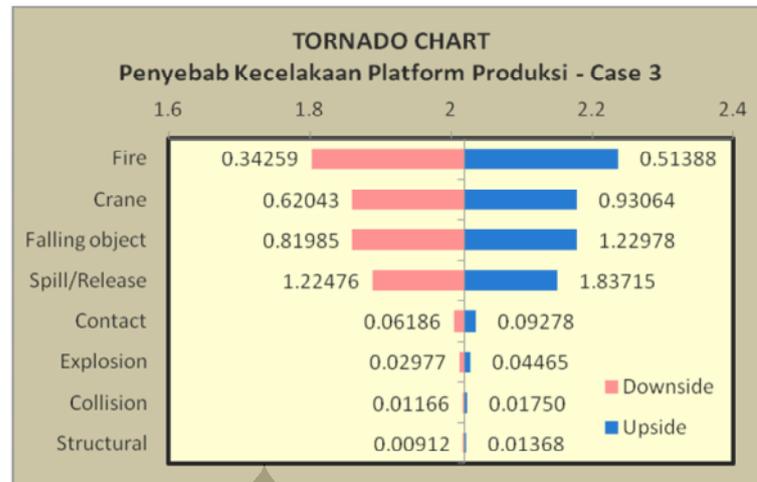
Gambar 4.14 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-1)



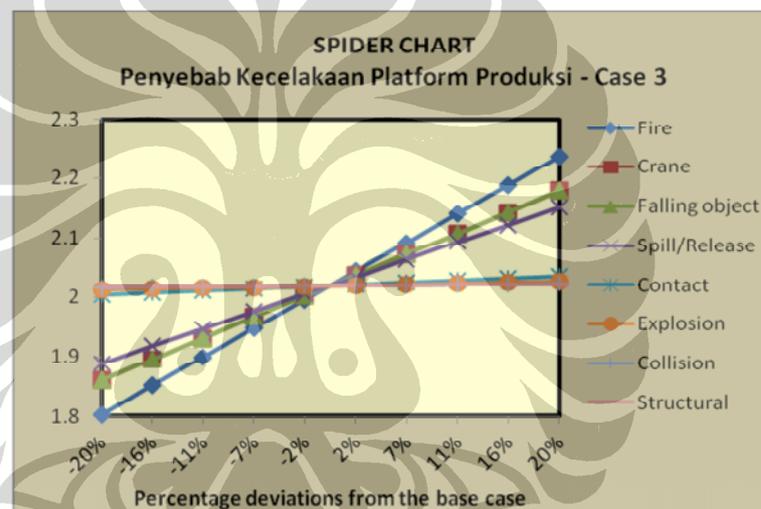
Gambar 4.15 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-2)



Gambar 4.16 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-2)



Gambar 4.17 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-3)



Gambar 4.18 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform produksi (case-3)

Dari *Tornado* dan *Spider Chart* diatas untuk penyebab terjadinya runtuhnya sebagian atau seluruhnya dari platform produksi dari beberapa asumsi kasus pada thesis ini, 3 urutan teratas dan paling sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan untuk platform produksi adalah masih dari penyebab-penyebab “inherent” pada kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, yaitu:

1. *Fire*, kecelakaan akibat kebakaran
2. *Crane*, kecelakaan dari aktifitas operasi crane, dan
3. *Falling object*, kecelakaan dari terjatuhnya suatu benda dari kegiatan angkat-mengangkat.

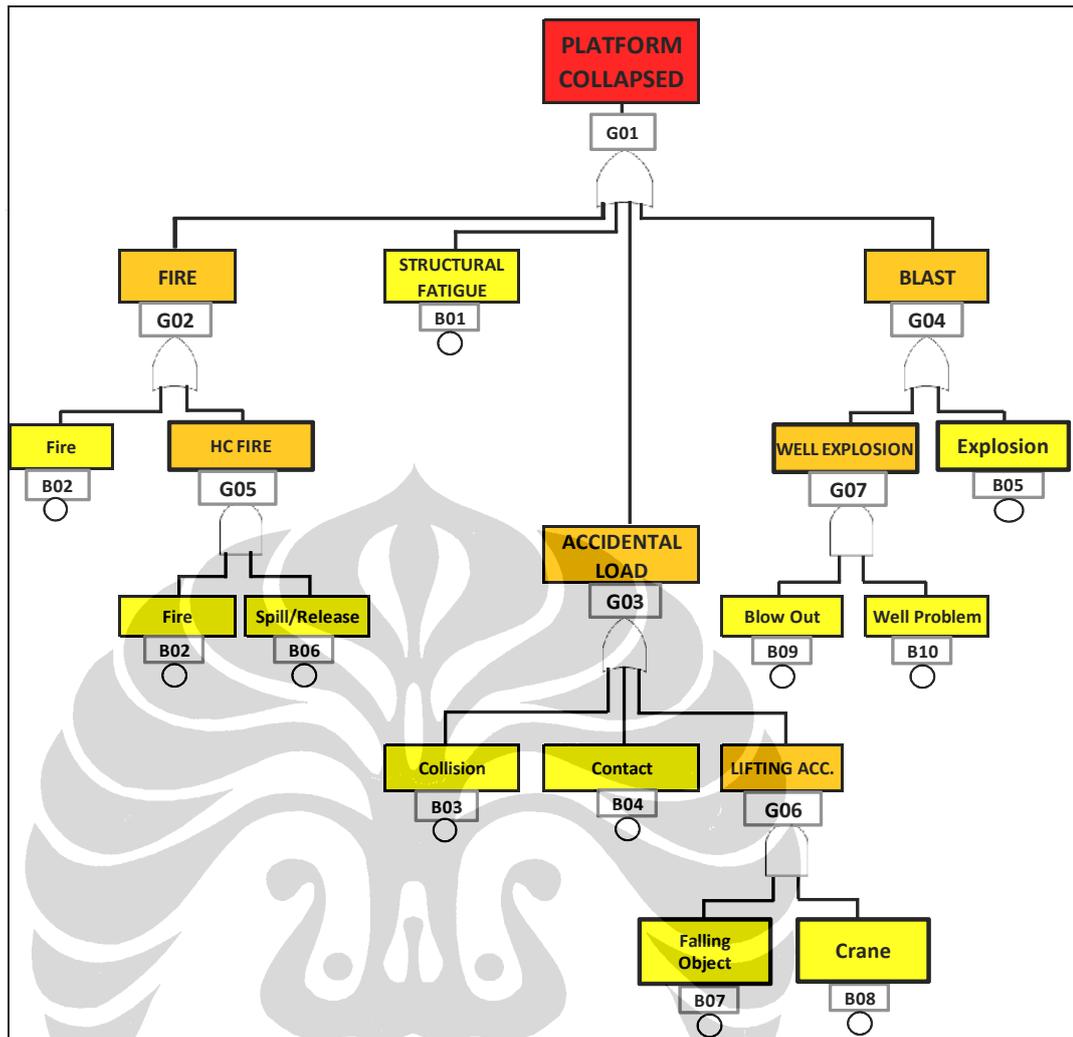
Berdasarkan data laporan DNV, sepanjang tahun 1980 – 2005, dan memperhitungkan peningkatan probabilitas kegagalan akibat kelelahan (*fatigue*) akibat perpanjangan umur pakai sesuai DNV RP C203, didapat bahwa kecelakaan *platform* yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* untuk beberapa asumsi kasus, baik *pesimistic*, *most likely*, dan *optimistic* dalam thesis ini, frekuensinya adalah kecil bahkan terendah dan relatif tidak sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan untuk *platform* produksi, meski ada peningkatan frekuensi kecelakaan sebesar 16.77%. Hal ini menunjukkan *platform-platform* produksi umumnya didesain mempunyai *design fatigue life* yang jauh lebih lama dibandingkan desain umur pakainya, hal ini dapat dipahami karena umumnya *platform* produksi didesain untuk beroperasi dalam jangka waktu yang lama, bukan hanya untuk sumur-sumur yang berproduksi saat ini namun juga untuk sumur-sumur yang akan dibor dan diproduksi pada masa yang akan datang.

4.2.2 *Platform Wellhead (Platform A, B, C, D, E, N)*

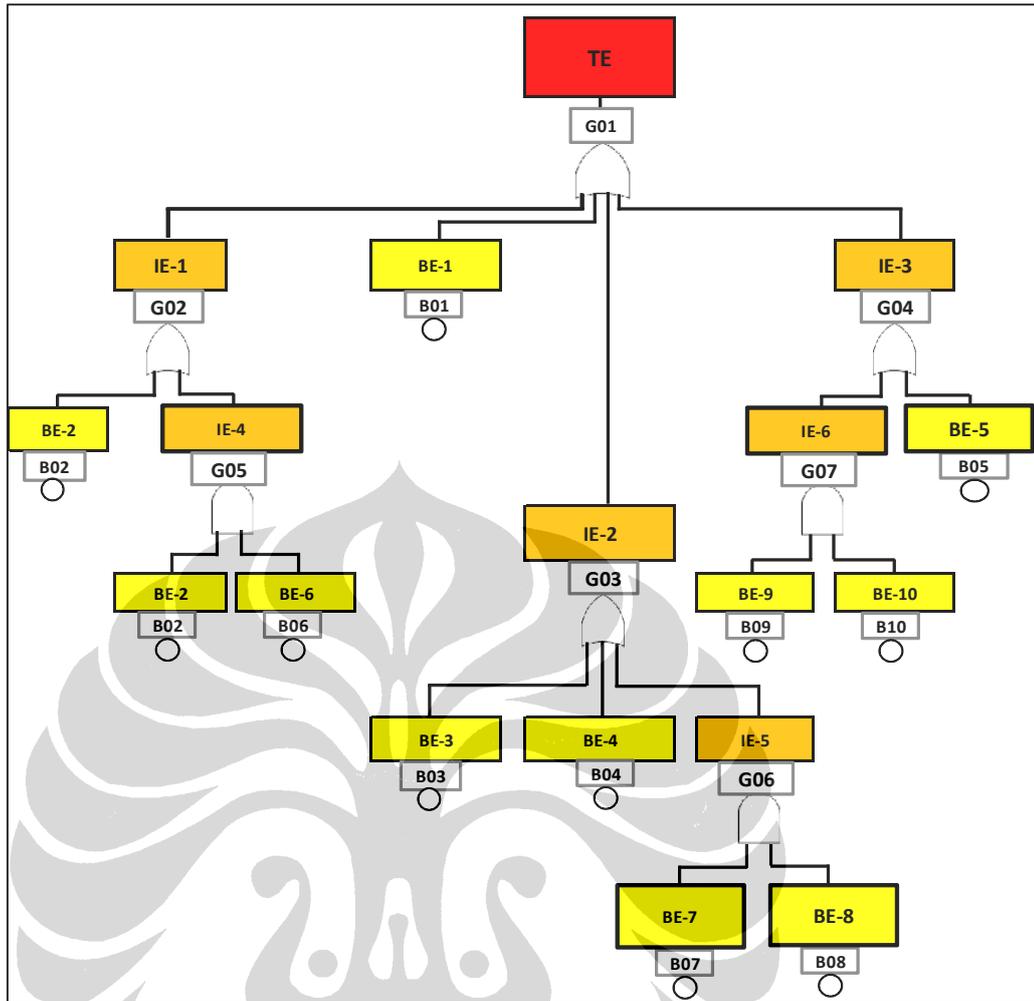
Jenis-jenis kecelakaan yang dapat menyebabkan runtuhnya sebagian atau seluruh *platform* yang berfungsi sebagai *platform wellhead* (kepala sumur) adalah seperti dijelaskan pada Gambar 4.19 dibawah ini, dimana FTA digunakan sebagai alat bantu dengan *top event* (TE) yang telah diketahui yaitu *platform collapsed*.

Untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan, masing-masing kejadian dalam *fault tree* pada Gambar 4.19 diatas diganti dengan symbol seperti dijelaskan pada Gambar 4.20 dibawah ini. Untuk *platform wellhead* didapat MCSnya adalah **BE-1, BE-2, BE-3, BE-4, BE-5, IE-4, IE-5, dan IE-6**.

Ketidakpastian sebaran data-data frekuensi pada Tabel 4.12 diolah menggunakan *Crystall Ball* dengan asumsi “distribusi normal” untuk data angka rata-rata frekuensi kecelakaan per unit (sebagai *input* parameter).



Gambar 4.19 *Fault Tree Analysis* untuk *platform wellhead*

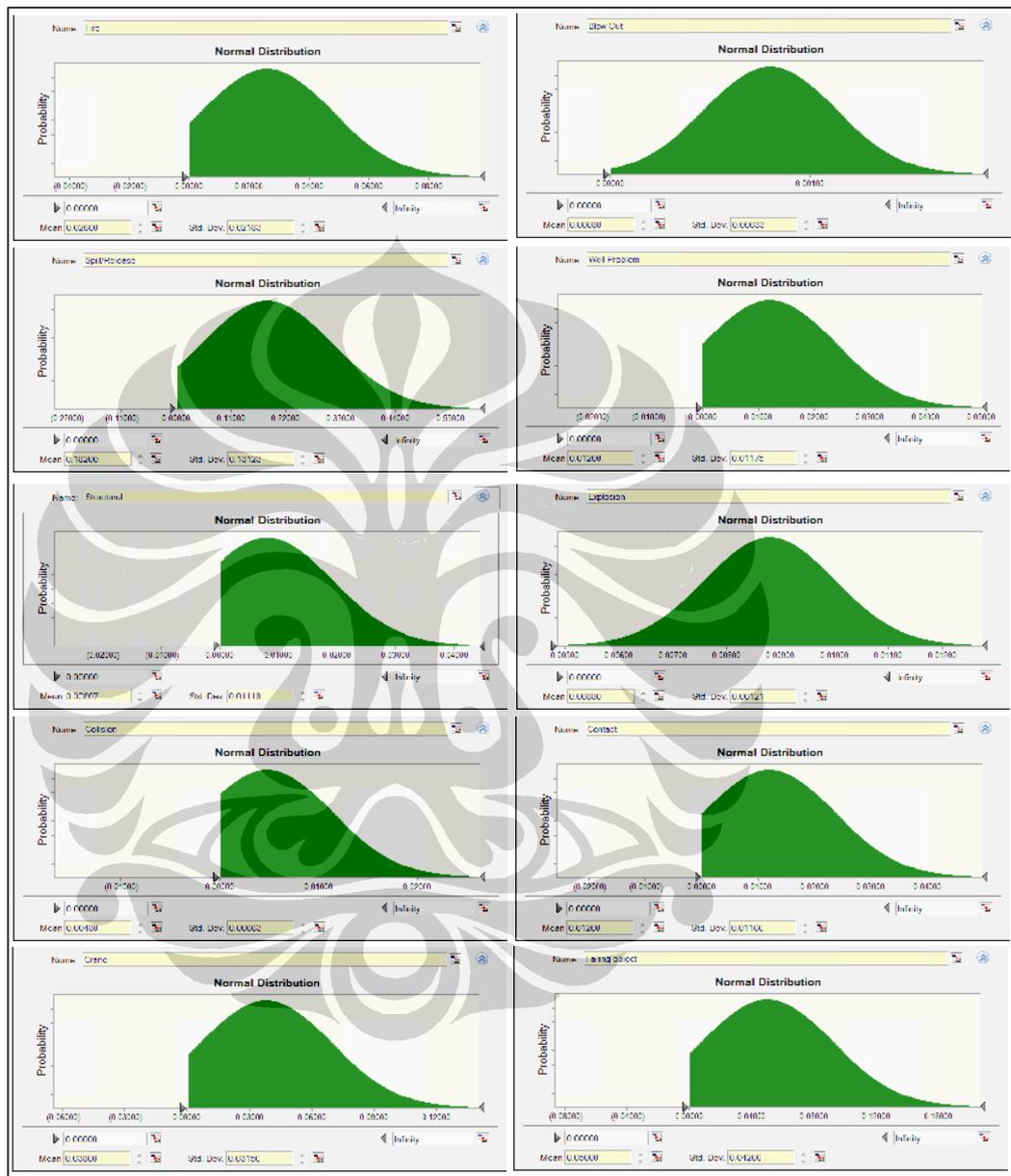


Gambar 4.20 Fault Tree Analysis untuk platform wellhead, dengan simbol.

Tabel 4.12 Perhitungan frekuensi kecelakaan platform wellhead

WELLHEAD PLATFORM											
TYPE OF EVENT			Accident Frequency, average per unit		EVENT NO.	PROBABILITY INCREMENTAL FACTOR			CALCULATED FREQUENCY		
			Average	Std. Dev.		Case 1 (DFF=1.0) 20 yrs of Design Fatigue Life	Case 2 (DFF=2.0) 40 yrs of Design Fatigue Life	Case 3 (DFF=4.0) 80 yrs of Design Fatigue Life	Case 1 (DFF=1.0) 20 yrs of Design Fatigue Life	Case 2 (DFF=2.0) 40 yrs of Design Fatigue Life	Case 3 (DFF=4.0) 80 yrs of Design Fatigue Life
FIRE	Fire		0.02600	0.02183	BE-2	0.16667	0.00000	0.00000	0.03033	0.02600	0.02600
	HC Fire	Fire	0.02600	0.02183	IE-4				0.00552	0.00473	0.00473
		Spill/Release		0.18200					0.13123		
STRUCTURAL FATIGUE	Structural		0.00807	0.01116	BE-1	0.34000	0.13000	0.03000	0.01081	0.00912	0.00831
BLAST / EXPLOSION	Well Explosion	Blow Out	0.00080	0.00033	IE-6	0.16667	0.00000	0.00000	0.00001	0.00001	0.00001
		Well Problem	0.01200	0.01175							
	Explosion		0.00880	0.00121	BE-5				0.01027	0.00880	0.00880
ACCIDENTAL LOADS	Collision		0.00480	0.00663	BE-3	0.16667	0.00000	0.00000	0.00560	0.00480	0.00480
	Contact		0.01200	0.01160	BE-4				0.01400	0.01200	0.01200
	Lifting Acc.	Crane	0.03800	0.03150	IE-5				0.00222	0.00190	0.00190
		Falling object		0.05000							

Hasil pendistribusian normal untuk angka frekuensi kecelakaan rata-rata adalah seperti pada Gambar 4.21 dibawah ini, untuk setiap input parameter, batas minimumnya adalah 0 karena angka kecelakaan tidak mungkin bernilai negatif.



Gambar 4.21 Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk *platform wellhead* (menggunakan *Crystall Ball*)

Pemodelan sederhana untuk mencari jumlah total frekuensi kecelakaan *platform wellhead* sesuai Tabel 4.12 adalah seperti diuraikan pada Tabel 4.13 dibawah ini dimana dengan menggunakan *Crystall Ball*, sebagai output parameter

adalah jumlah dari metode *minimal cut sets* untuk masing-masing asumsi (*original, case-1, case-2, dan case-3*).

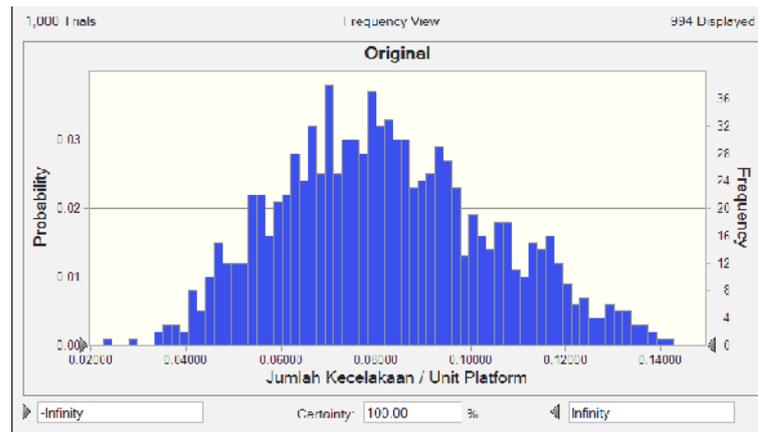
Tabel 4.13 Pemodelan *output parameter* untuk *platform wellhead*

Minimal Cut Sets	Frequency :			
	Original	Case 1	Case 2	Case 3
BE-1	0.00807	0.01081	0.00912	0.00831
BE-2	0.02600	0.03033	0.02600	0.02600
BE-3	0.00480	0.00560	0.00480	0.00480
BE-4	0.01200	0.01400	0.01200	0.01200
BE-5	0.00880	0.01027	0.00880	0.00880
IE-6	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001
IE-5	0.00190	0.00222	0.00190	0.00190
IE-4	0.00473	0.00552	0.00473	0.00473
TOTAL	0.06631	0.07876	0.06736	0.06655

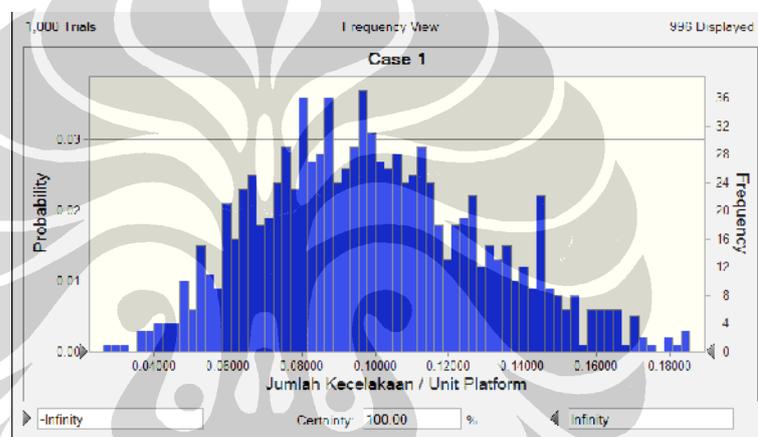
Simulasi menggunakan *Crystall Ball* dengan 1000 kali percobaan dijalankan dan hasilnya secara statistic seperti ditampilkan pada Tabel 4.14 dibawah ini. Sedangkan untuk grafik probabilitas untuk masing-masing asumsi kasus akan ditampilkan berturut-turut pada Gambar 4.22, 4.23, 4.24, dan 4.25.

Tabel 4.14 Data statistik hasil simulasi *Crystall Ball* untuk *platform wellhead*

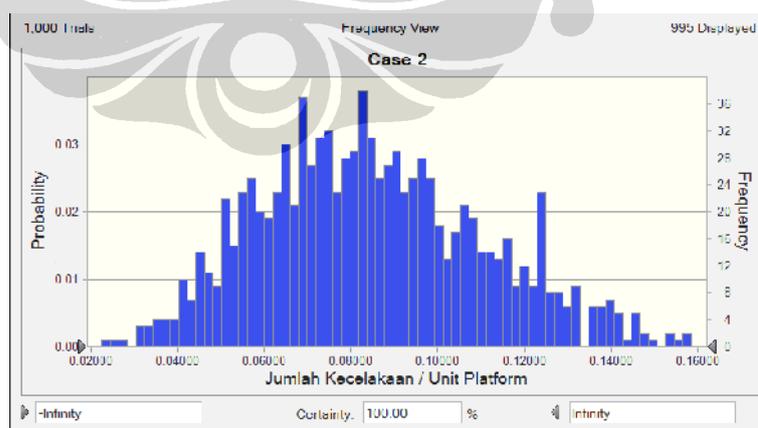
Statistic	Forecast values			
	Original	Case-1	Case-2	Case-3
Trials	1,000	1,000	1,000	1,000
Mean	0.08257	0.09957	0.08511	0.08386
Median	0.08094	0.09677	0.08277	0.0816
Mode	'---	'---	'---	'---
Standard Deviation	0.02275	0.03057	0.02615	0.02589
Variance	0.00052	0.00093	0.00068	0.00067
Skewness	0.3634	0.4173	0.4184	0.4243
Kurtosis	2.83	2.88	2.88	2.89
Coeff. of Variability	0.2755	0.307	0.3073	0.3087
Minimum	0.02264	0.02637	0.0226	0.02257
Maximum	0.15789	0.20665	0.17647	0.17312
Mean Std. Error	0.00072	0.00097	0.00083	0.00082



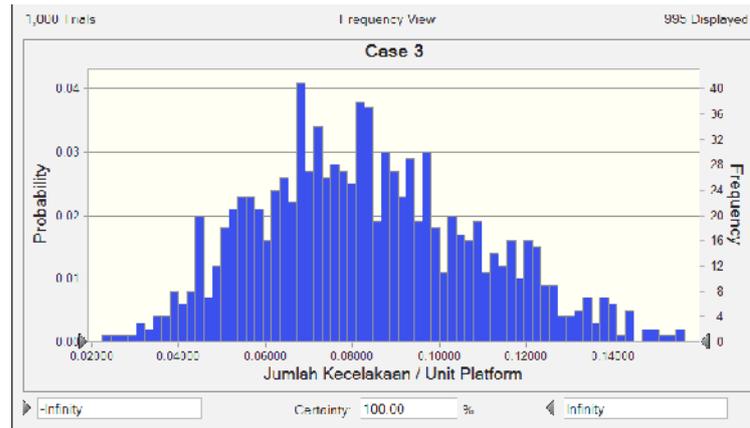
Gambar 4.22 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform wellhead*, case-original.



Gambar 4.23 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform wellhead*, case-1.



Gambar 4.24 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform wellhead*, case-2.



Gambar 4.25 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform wellhead*, case-3.

Untuk melihat batas bawah (minimum) dan *batas atas* (maksimum) dengan beberapa tingkat kepercayaan (*level of confidence*) yaitu 99%, 95%, dan 90%, maka digunakanlah persamaan 4.1 dibawah ini untuk mencari *confidence interval* (CI), ringkasan hasilnya adalah seperti dijelaskan dalam Tabel 4.10 dibawah ini

Tabel 4.15 Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk *platform wellhead* dengan beberapa tingkat kepercayaan

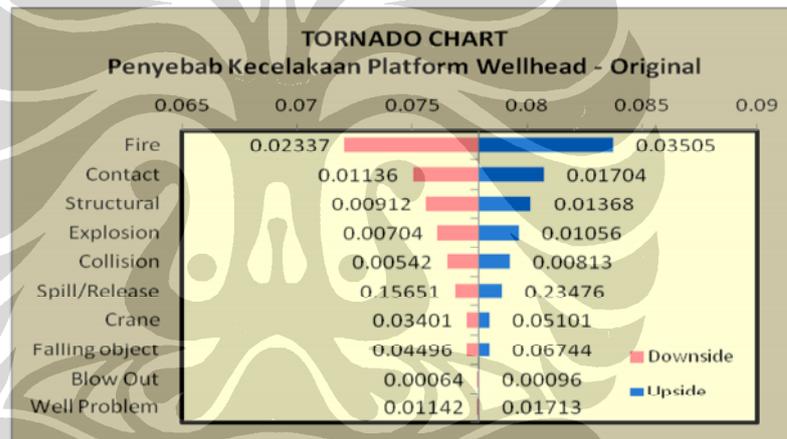
a. Original			b. Case 1		
Calculated	0.06631		Calculated	0.07876	
Mean	0.08257		Mean	0.09957	
Mean Std. Error	0.00072		Mean Std. Error	0.00097	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.080716	0.084424	99%	0.0970723	0.1020678
95%	0.081159	0.083981	95%	0.0976688	0.1014712
90%	0.081386	0.083754	90%	0.0979744	0.1011657
c. Case 2			d. Case 3		
Calculated	0.06736		Calculated	0.06655	
Mean	0.08511		Mean	0.08386	
Mean Std. Error	0.00083		Mean Std. Error	0.00082	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.082973	0.087247	99%	0.0817485	0.0859715
95%	0.083483	0.086737	95%	0.0822528	0.0854672
90%	0.083745	0.086475	90%	0.0825111	0.0852089

Dari hasil perhitungan baik manual maupun dengan menggunakan *Crystall Ball* dengan mempertimbangkan data-data statistik lainnya didapatkan kenaikan angka rata-rata (*mean*) frekuensi kecelakaan dengan adanya pertimbangan peningkatan kemungkinan kegagalan akibat dari adanya kelelahan (*fatigue*) seperti dijelaskan pada Tabel 4.16 dibawah ini.

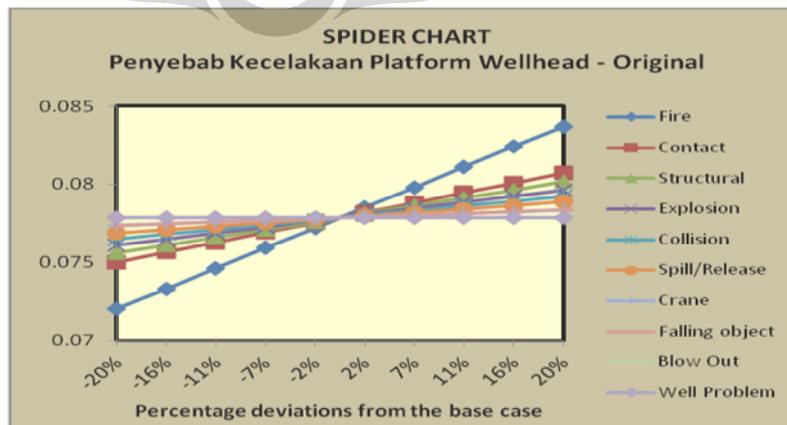
Tabel 4.16 Peningkatan frekuensi kecelakaan pada platform wellhead dengan mempertimbangkan kelelahan (*fatigue*)

Method	Incremental of Accident Frequency		
	Case 1	Case 2	Case 3
Manual calculation	18.78%	1.58%	0.37%
Statistic result from CB	20.59%	3.08%	1.56%

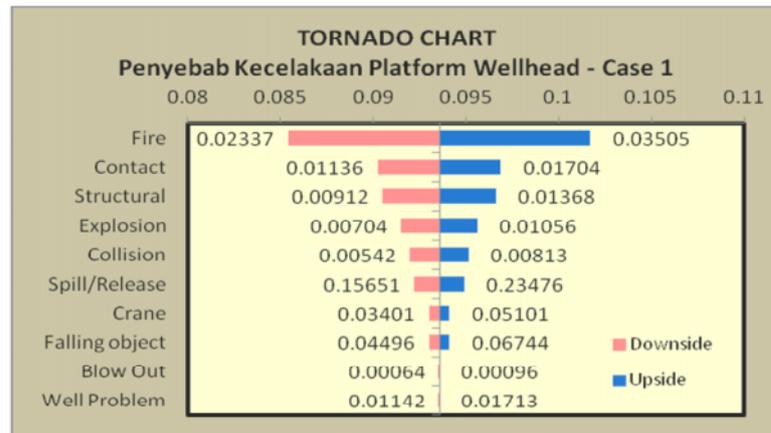
Sensitifitas dari masing-masing input parameter terhadap hasil akhir output yaitu angka frekuensi kecelakaan untuk *platform wellhead* dianalisa dengan menggunakan *Tornado Chart* dan *Spider Chart* pada aplikasi *Crystall Ball* untuk masing-masing asumsi kasus, dengan perubahan -20% dan 20% dari nilai *median output*, seperti dijelaskan berturut-turut pada Gambar 4.26 hingga 4.33 dibawah ini.



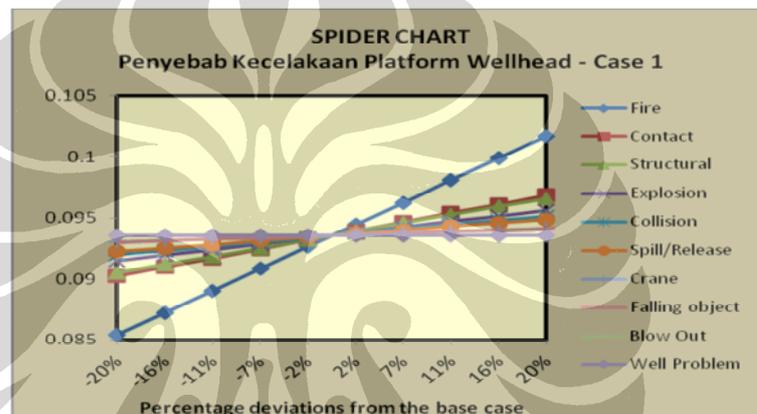
Gambar 4.26 *Tornado Chart*, penyebab kecelakaan *platform wellhead* (*original*)



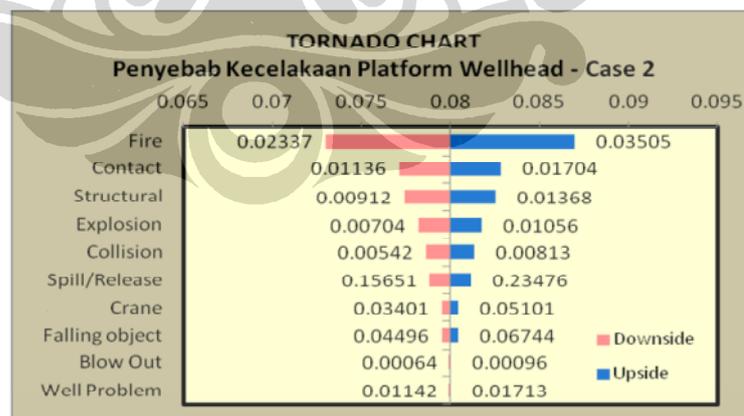
Gambar 4.27 *Spider Chart*, penyebab kecelakaan *platform wellhead* (*original*)



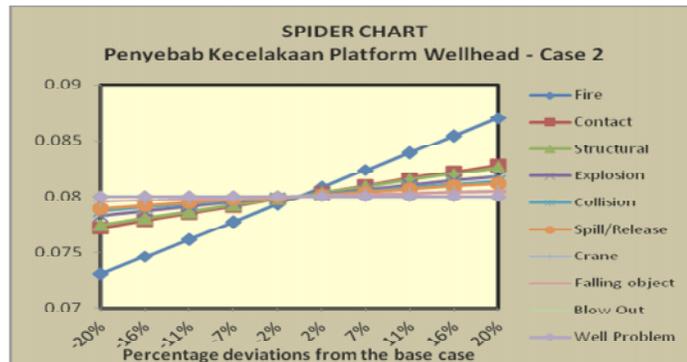
Gambar 4.28 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-1)



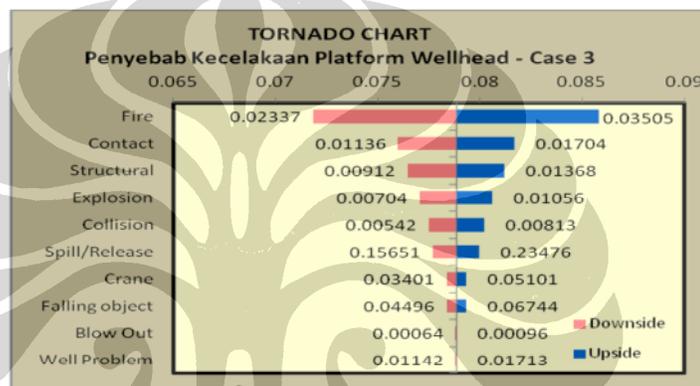
Gambar 4.29 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-1)



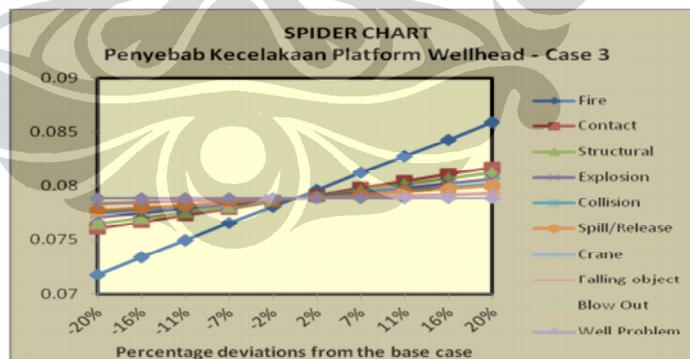
Gambar 4.30 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-2)



Gambar 4.31 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-2)



Gambar 4.32 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-3)



Gambar 4.33 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform wellhead (case-3)

Dari *Tornado* dan *Spider Chart* diatas untuk penyebab terjadinya runtuhnya sebagian atau seluruhnya dari platform wellhead dari beberapa asumsi kasus pada thesis ini, 3 urutan teratas dan paling sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan untuk platform wellhead adalah bukan lagi

didominasi penyebab-penyebab “*inherent*” pada kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi, namun sebagian tergantikan oleh penyebab lain seperti *contact* dan structural (*fatigue*), namun *fire* masih menjadi penyebab pertama :

1. *Fire*, kecelakaan akibat kebakaran
2. *Contact*, kecelakaan akibat tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi, dan
3. *Structural*, kecelakaan platform yang umumnya diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur platform dengan adanya perpanjangan umur pakai.

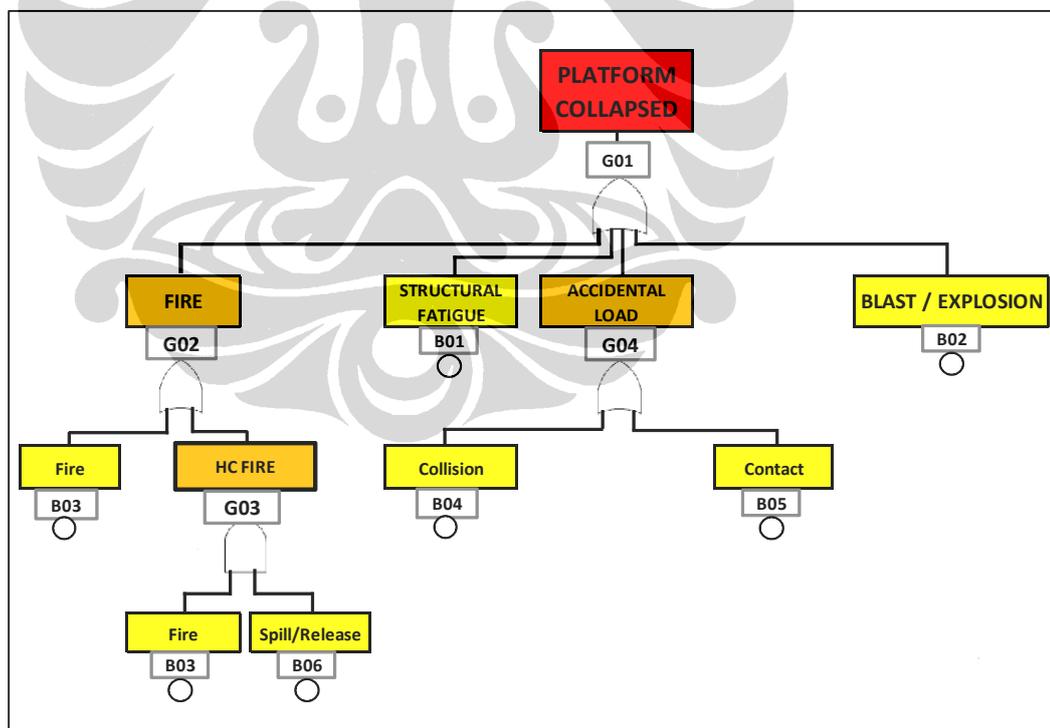
Berdasarkan data laporan DNV, sepanjang tahun 1980 – 2005, untuk *platform wellhead* tidak ada kecelakaan yang tercatat yang diakibatkan oleh kegagalan struktural atau *fatigue*, dalam thesis ini dicoba angka kecelakaan akibat kegagalan struktural diambil dari data untuk *platform* produksi, dengan memperhitungkan peningkatan probabilitas kegagalan akibat kelelahan (*fatigue*) akibat perpanjangan umur pakai sesuai DNV RP C203, didapat bahwa kecelakaan *platform wellhead* yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* untuk beberapa asumsi kasus, baik *pessimistic*, *most likely*, dan *optimistic* dalam thesis ini, relatif tidak sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan untuk *platform wellhead*, terlihat dari urutan sensitifitas pada semua asumsi kasus tidak berubah. Hal ini menunjukkan *platform-platform wellhead* umumnya didesain mempunyai *design fatigue life* yang jauh lebih lama dibandingkan desain umur pakainya.

Jika dibandingkan dengan platform produksi, umumnya *design fatigue life* dari *platform wellhead* lebih singkat, hal ini disebabkan umumnya umur pakai suatu *platform wellhead* hanya sampai umur ekonomis sumur yang ada di *platform* tersebut, artinya jika produksi dari sumur sudah jauh menurun dan sudah tidak ekonomis maka *platform* tersebut akan ditinggalkan atau bahkan akan di *abandon*, berbeda dengan *platform produksi* yang umumnya desain umur pakainya (*service life*) lebih lama karena selain untuk digunakan sumur-sumur yang ada saat ini namun juga untuk sumur-sumur dimasa yang akan datang sesuai strategi eksplorasi dan eksploitasi dari suatu konsensi.

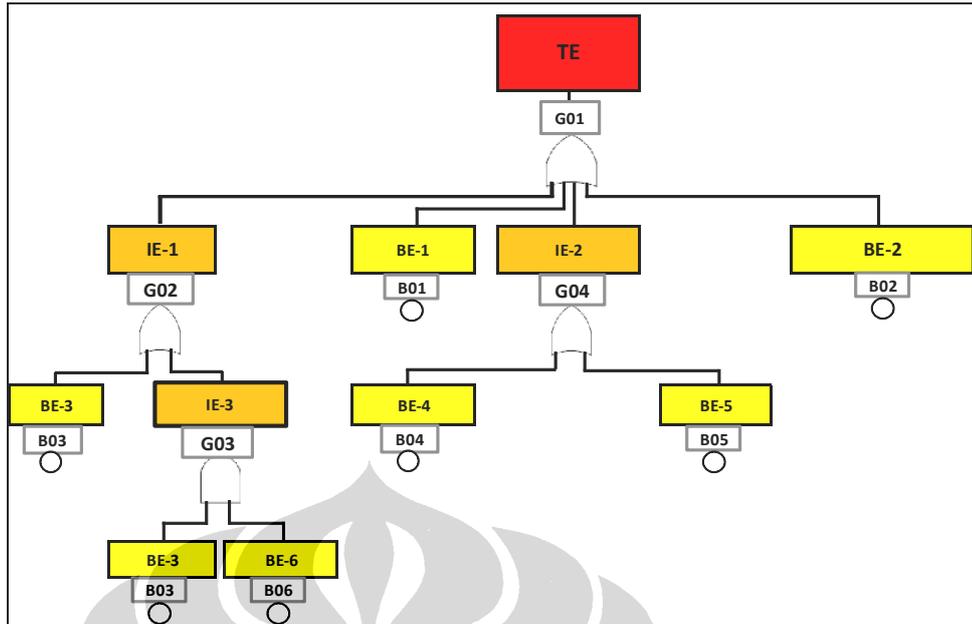
Kecelakaan akibat tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi atau diistilahkan *contact*, untuk *platform wellhead* terlihat cukup serius menjadi salah satu penyebab utama runtuhnya sebagian atau seluruh bangunan *platform* menggantikan penyebab *inherent*. Kelelahan struktur dapat memicu terjadinya kegagalan *platform* lebih prematur, hal ini dikarenakan secara umum kekuatan mekanis maksimum dari struktur akan menurun seperti dijelaskan pada Gambar 4.2.

4.2.3 Platform SPOLS (Platform S)

Jenis-jenis kecelakaan yang dapat menyebabkan runtuhnya sebagian atau seluruh platform yang berfungsi sebagai *platform SPOLS* adalah seperti dijelaskan pada Gambar 4.34 dibawah ini, dimana *Fault Tree Analysis* (FTA) digunakan sebagai alat bantu dengan *top event* (TE) yang telah diketahui yaitu *platform collapsed*.



Gambar 4.34 *Fault Tree Analysis* untuk *platform SPOLS*



Gambar 4.35 *Fault Tree Analysis* untuk *platform SPOLS*, dengan simbol.

Untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan, masing-masing kejadian dalam *fault tree* pada Gambar 4.34 diatas diganti dengan symbol seperti dijelaskan pada Gambar 4.35 dibawah ini. Untuk *fault tree platform SPOLS* diatas, MCS nya adalah **BE-1, BE-2, BE-3, BE-4, BE-5, dan IE-3.**

Dalam DNV Report RR566, tidak ada data angka frekuensi kecelakaan untuk *platform* yang tipikal dengan *platform SPOLS* yang ada di Y PSC, data yang ada adalah untuk *riser platform*. Dalam thesis ini, angka frekuensi kecelakaan untuk *platform SPOLS* sebagian diambil dari beberapa data *platform* jenis lain namun dianggap mewakili kondisi operasi yang ada, sehingga dapat diperkirakan risikonya dimasa yang akan datang sesuai kondisi operasi saat ini, data-data tersebut adalah seperti dibawah ini :

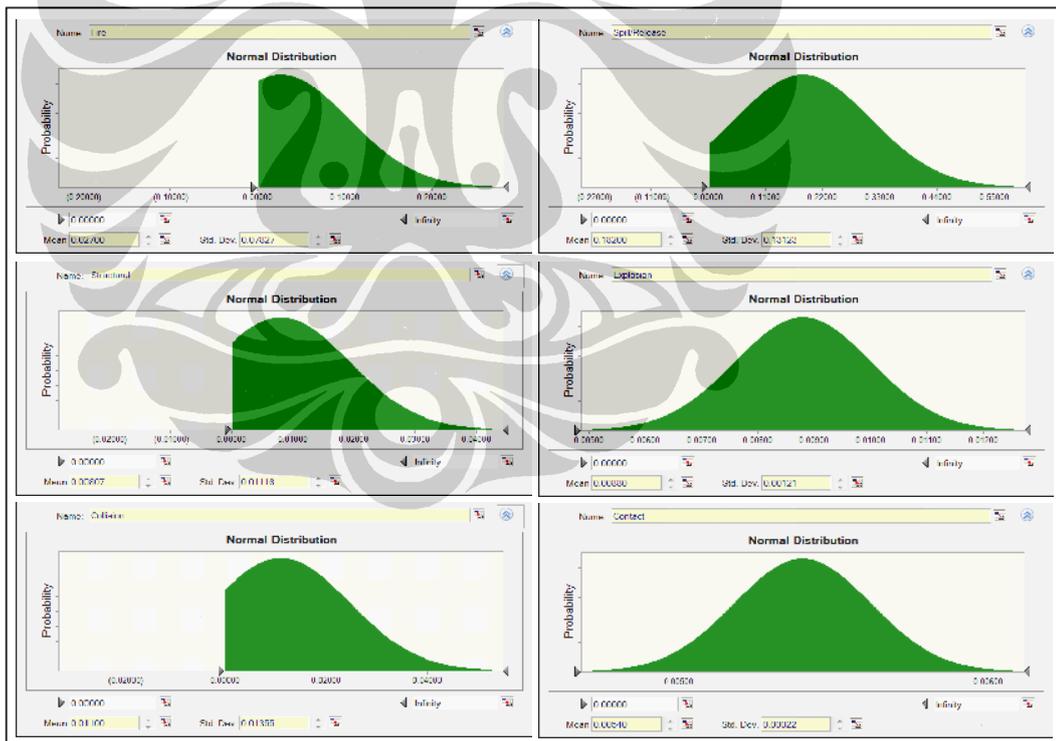
- Penyebab kecelakaan dari *oil spill* dan *explosion* diambil dari data *platform wellhead*.
- Penyebab kecelakaan dari *structural (fatigue)* dan *collision* diambil dari data *platform produksi*.

Ketidakpastian sebaran data-data frekuensi pada Tabel 4.17 diolah menggunakan *Crystall Ball* dengan asumsi distribusi normal untuk data angka rata-rata frekuensi kecelakaan per unit (sebagai input parameter).

Tabel 4.17 Perhitungan frekuensi kecelakaan *platform SPOLS*

SPOLS PLATFORM						PROBABILITY INCREMENTAL FACTOR			CALCULATED FREQUENCY		
TYPE OF EVENT			Accident Frequency, average per unit		EVENT No.	Case 1 (DFF=1.0)	Case 2 (DFF=2.0)	Case 3 (DFF=4.0)	Case 1 (DFF=1.0)	Case 2 (DFF=2.0)	Case 3 (DFF=4.0)
			Average	Std. Dev.		20 yrs of Design Fatigue Life	40 yrs of Design Fatigue Life	80 yrs of Design Fatigue Life	20 yrs of Design Fatigue Life	40 yrs of Design Fatigue Life	80 yrs of Design Fatigue Life
FIRE	Fire		0.02700	0.07827	BE-3	0.16667	0.00000	0.00000	0.03150	0.02700	0.02700
	HC Fire	Fire Spill/Release	0.02700 0.18200	0.07827 0.13123	IE-3				0.00573	0.00491	0.00491
STRUCTURAL FATIGUE	Structural		0.00807	0.01116	BE-1	0.34000	0.13000	0.03000	0.01081	0.00912	0.00831
BLAST / EXPLOSION	Explosion		0.00880	0.00121	BE-2	0.16667	0.00000	0.00000	0.01027	0.00880	0.00880
ACCIDENTAL LOADS	Collision		0.01100	0.01355	BE-4	0.16667	0.00000	0.00000	0.01283	0.01100	0.01100
	Contact		0.00540	0.00022	BE-5				0.00630	0.00540	0.00540

Hasil pendistribusian normal untuk angka frekuensi kecelakaan rata-rata adalah seperti pada Gambar 4.36 dibawah ini, untuk setiap input parameter, batas minimumnya adalah 0 karena angka kecelakaan tidak mungkin bernilai negatif.



Gambar 4.36 Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk *platform SPOLS* (menggunakan *Crystall Ball*)

Pemodelan sederhana untuk mencari jumlah total frekuensi kecelakaan *platform SPOLS* sesuai Tabel 4.17 adalah seperti diuraikan pada Tabel 4.18

dibawah ini dimana dengan menggunakan *Crystall Ball*, sebagai output parameter adalah jumlah dari metode *MCS* untuk masing-masing asumsi (*original, case-1, case-2, dan case-3*).

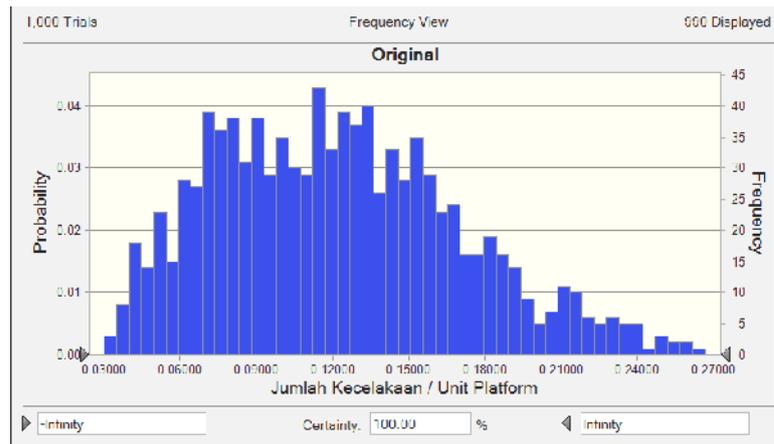
Tabel 4.18 Pemodelan *output parameter* untuk *platform SPOLS*

Minimal Cut Sets	Frequency :			
	Original	Case 1	Case 2	Case 3
BE-1 :	0.00807	0.01081	0.00912	0.00831
BE-2 :	0.00880	0.01027	0.00880	0.00880
BE-3 :	0.02700	0.03150	0.02700	0.02700
BE-4 :	0.01100	0.01283	0.01100	0.01100
BE-5 :	0.00540	0.00630	0.00540	0.00540
IE-3 :	0.00491	0.00573	0.00491	0.00491
TOTAL	0.06518	0.07745	0.06623	0.06543

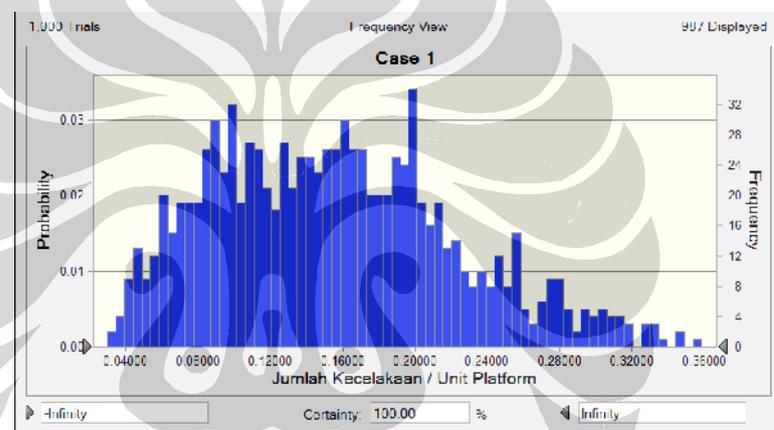
Simulasi menggunakan *Crystall Ball* dengan 1000 kali percobaan dilakukan dan hasilnya secara statistik seperti ditampilkan pada Tabel 4.19 dibawah ini. Sedangkan untuk grafik probabilitas akan ditampilkan berturut-turut pada Gambar 4.37, 4.38, 4.39, dan 4.40.

Tabel 4.19 Data statistik hasil simulasi *Crystall Ball* untuk *platform SPOLS*

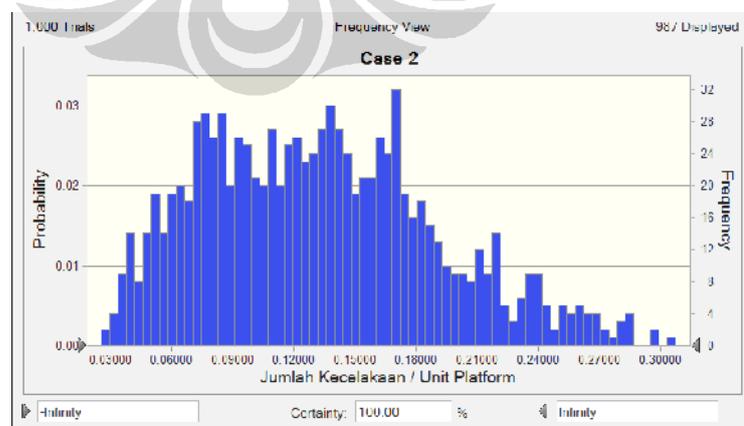
Statistic	Forecast values			
	Original	Case-1	Case-2	Case-3
Trials	1,000	1,000	1,000	1,000
Mean	0.12365	0.15786	0.13508	0.13382
Median	0.11927	0.15105	0.12934	0.1283
Mode	'---	'---	'---	'---
Standard Deviation	0.05097	0.07159	0.06134	0.06125
Variance	0.0026	0.00512	0.00376	0.00375
Skewness	0.6787	0.7388	0.7395	0.7434
Kurtosis	3.46	3.63	3.63	3.63
Coeff. of Variability	0.4122	0.4535	0.4541	0.4577
Minimum	0.0303	0.02998	0.0257	0.02569
Maximum	0.31474	0.46577	0.39909	0.39836
Mean Std. Error	0.00161	0.00226	0.00194	0.00194



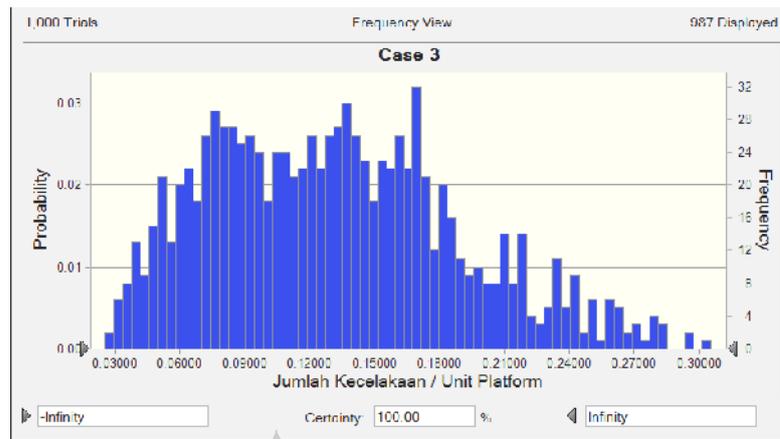
Gambar 4.37 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform SPOLS, case-original*.



Gambar 4.38 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform SPOLS, case-1*.



Gambar 4.39 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform SPOLS, case-2*.



Gambar 4.40 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform SPOLS*, *case-3*.

Untuk melihat batas bawah (minimum) dan *batas atas (maksimum)* dengan beberapa tingkat kepercayaan (*level of confidence*) yaitu 99%, 95%, dan 90%, dengan menggunakan persamaan 4.1 sebelumnya, ringkasan hasilnya adalah seperti dijelaskan dalam Tabel 4.20 dibawah ini.

Tabel 4.20 Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk *platform SPOLS* dengan beberapa tingkat kepercayaan

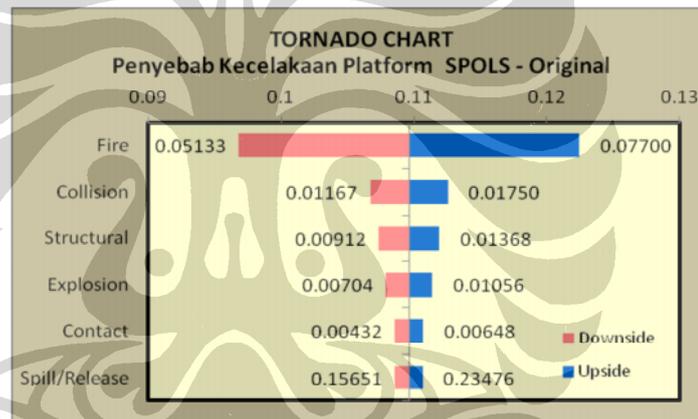
a. Original			b. Case 1		
Calculated	0.06518		Calculated	0.07745	
Mean	0.12365		Mean	0.15786	
Mean Std. Error	0.00161		Mean Std. Error	0.00226	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.11950	0.12780	99%	0.15204	0.16368
95%	0.12049	0.12681	95%	0.15343	0.16229
90%	0.12100	0.12630	90%	0.15414	0.16158
c. Case 2			d. Case 3		
Calculated	0.06623		Calculated	0.06543	
Mean	0.13508		Mean	0.13382	
Mean Std. Error	0.00194		Mean Std. Error	0.00194	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.130085	0.140076	99%	0.128825	0.138816
95%	0.131278	0.138882	95%	0.130018	0.137622
90%	0.131889	0.138271	90%	0.130629	0.137011

Dari hasil perhitungan baik manual maupun dengan menggunakan *Crystall Ball* dengan mempertimbangkan data-data statistik lainnya didapatkan kenaikan angka rata-rata (*mean*) frekuensi kecelakaan dengan adanya pertimbangan peningkatan kemungkinan kegagalan akibat dari adanya kelelahan (*fatigue*) seperti dijelaskan pada Tabel 4.21 dibawah ini.

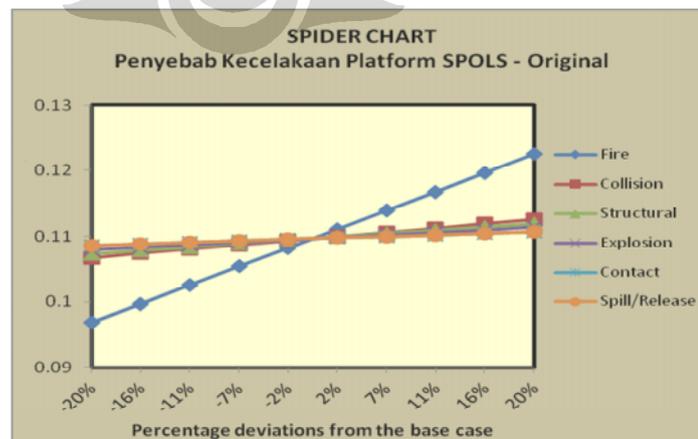
Tabel 4.21 Peningkatan frekuensi kecelakaan pada *platform SPOLS* dengan mempertimbangkan kelelahan (*fatigue*)

Methods	Incremental of Accident Frequency		
	Case 1	Case 2	Case 3
Manual calculation	18.81%	1.61%	0.37%
Statistic result from CB	27.67%	9.24%	8.22%

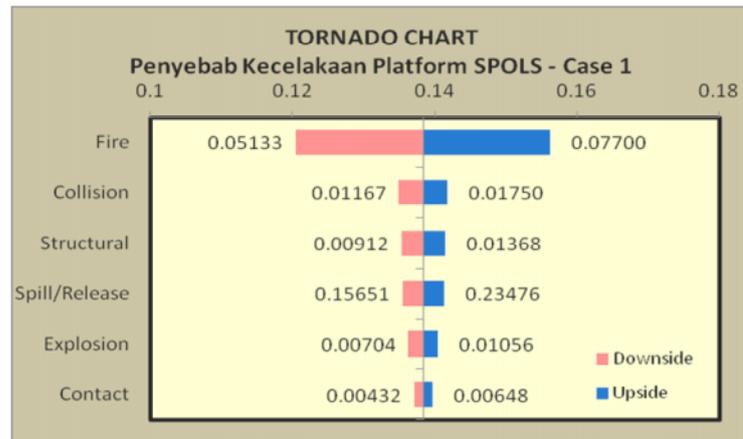
Sensitifitas dari masing-masing input parameter terhadap hasil akhir *output* yaitu angka frekuensi kecelakaan untuk *platform SPOLS* dianalisa dengan menggunakan *Tornado Chart* dan *Spider Chart* pada aplikasi *Crystall Ball* untuk masing-masing asumsi kasus, dengan perubahan -20% dan 20% dari nilai *mean output*, seperti dijelaskan berturut-turut pada Gambar 4.41 hingga 4.48 dibawah ini.



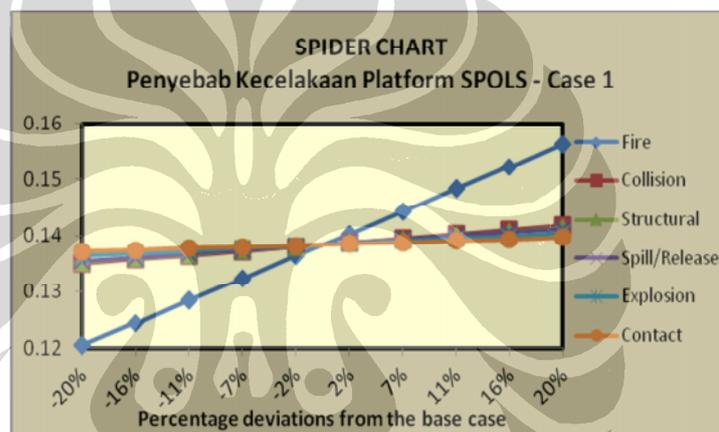
Gambar 4.41 *Tornado Chart*, penyebab kecelakaan *platform SPOLS* (*original*)



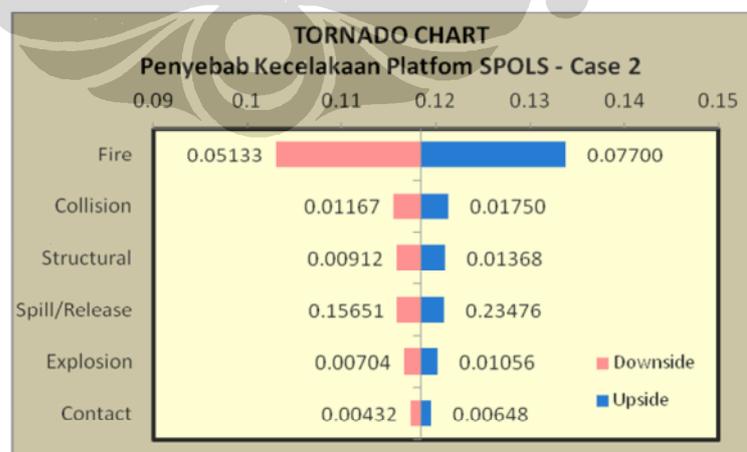
Gambar 4.42 *Spider Chart*, penyebab kecelakaan *platform SPOLS* (*original*)



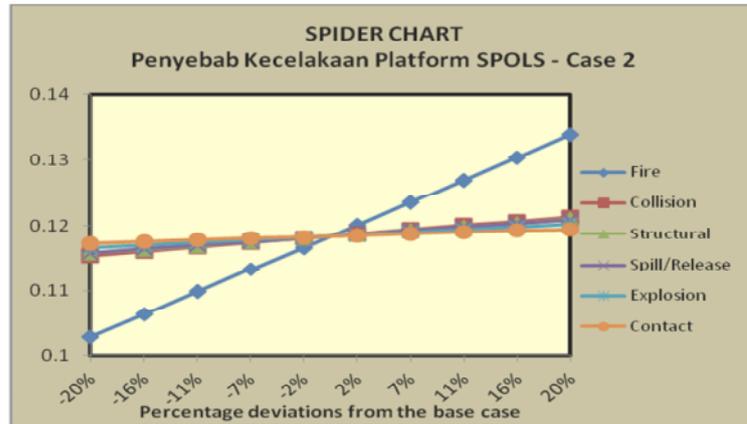
Gambar 4.43 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-1)



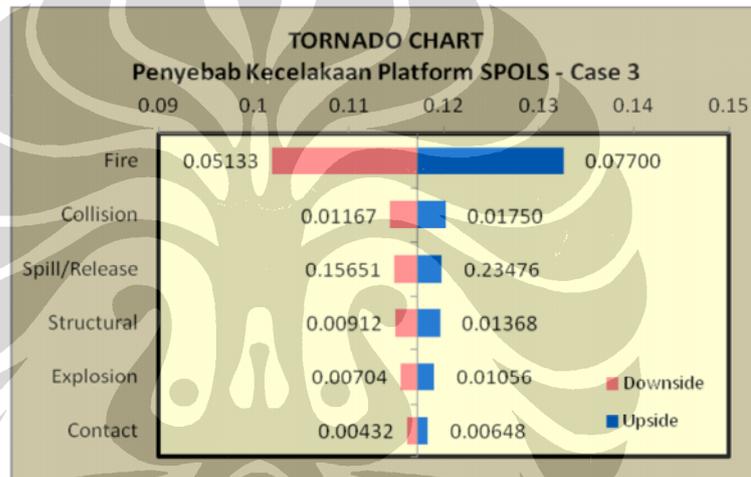
Gambar 4.44 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-1)



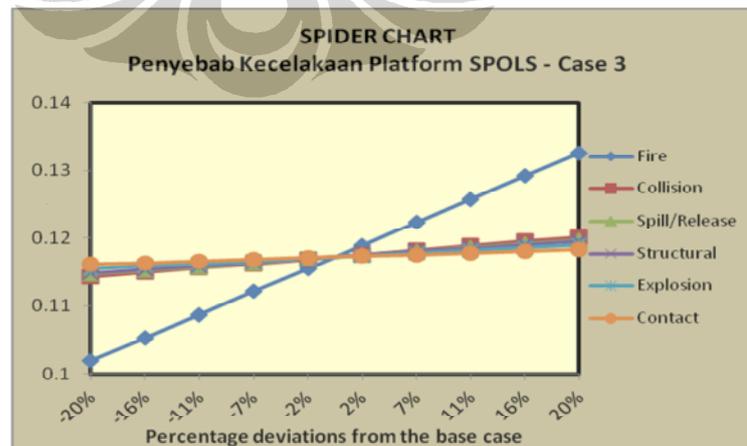
Gambar 4.45 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-2)



Gambar 4.46 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-2)



Gambar 4.47 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-3)



Gambar 4.48 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform SPOLS (case-3)

Dari *Tornado* dan *Spider Chart* diatas untuk penyebab terjadinya runtuhnya sebagian atau seluruhnya dari *platform* SPOLS dari beberapa asumsi kasus pada thesis ini, “*fire*” sebagai penyebab “*inherent*” pada kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi masih menjadi penyebab utama dan paling sensitif terhadap angka frekuensi total dari *platform* SPOLS, 3 penyebab lainnya relatif sama frekuensi dan sensitifitasnya, yaitu :

1. *Collision*, kecelakaan *platform* akibat tabrakan obyek berlayar yang tidak berhubungan dengan aktifitas produksi.
2. *Structural*, kecelakaan *platform* yang umumnya diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* dengan adanya perpanjangan umur pakai.
3. *Spill/release*, kecelakaan *platform* yang diakibatkan keluarnya hidrokarbon secara tidak sengaja dan tidak terkontrol yang akan berakibat fatal jika kejadiannya bersamaan dengan *fire* atau *explosion*.

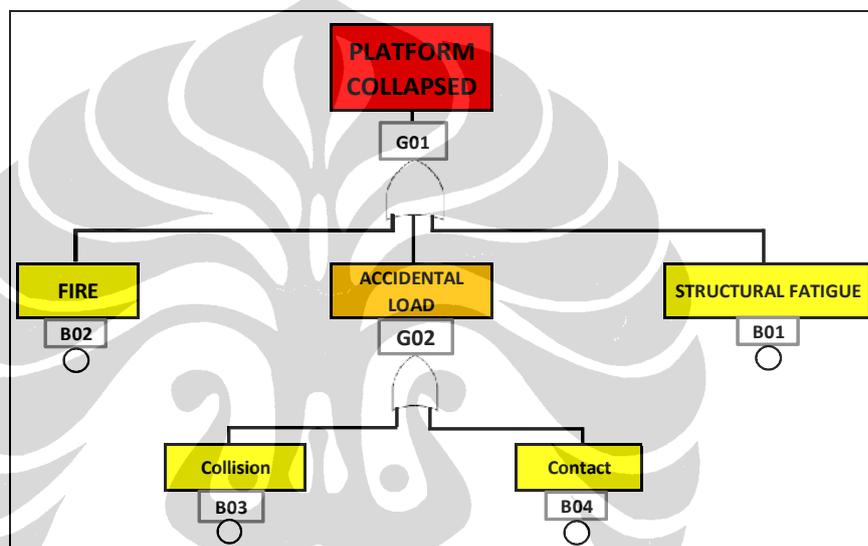
Berdasarkan data laporan DNV, sepanjang tahun 1980 – 2005, untuk *platform riser* tidak ada kecelakaan yang tercatat yang diakibatkan oleh kegagalan struktural atau *fatigue*, dalam thesis ini dicoba angka kecelakaan akibat kegagalan struktural diambil dari data untuk *platform* produksi, dengan memperhitungkan peningkatan probabilitas kegagalan akibat kelelahan (*fatigue*) akibat perpanjangan umur pakai sesuai DNV RP C203, didapat bahwa kecelakaan *platform riser* yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* untuk beberapa asumsi kasus, baik *pesimistic*, *most likely*, dan *optimistic* dalam thesis ini, relatif tidak sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan untuk *platform riser*, bahkan relatif sama dengan penyebab lainnya yaitu *spill/release* dan *collision*. Hal ini menunjukkan *platform riser* umumnya didesain mempunyai *design fatigue life* yang jauh lebih lama dibandingkan desain umur pakainya.

Kecelakaan akibat tabrakan obyek berlayar yang tidak berhubungan dengan aktifitas produksi atau diistilahkan *collision*, untuk *platform riser* (SPOLS, dalam thesis ini) terlihat cukup serius menjadi salah satu penyebab utama runtuhnya sebagian atau seluruh bangunan *platform*. Kelelahan struktur dapat memicu terjadinya kegagalan *platform* lebih prematur, hal ini dikarenakan

secara umum kekuatan mekanis maksimum dari struktur akan menurun seperti dijelaskan pada Gambar 4.2.

4.2.4 Platform Living Quarter (Platform Q)

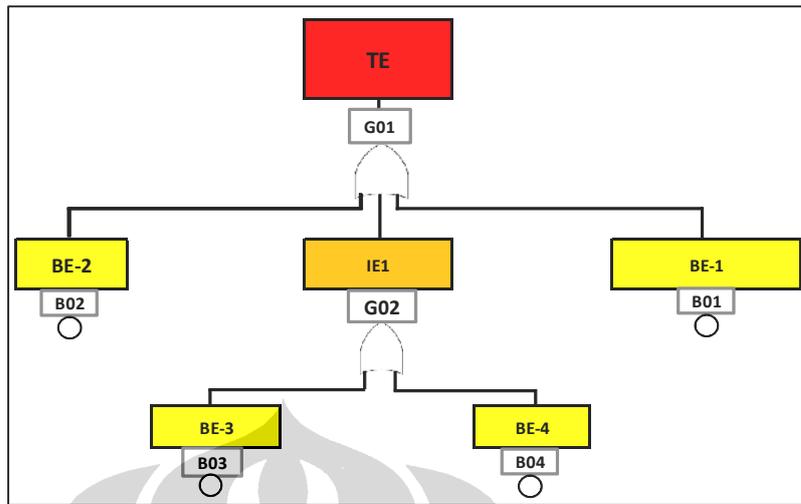
Jenis-jenis kecelakaan yang dapat menyebabkan runtuhnya sebagian atau seluruh platform yang berfungsi sebagai *platform living quarter* adalah seperti dijelaskan pada Gambar 4.49 dibawah ini, dimana FTA digunakan sebagai alat bantu dengan TE yang telah diketahui yaitu *platform collapsed*.



Gambar 4.49 *Fault Tree Analysis* untuk *platform living quarter*

Untuk memudahkan dalam melakukan perhitungan, masing-masing kejadian dalam *fault tree* pada Gambar 4.49 diatas diganti dengan symbol seperti dijelaskan pada Gambar 4.50 dibawah ini. Untuk menghitung seberapa besar frekuensi kecelakaan yang dapat mengakibatkan TE terjadi, digunakan metode MCS. Untuk *fault tree platform living quarter* diatas, MCSnya adalah **BE-1, BE-2, BE-3, dan BE-4**.

Ketidakpastian sebaran data-data frekuensi pada Tabel 4.22 diolah menggunakan *Crystall Ball* dengan asumsi distribusi normal untuk data angka rata-rata frekuensi kecelakaan per unit (sebagai input parameternya).



Gambar 4.50 Fault Tree Analysis untuk platform living quarter, dengan simbol.

Tabel 4.22 Perhitungan frekuensi kecelakaan platform living quarter

LQ PLATFORM										
TYPE OF EVENT		Accident Frequency, average per unit		EVENT No.	PROBABILITY INCREMENTAL FACTOR			CALCULATED FREQUENCY		
					Case 1 (DFF=1.0)	Case 2 (DFF=2.0)	Case 3 (DFF=4.0)	Case 1 (DFF=1.0)	Case 2 (DFF=2.0)	Case 3 (DFF=4.0)
		Average	Std. Dev.		20 yrs of Design Fatigue Life	40 yrs of Design Fatigue Life	80 yrs of Design Fatigue Life	20 yrs of Design Fatigue Life	40 yrs of Design Fatigue Life	80 yrs of Design Fatigue Life
FIRE	Fire	0.02600	0.03786	BE-2	0.16667	0.00000	0.00000	0.03033	0.02600	0.02600
STRUCTURAL FATIGUE	Structural	0.00520	0.00119	BE-1	0.34000	0.13000	0.03000	0.00697	0.00588	0.00536
ACCIDENTAL LOADS	Collision	0.00520	0.01785	BE-3	0.16667	0.00000	0.00000	0.00607	0.00520	0.00520
	Contact	0.02100	0.03434	BE-4				0.02450	0.02100	0.02100

Hasil pendistribusian normal untuk angka frekuensi kecelakaan rata-rata adalah seperti pada Gambar 4.51 dibawah ini, untuk setiap input parameter, batas minimumnya adalah 0 karena angka kecelakaan tidak mungkin bernilai negatif.



Gambar 4.51 Distribusi normal frekuensi kecelakaan rata-rata masing-masing parameter untuk *platform living quarter* (menggunakan *Crystall Ball*)

Pemodelan sederhana untuk mencari jumlah total frekuensi kecelakaan *platform living quarter* sesuai Tabel 4.22 adalah seperti diuraikan pada Tabel 4.23 dibawah ini dimana dengan menggunakan *Crystall Ball*, sebagai output parameter adalah jumlah dari metode MCS untuk masing-masing asumsi (*original, case-1, case-2, dan case-3*).

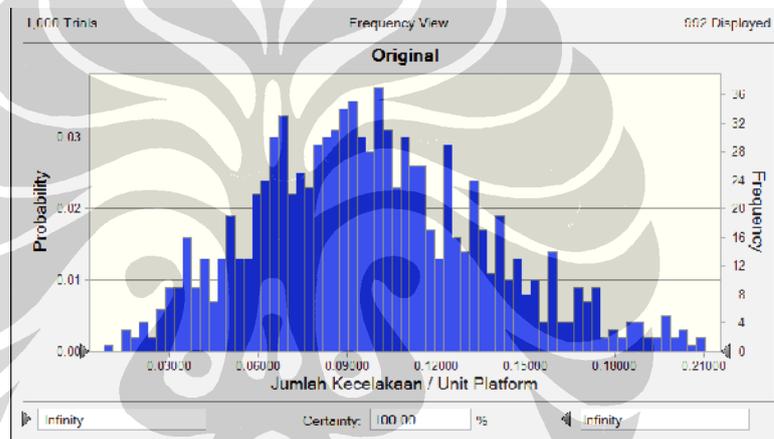
Tabel 4.23 Pemodelan *output parameter* untuk *platform living quarter*

Minimal Cut Sets	Frequency :			
	Original	Case 1	Case 2	Case 3
BE-1	0.00520	0.00697	0.00588	0.00536
BE-2	0.02600	0.03033	0.02600	0.02600
BE-3	0.00520	0.00607	0.00520	0.00520
BE-4	0.02100	0.02450	0.02100	0.02100
TOTAL	0.05740	0.06787	0.05808	0.05756

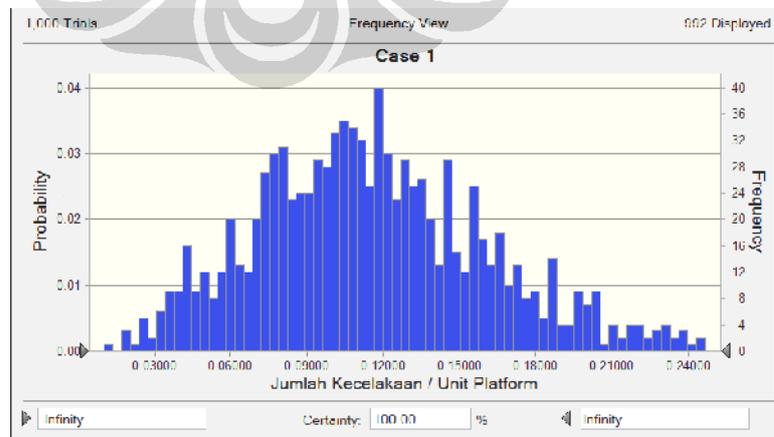
Simulasi menggunakan *Crystall Ball* dengan 1000 kali percobaan dijalankan dan hasilnya secara statistik seperti ditampilkan pada Tabel 4.24 dibawah ini. Sedangkan untuk grafik probabilitas akan ditampilkan berturut-turut pada Gambar 4.52, 4.53, 4.54, dan 4.55.

Tabel 4.24 Data statistik hasil simulasi *Crystall Ball* untuk *platform living quarter*

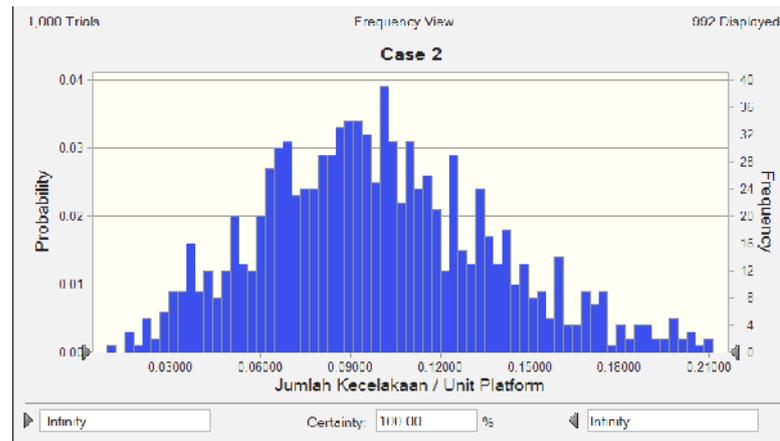
Statistic	Forecast Values			
	Original	Case-1	Case-2	Case-3
Trials	1,000	1,000	1,000	1,000
Mean	0.09904	0.11645	0.09972	0.09919
Median	0.09558	0.11231	0.09618	0.09572
Mode	'---	'---	'---	'---
Standard Deviation	0.03974	0.04638	0.03975	0.03974
Variance	0.00158	0.00215	0.00158	0.00158
Skewness	0.50050	0.49980	0.49990	0.50040
Kurtosis	3.16000	3.16000	3.16000	3.16000
Coeff. of Variability	0.40130	0.39830	0.39870	0.40060
Minimum	0.00842	0.01055	0.00896	0.00855
Maximum	0.22961	0.26840	0.23000	0.22970
Mean Std. Error	0.00126	0.00147	0.00126	0.00126



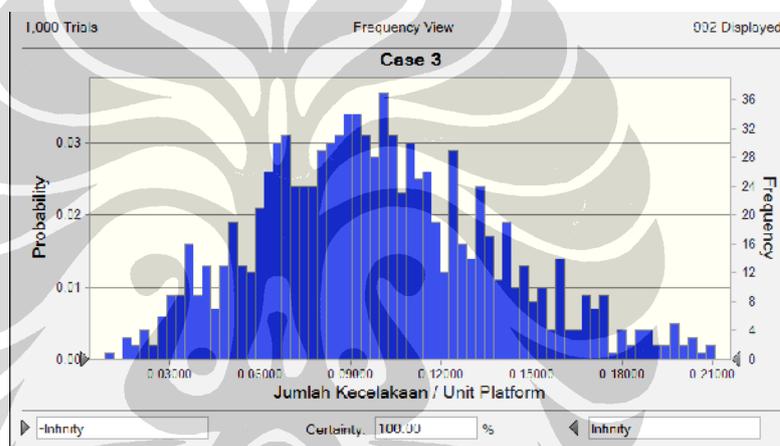
Gambar 4.52 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform living quarter, case-original*.



Gambar 4.53 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform living quarter, case-1*.



Gambar 4.54 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform living quarter, case-2*.



Gambar 4.55 Hasil simulasi *Crystall Ball* untuk probabilitas angka total frekuensi kecelakaan *platform living quarter, case-3*.

Untuk melihat batas bawah (*minimum*) dan *batas atas (maksimum)* dengan beberapa tingkat kepercayaan (*level of confidence*) yaitu 99%, 95%, dan 90%, dengan menggunakan persamaan 4.1 sebelumnya, ringkasan hasilnya adalah seperti dijelaskan dalam Tabel 4.25 dibawah ini.

Tabel 4.25 Batas bawah dan batas atas angka frekuensi kecelakaan untuk *platform living quarter* dengan beberapa tingkat kepercayaan

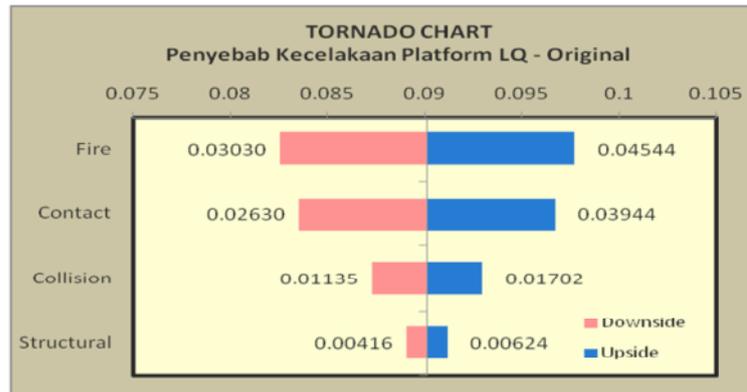
a. Original			b. Case 1		
Calculated	0.05740		Calculated	0.06787	
Mean	0.09904		Mean	0.11645	
Mean Std. Error	0.00126		Mean Std. Error	0.00147	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.09580	0.10228	99%	0.11266	0.12024
95%	0.09657	0.10151	95%	0.11357	0.11933
90%	0.09697	0.10111	90%	0.11403	0.11887
c. Case 2			d. Case 3		
Calculated	0.05808		Calculated	0.05756	
Mean	0.09972		Mean	0.09919	
Mean Std. Error	0.00126		Mean Std. Error	0.00126	
Level of Confidence	Lower	Upper	Level of Confidence	Lower	Upper
99%	0.09648	0.10296	99%	0.09595	0.10243
95%	0.09725	0.10219	95%	0.09672	0.10166
90%	0.09765	0.10179	90%	0.09712	0.10126

Dari hasil perhitungan baik manual maupun dengan menggunakan *Crystall Ball* dengan mempertimbangkan data-data statistik lainnya didapatkan kenaikan angka frekuensi kecelakaan dengan adanya pertimbangan peningkatan kemungkinan kegagalan akibat dari adanya kelelahan (*fatigue*) seperti dijelaskan pada Tabel 4.26 dibawah ini.

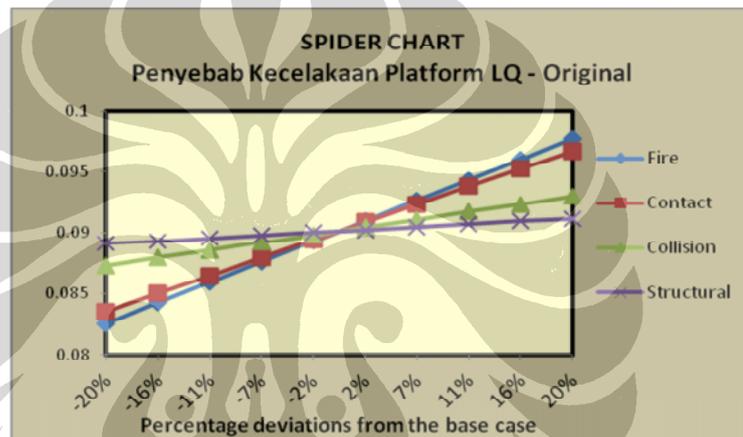
Tabel 4.26 Peningkatan frekuensi kecelakaan pada *platform living quarter* dengan mempertimbangkan kelelahan (*fatigue*)

Methods	Incremental of Accident Frequency		
	Case 1	Case 2	Case 3
Manual calculation	18.24%	1.18%	0.27%
Statistic result from CB	17.58%	0.69%	0.15%

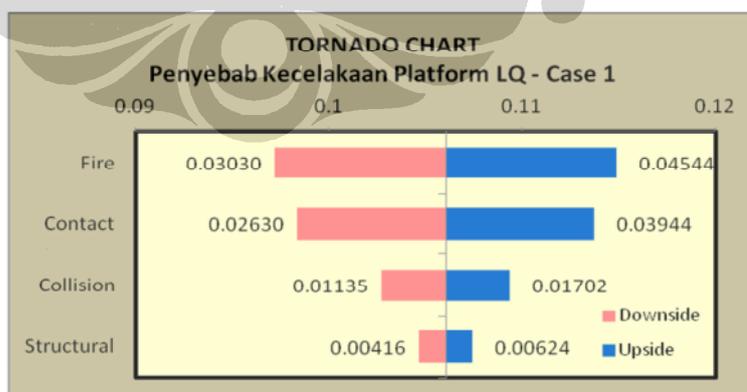
Sensitifitas dari masing-masing input parameter terhadap hasil akhir output yaitu angka frekuensi kecelakaan untuk *platform living quarter* dianalisa dengan menggunakan *Tornado Chart* dan *Spider Chart* pada aplikasi *Crystall Ball* untuk masing-masing asumsi kasus, dengan perubahan -20% dan 20% dari nilai *mean output*, seperti dijelaskan berturut-turut pada Gambar 4.56 hingga 4.63 dibawah ini.



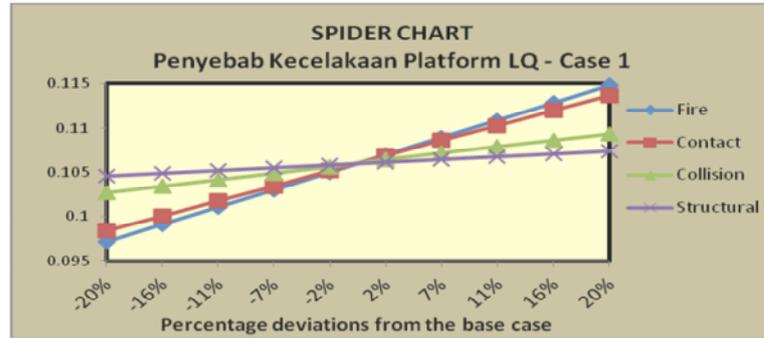
Gambar 4.56 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (original)



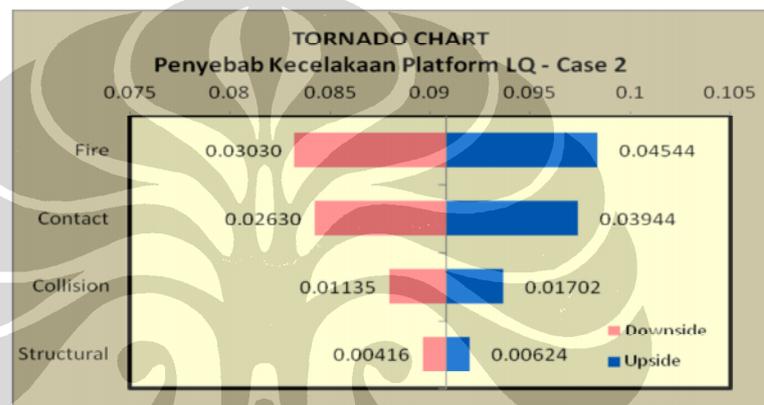
Gambar 4.57 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (original)



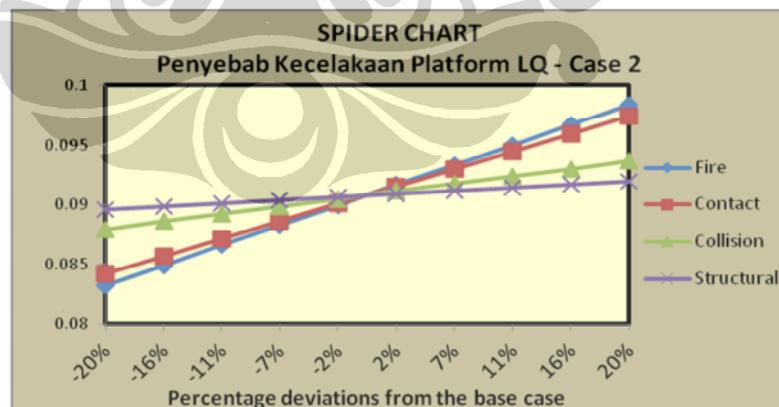
Gambar 4.58 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-1)



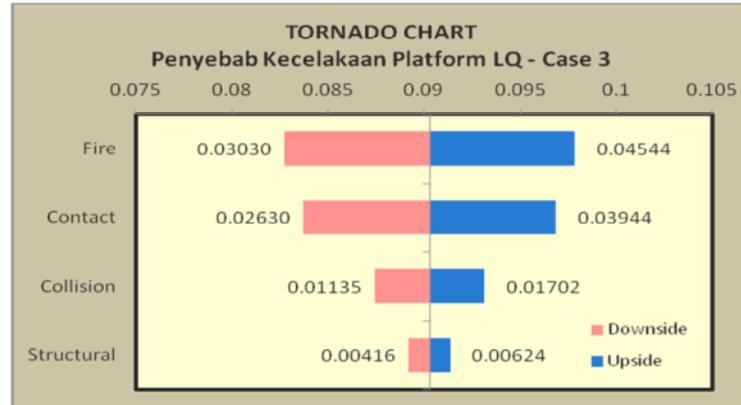
Gambar 4.59 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-1)



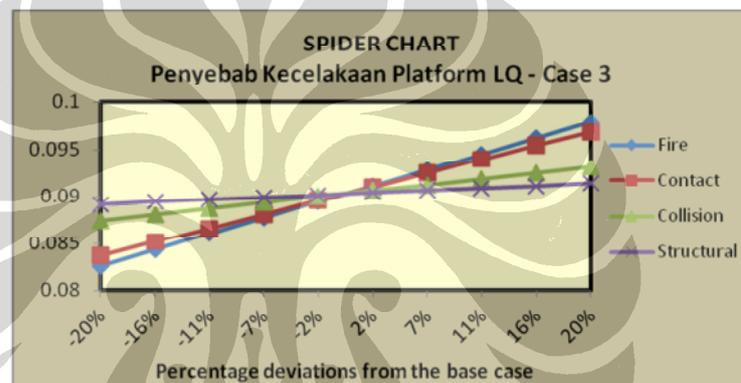
Gambar 4.60 Tornado Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-2)



Gambar 4.61 Spider Chart, penyebab kecelakaan platform living quarter (case-2)



Gambar 4.62 *Tornado Chart*, penyebab kecelakaan *platform living quarter* (case-3)



Gambar 4.63 *Spider Chart*, penyebab kecelakaan *platform living quarter* (case-3)

Dari *Tornado* dan *Spider Chart* diatas untuk penyebab terjadinya runtuhnya sebagian atau seluruhnya dari *platform living quarter*, sensitifitas tertinggi masih tetap dari penyebab “*inherent*” yaitu *fire*, meski aktifitas hidrokarbon tidak ada di *platform* ini namun potensi *hazard* dari sumber tegangan atau tenaga listrik memberikan potensi resiko yang sama. Sesuai DNV Report RR566, *contact* dan *collision* menjadi penyebab utama lainnya selain *fire* sebagai penyebab kecelakaan di *platform living quarter*, hal ini juga terlihat pada *Tornado* dan *Spider Chart* untuk setiap asumsi kasus diatas. Hal ini bisa dipahami karena aktifitas lepas sandar kapal di *platform* ini sangatlah tinggi jika dibanding *platform* lainnya.

1. *Contact*, kecelakaan akibat tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi.

2. *Collision*, kecelakaan akibat tabrakan obyek berlayar yang tidak berhubungan dengan aktifitas produksi, dan

Berdasarkan data laporan DNV, sepanjang tahun 1980 – 2005 dan dengan memperhitungkan peningkatan probabilitas kegagalan akibat kelelahan (*fatigue*) akibat perpanjangan umur pakai sesuai DNV RP C203, didapat bahwa kecelakaan *platform living quarter* yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* untuk beberapa asumsi kasus, baik *pesimistic*, *most likely*, dan *optimistic* dalam thesis ini, relatif tidak sensitif terhadap perubahan angka frekuensi total kecelakaan dan bukan sebagai penyebab utama kecelakaan untuk *platform living quarter*. Hal ini menunjukkan *platform living quarter* umumnya didesain mempunyai *design fatigue life* yang jauh lebih lama dibandingkan desain umur pakainya hal ini untuk mengantisipasi perpanjangan umur pakai jika ditemukan cadangan baru atau dibangunnya *platform* baru yang pada operasionalnya memerlukan *platform living quarter*.

4.3 Evaluasi Resiko

Dari beberapa perhitungan angka frekuensi yang telah dilakukan diatas untuk seluruh platform, ringkasan hasilnya dapat dilihat pada Tabel 4.27 dibawah ini. Kategori untuk masing-masing platform dapat ditentukan berdasarkan pedoman pada Tabel 4.6 sebelumnya.

Tabel 4.27 Ringkasan angka frekuensi kecelakaan untuk semua platform beserta kategorinya

Platform Name	Type Platform	Accident Frequency (No/Yr)				Category				Symbol (note ¹)	Score (note ¹)	Symbol Case 1	Score Case 1
		Ori	C-1	C-2	C--3	Ori	C-1	C-2	C--3				
A	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2
B	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2
C	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2
P	Production Platform	2.15	2.51	2.15	2.15	High	High	High	High	L1	1	L1	1
Q	LQ Platform	0.10	0.12	0.10	0.10	Medium	Medium	Medium	Medium	L2	2	L2	2
D	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2
E	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2
S	SPOLS Platform	0.12	0.16	0.14	0.13	Medium	Medium	Medium	Medium	L2	2	L2	2
N	Wellhead Platform	0.08	0.10	0.09	0.08	Low	Medium	Low	Low	L3	3	L2	2

Note 1 : all assumed cases excluding Case 1 are have same category level

Berdasarkan hasil pengkategorian untuk tiap-tiap kriteria paparan atau *exposure* dari *platform* dan hasil kategori frekuensi kecelakaan pada Tabel 4.27 diatas, maka tingkat resiko atau *risk level* masing-masing *platform* untuk asumsi kasus “*Original*”, “*Case-2*”, dan “*Case-3*” dapat ditentukan berdasarkan *risk matrix* yang telah ditentukan sebelumnya (Gambar 4.1), hasilnya dapat dilihat pada Tabel 4.28 dan Gambar 4.64 dibawah ini.

Tabel 4.28 Ringkasan *risk level* untuk semua *platform*

PLATFORM NAME	FUNCTION	PLATFORM EXPOSURES (E)					FREQUENCY (F)	TOTAL (E x F)	RISK LEVEL
		Life Safety	Environment	Criticality Function	Economical Asset Value	Average			
A	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
B	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
C	Well Head	3	1	2	2	2	3	6	RL3
P	Production	2	2	1	3	2	1	2	RL1
Q	Living Quarter	2	3	3	1	2.25	2	4.5	RL2
D	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
E	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
S	SPOLS	3	1	1	3	2	2	4	RL2
N	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3

Dari ringkasan diatas, maka platform-platform yang ada di Y PSC mempunyai beberapa tingkatan resiko atau *risk level* sebagai berikut, seperti juga dijelaskan pada Gambar 4.64 dibawah ini.

- *Risk Level 1* : Platform P (*platform produksi*)
- *Risk Level 2* : Platform Q (*platform living quarter*) dan Platform S (*platform SPOLS*)
- *Risk Level 3* : Platform A, B, C, D, E, N (*platform wellhead*)

RISK LEVEL RESULT		
	P	
	Q, S	
	A, B, C, D, E, N	

Gambar 4.64 *Risk level* untuk semua *platform* pada *risk matrix*

Hasil diatas adalah untuk asumsi *platform* belum mengalami perpanjangan umur pakai (*Original*) dan asumsi *platform* mengalami perpanjangan umur pakai namun *design fatigue life platform* tersebut masih lebih lama dari perpanjangan umur pakainya (*Case-2, most likely* dan *Case-3, optimistic*), dimana kelelahan (*fatigue*) struktur *platform* tidak memberikan pengaruh terhadap peningkatan probabilitas kegagalan untuk suatu *platform*.

Sedangkan dibawah ini adalah untuk asumsi kasus, *Case-1, pesimistic*, dimana *platform* mengalami perpanjangan umur pakai namun disisi lain *design fatigue life* dari *platform* tersebut juga telah habis, hal ini menyebabkan kenaikan potensi frekuensi kecelakaan seperti dijelaskan pada Tabel 4.29 dibawah ini :

Tabel 4.29 Ringkasan kenaikan frekuensi kecelakaan untuk *Case-1*

Nama Platform	Jenis Platform	Kenaikan Frekuensi Kecelakaan (%)
P	Produksi	16.77%
Q	Living Quarter	17.58%
S	SPOLS	27.67%
A, B, C, D, E, N	Wellhead	20.59%

Berdasarkan kategori pada kriteria frekuensi, maka kenaikan frekuensi diatas menyebabkan *platform-platform wellhead* mengakibatkan perubahan kategori dari “*low*” menjadi “*medium*”, sehingga ringkasan untuk semua *platform* adalah seperti dijelaskan pada Tabel 4.30 dibawah ini :

Tabel 4.30 Ringkasan *risk level* semua *platform* untuk *Case-1*

PLATFORM NAME	FUNCTION	PLATFORM EXPOSURES (E)					FREQUENCY (F)	TOTAL (E x F)	RISK LEVEL
		Life Safety	Environment	Criticality Function	Economical Asset Value	Average			
A	Well Head	2	2	2	1	1.75	2	3,5	RL2
B	Well Head	2	2	2	1	1.75	2	3,5	RL2
C	Well Head	3	1	2	2	2	2	4	RL2
P	Production	2	2	1	3	2	1	2	RL1
Q	Living Quarter	2	3	3	1	2.25	2	4,5	RL2
D	Well Head	2	2	2	1	1.75	2	3,5	RL2
E	Well Head	2	2	2	1	1.75	2	3,5	RL2
S	SPOLS	3	1	1	3	2	2	4	RL2
N	Well Head	2	2	2	1	1.75	2	3,5	RL2

Dari ringkasan Case-1 diatas, maka platform-platform yang ada di Y PSC, khususnya platform wellhead mengalami kenaikan tingkatan resiko atau risk level seperti dijelaskan pada Gambar 4.65 dibawah ini, peningkatan ini perlu mendapatkan perhatian yang serius agar resiko-resiko yang ditimbulkan dapat disiapkan mitigasinya.

- *Risk Level 1* : Platform P (platform produksi)
- *Risk Level 2* : Platform Q (platform living quarter),
Platform S (platform SPOLS), dan
Platform A, B, C, D, E, N (platform wellhead).

RISK LEVEL RESULT		
P		
	A, B, C, Q, D, E, S, N	

Gambar 4.65 Risk level, Case-1, untuk semua platform pada risk matrix

4.4 Perlakuan Resiko (*Risk Treatment*)

Perlakuan resiko melibatkan satu atau lebih opsi yang dipilih untuk merubah tingkatan resiko dari suatu tingkat yang berada diluar kriteria suatu perusahaan menjadi tingkat yang dapat diterima atau setidaknya dapat di"manage" dengan baik. Melihat kembali bahasan pada Bab 2, menurut ISO 31000, opsi perlakuan resiko dapat berupa :

- Menghindari resiko dengan memilih tidak memulai atau melanjutkan aktifitas yang menimbulkan resiko.
- Mencari peluang dengan memilih untuk memulai atau melanjutkan suatu aktifitas yang menimbulkan atau meningkatkan resiko.
- Menghilangkan sumber resiko

- Merubah sifat dan pengaruh dari keseringan.
- Merubah konsekuensi atau akibat.
- Membagi resiko dengan pihak lain
- Mempertahankan resiko sebagai pilihan

4.4.1 Perbaikan *Platform* atau Pembangunan Fasilitas Pengganti

Jika terjadi suatu kecelakaan yang mengakibatkan rusaknya sebagian bangunan *platform* atau runtuhnya seluruh *platform*, maka hal pertama yang akan dipertimbangkan dalam menentukan mitigasinya adalah keekonomisan dari fasilitas itu sendiri. Keekonomisan ini akan menentukan apakah hanya memperbaikinya atau membangun fasilitas baru yang dapat menggantikan fungsi *platform* tersebut saat ini.

Keekonomisan mitigasi suatu *platform* adalah seberapa besar biaya kapital yang harus dikeluarkan agar fungsi dari *platform* tersebut dapat tergantikan dibandingkan dengan keuntungan yang akan didapatkan dikemudian hari. Dalam thesis ini perhitungan keekonomisan menggunakan metode perhitungan yang ada di Y. PSC dengan kriteria-kriteria menyesuaikan dengan yang ada di Y. PSC yaitu IRR minimum adalah 20%. Rangkuman perhitungan untuk seluruh *platform* seperti dijelaskan pada Tabel 4.31 dibawah ini, perhitungan perkiraan biaya pembangunan struktur dan fasilitas dijelaskan pada Lampiran 3, sedangkan asumsi lainnya adalah seperti dijelaskan berikut ini :

- | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|-----------|
| ▪ Harga minyak mentah | : 90 | US\$/bbls |
| ▪ <i>Opex (operating expenditure)</i> | : 25 | US\$/bbls |
| ▪ <i>WACC (Weighted Average Cost of Capital)</i> | : 12.5% | p.a |
| ▪ <i>Project Life Time</i> | : 10 | tahun |
| ▪ Data produksi berdasarkan rata-rata perhari untuk bulan January 2012, angka produksi diasumsikan tetap atau dapat dipertahankan sepanjang umur hidup proyek. | | |

Tabel 4.31 Batas biaya maksimum untuk biaya kapital perbaikan atau pembangunan *platform* yang masih ekonomis.

Platform	Max Capex (USD)	NPV @12.5%	IRR	Remarks (est. cost for new platform)
A	5,502,000	1,239,848	20.00%	59,571,012
B	4,025,000	906,904	20.00%	68,765,087
C	8,285,000	1,867,049	20.00%	41,765,087
D	6,875,000	1,547,600	20.00%	32,571,012
E	5,652,000	1,273,569	20.00%	50,765,087
N	4,540,000	1,022,267	20.00%	40,130,393
P				76,308,836
Q	147,100,000	33,110,141	20.00%	17,563,230
S				5,556,400

4.4.2 Perlakuan Resiko Untuk *Platform* Produksi (*Platform P*)

Pada thesis ini, *Platform P* yang ada di Y PSC berada pada *risk level* (tingkatan resiko) yang masuk dalam kategori tinggi, adanya perpanjangan umur pakai untuk *platform* tersebut meningkatkan kemungkinan terjadinya kecelakaan hingga 16.77% dengan asumsi *design fatigue life Platform P* hanya 20 tahun. Peningkatan ini tetap membuat *Platform P* berada pada *risk level* yang tetap tinggi, hal ini disebabkan tingginya data frekuensi kecelakaan berdasarkan DNV Report RR566 dan dalam thesis ini masuk dalam kategori tinggi.

Perlakuan resiko yang dapat diterapkan untuk *Platform P* adalah dengan mengurangi konsekuensi atau akibat dari paparan fungsi kritikalnya, meski secara keseluruhan belum juga dapat menurunkan *risk level*nya, hal ini dapat dilakukan dengan menyiapkan skenario mitigasi agar ada fasilitas lain yang telah ada saat ini untuk dapat sewaktu-waktu mengambil-alih fungsi dari *Platform P*, sehingga jika *top event* atau *collapse* terjadi di *Platform P*, maka tidak akan terjadi penghentian proses produksi baik sebagian maupun keseluruhan. Hal ini dapat dilakukan dengan beberapa pilihan opsi :

- a) Memindahkan proses produksi ke *production plant* lainnya yang telah ada di daratan K atau M (lihat Gambar 1.1).
- b) Memindahkan proses produksi ke beberapa *Platform Welhead* dengan memanfaatkan ruang yang masih tersedia di *cellar deck* masing-masing platform (lihat Lampiran 5) untuk ditambahi peralatan produksi, dengan

pemilihan peralatan produksi yang tepat guna seperti *hydrocyclone* akan dapat membantu meminimalkan kandungan air dari produk *crude oil*.

- c) Untuk pilihan opsi a dan b, perlu membuat fasilitas *bypass* agar produk *crude oil* bisa langsung dialirkan ke FSO tanpa masuk ke *Platform P* terlebih dahulu.
- d) Memindahkan proses produksi ke FSO (*Floating Storage Offshore*), namun perlu biaya kapital yang sangat besar, tanker akan berubah dari FPO menjadi FPSO (*Floating Production Storage Offshore*).

Sedangkan untuk konsekuensi akibat paparan lainnya, yaitu *life safety* dan *environment*, tidak ada opsi perlakuan resiko yang bisa diambil untuk menurunkan *risk level Platform P*, dalam hal ini *platform* tersebut akan ‘deal’ dengan resiko-resiko yang ada untuk paparan tersebut. Untuk meminimalkan konsekuensi yang terjadi tumpahan minyak, mitigasi dapat disiapkan seperti membuat system peringatan dini untuk tumpahan minyak, memastikan peralatan penanggulangan tumpahan minyak siap dioperasikan sewaktu-waktu, hal ini juga erat kaitannya dengan mempersiapkan tenaga yang terampil dan sigap dalam mengoperasikannya, dan yang paling penting mengingat *Platform P* ini telah diperpanjang umur pakainya adalah konsistensi dalam melakukan perawatan pencegahan (*preventive maintenance*) terhadap semua peralatan yang ada diatas *platform* tersebut, jika diperlukan, peremajaan peralatan perlu dipertimbangkan dengan memperhatikan biaya pemeliharaan dibanding dengan penggantian unit baru. Sedangkan untuk paparan *life safety*, mitigasi yang perlu disiapkan adalah dengan membekali semua personel yang bekerja di *platform* tersebut dengan ketrampilan seperti “*sea survival*”, “*fire fighting*”, dan sebagainya. Peralatan penyelamatan seperti “*lifeboat*” juga perlu dipastikan tersedia, kapasitas mencukupi, dan dapat berfungsi dengan baik, program inspeksi dan pemeliharaan yang baik terhadap semua peralatan tersebut akan membantu mitigasi ini dapat berjalan dengan baik saat kecelakaan terjadi di *platform*.

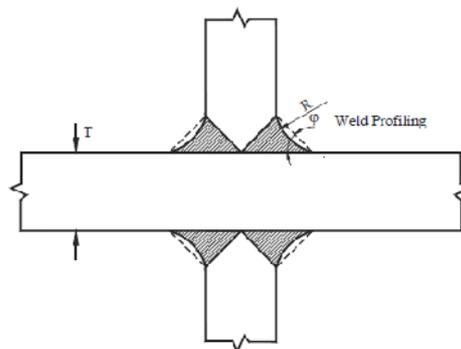
Membagi resiko dengan pihak lain seperti mengasuransikan *platform* pada suatu lembaga asuransi adalah salah satu opsi terbaik perlakuan resiko untuk mengurangi konsekuensi akibat paparan keekonomisan nilai asset, dengan nilai pertanggungans asuransi saat ini sebesar US\$ 34,680,000.00 (Tabel 4.5), dapat

digunakan sebagai biaya kapital jika terjadi kecelakaan dan membutuhkan perbaikan *platform* atau pembangunan fasilitas baru untuk menggantikan fungsi *Platform P*, nilai kapital sebesar itu masih memberikan nilai keekonomisan *Platform P*. Sedangkan jika diperlukan biaya kapital yang lebih besar dari nilai pertanggungansian asuransi, berdasarkan perhitungan pada Tabel 4.31, biaya sebesar US\$ 147.1 juta masih memberikan keekonomisan yang cukup baik untuk *Platform P*, bahkan jika dianggap satu kesatuan dengan *Platform Q* dan *S*.

4.4.2.1 Perbaikan *Fatigue Life*

Untuk memastikan kondisi fisik struktur *Platform P* sehingga peningkatan frekuensi kecelakaan akibat peningkatan kemungkinan kegagalan akibat kelelahan struktur *platform* sebagai konsekuensi diperpanjangnya umur pakai *platform* tersebut dapat dilakukan beberapa usaha seperti dijelaskan pada DNV RP C203. Kelelahan umumnya diawali adanya *crack* pada *joint* lasan di struktur *platform*, perbaikan umur kelelahan (*fatigue life*) dapat dilakukan saat proses fabrikasi, yaitu seperti dijelaskan pada Gambar 4.66, 4.67 serta Tabel 4.32 dibawah ini. Hal yang sama dapat pula dilakukan saat *platform* telah beroperasi, temuan-temuan baru “*crack*” di *joint* lasan *member* pada struktur *platform* saat dilakukan inspeksi rutin ataupun saat dilakukan *re-engineering analysis* saat *platform* akan diperpanjang umurnya dapat juga diperbaiki dengan mengacu kepada rekomendasi ini.

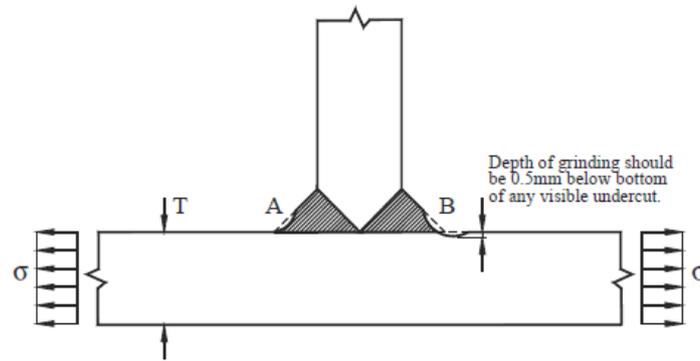
a. *Weld profiling by machining dan grinding*



Gambar 4.66 *Weld profiling of cruciform joint*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

b. *Weld toe grinding*



Gambar 4.67 *Grinding of welds*

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

c. *TIG dressing dan Hammer peening*

Tabel 4.32 Perbaikan *fatigue life* dengan metode-metode berbeda

Table 7-1 Improvement on fatigue life by different methods ⁴⁾		
Improvement method	Minimum specified yield strength	Increase in fatigue life (factor on life) ¹⁾
Grinding	Less than 350 MPa	0.01 f_y
	Higher than 350 MPa	3.5
TIG dressing	Less than 350 MPa	0.01 f_y
	Higher than 350 MPa	3.5
Hammer peening ³⁾	Less than 350 MPa	0.01 f_y
	Higher than 350 MPa	4.0

1) The maximum S-N class that can be claimed by weld improvement is C1 or C depending on NDE and quality assurance for execution see Table A-5 in Appendix A.

2) f_y = characteristic yield strength for the actual material.

3) The improvement effect is dependent on tool used and workmanship. Therefore, if the fabricator is without experience with respect to hammer peening, it is recommended to perform fatigue testing of relevant detail (with and without hammer peening) before a factor on improvement is decided.

4) Improvement of welded connections provides S-N data that shows increased improvement in the high cycle region of the S-N curve as compared with that of low cycle region. Thus the slope factor m is increased by improvement. The factor on fatigue life after improvement in this table is based on a typical long term stress range distribution that corresponds to wave environment for a service life of 20 years or more. Thus the factor on improvement may be lower than this for low cycle fatigue. In the high cycle region an alternative way of calculating fatigue life after improvement is by analysis of fatigue damage by using S-N curves representing better the improved state. Such S-N curves can be found in Appendix D, Commentary.

Telah diolah kembali dari DNV-RP-C203

4.4.2.2 Perlakuan Resiko untuk 3 Penyebab Utama Kecelakaan *Platform P*

Hal-hal yang perlu mendapatkan perhatian khusus adalah usaha-usaha perlakuan resiko untuk mengurangi frekuensi kecelakaan pada *platform* produksi yang diakibatkan oleh kebakaran (*fire*), pesawat angkat (*crane*), dan jatuhnya suatu benda (*falling object*) sebagai 3 penyebab teratas yang teridentifikasi dalam

thesis ini, yang pada akhirnya diharapkan dapat menurunkan *risk level platform* tersebut.

- a. Kebakaran (*fire*), suatu *platform* produksi umumnya telah dilengkapi dengan berbagai sistem pengaman atau proteksi terhadap bahaya kebakaran, baik aktif maupun pasif, otomatis maupun manual. Dengan diperpanjangnya umur pakai *platform* tersebut, maka sistem proteksi kebakarannya pun perlu dipastikan tetap dapat berfungsi dengan baik, pemeliharaan dan peremajaan adalah opsi-opsi yang dapat dipilih menyesuaikan dengan keekonomisan *platform* tersebut. Menurut NFPA, 80% kegagalan suatu sistem proteksi kebakaran adalah disebabkan buruknya perawatan atau pemeliharaannya. Penilaian secara menyeluruh terhadap kondisi *existing* sistem proteksi kebakaran yang ada di *Platform P* dengan mengacu ke API RP2011, NFPA 17A, NFPA 25, NFPA 30, NFPA 750A, atau *standard/code* lainnya yang relevan perlu dilakukan untuk menentukan apakah perlu dilakukan perbaikan atautkah peremajaan untuk melindungi *platform* tersebut selama masa perpanjangan umur pakai.
- b. Pesawat angkat (*crane*) dan *falling object*, kecelakaan akibat kegiatan angkat-mengangkat (*lifting and handling*) disebabkan oleh dua faktor, pertama peralatan dan yang kedua adalah orang. Untuk menurunkan frekuensi kecelakaan akibat kegagalan peralatan angkat-mengangkat, pemeliharaan yang baik mutlak diperlukan, mengingat peralatan tersebut juga mengalami perpanjangan umur pakai seperti halnya *platformnya*, inspeksi rutin dengan melibatkan pihak yang kompeten dan berwenang, serta melakukan sertifikasi secara berkala. Sedangkan untuk faktor orang, pelatihan ketrampilan dan sertifikasi dari badan pemerintah yang berwenang adalah mutlak diperlukan untuk menjamin bahwa orang-orang yang melakukan kegiatan ini cukup trampil dan terlatih.

4.4.3 Perlakuan Resiko Untuk *Platform Wellhead (Platform A, B, C, D, E, N)*

Pada thesis ini, *Platform A, B, C, D, E, dan N* yang ada di Y PSC berada pada *risk level* (tingkatan resiko) yang masuk dalam kategori rendah (level 3), adanya perpanjangan umur pakai untuk *platform* tersebut meningkatkan

kemungkinan terjadinya kecelakaan hingga 20.59% dengan asumsi *design fatigue life Platform wellhead* tersebut hanya 20 tahun. Peningkatan ini membuat *Platform A, B, C, D, E, dan N* yang merupakan *platform wellhead* berada pada risk level yang lebih tinggi dari semula, yaitu level 2 (menengah).

Sedangkan untuk konsekuensi akibat paparan lainnya, yaitu *life safety* dan *environment*, kecuali *Platform C*, tidak ada opsi perlakuan resiko yang bisa diambil untuk menurunkan *risk level Platform A, B, D, E, dan N*, dalam hal ini *platform* tersebut akan ‘deal’ dengan resiko-resiko yang ada untuk paparan tersebut. Untuk meminimalkan konsekuensi yang terjadi tumpahan minyak, mitigasi yang dapat disiapkan adalah seperti mitigasi untuk *Platform P*, seperti telah dijelaskan sebelumnya pada sub paragraf 4.4.2. Sedangkan untuk *Platform C*, membuat *platform* menjadi “manned” atau berpenghuni adalah opsi terbaik untuk kecepatan respon dalam menanggulangi tumpahan minyak.

Seperti halnya *Platform P*, membagi resiko dengan pihak lain seperti mengasuransikan *platform-platform wellhead* pada suatu lembaga asuransi adalah salah satu opsi terbaik perlakuan resiko untuk mengurangi konsekuensi akibat paparan keekonomisan nilai asset, selain *Platform C*, *platform wellhead* lainnya konsekuensinya dikategorikan tinggi, nilai pertanggungan saat ini tidak cukup ekonomis untuk dapat digunakan sebagai biaya kapital jika terjadi kecelakaan dan membutuhkan perbaikan *platform* atau pembangunan fasilitas baru untuk menggantikan fungsi *platform-platform wellhead* tersebut, hal ini diakibatkan rendahnya produksi minyak dari *platform-platform* tersebut. Tabel 4.31 menjelaskan biaya kapital maksimum yang masih memberikan nilai ekonomis dengan tingkat produksi minyak masing-masing *platform-platform wellhead*. Opsi lain selain memperbaiki atau membangun *platform wellhead* seperti *subsea well* yang dalam operasinya tidak membutuhkan *platform* atau *directional well* dari *onshore* perlu dipertimbangkan.

4.4.3.1 Perbaikan *Fatigue Life*

Untuk memastikan kondisi fisik struktur *Platform A, B, C, D, E, dan N* sehingga peningkatan frekuensi kecelakaan akibat peningkatan kemungkinan kegagalan akibat kelelahan struktur *platform* sebagai konsekuensi

diperpanjangnya umur pakai *platform* tersebut dapat dilakukan beberapa usaha-usaha seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada sub paragraf 4.4.2.1 untuk *Platform P*.

4.4.3.2 Perlakuan Resiko untuk 3 Penyebab Utama

Kecelakaan *Platform A, B, C, D, E, dan N*

Hal-hal yang perlu mendapatkan perhatian khusus adalah usaha-usaha perlakuan resiko untuk mengurangi frekuensi kecelakaan pada *platform wellhead* yang diakibatkan oleh kebakaran (*fire*), tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi (*contact*), dan yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*structural fatigue*) sebagai 3 penyebab teratas yang teridentifikasi dalam tesis ini, yang pada akhirnya diharapkan dapat menurunkan *risk level platform* tersebut.

- a. Kebakaran (*fire*), usaha-usaha yang dapat dilakukan adalah seperti yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.2.2.a
- b. Tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi (*contact*), *Standard Operating Procedure (SOP)* yang komprehensif mengatur baik untuk peralatan maupun orang, yang berkaitan dengan semua proses atau aktifitas transportasi laut untuk mendukung kegiatan operasi, akan sangat membantu menurunkan frekuensi kecelakaan, jika SOP ini dijalankan dengan benar dan konsisten. Peralatan pengaman pasif untuk meredam *impact* kapal-kapal yang bersandar di *platform* seperti *solid rubber fender* atau *pneumatic rubber fender* dapat digunakan untuk meminimalkan efek gaya atau beban kapal ke struktur *platform*. Faktor yang tak kalah penting adalah memastikan semua personel yang terlibat dalam kegiatan ini benar-benar kompeten, terlatih, dan terampil.
- c. Kegagalan struktur akibat kelelahan (*structural fatigue*), usaha-usaha yang perlu dilakukan selain apa yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.2.1 adalah dengan melakukan re-engineering analysis secara berkala yang mencakup *Static In-Place Analysis, Seismic Analysis, Fatigue Analysis, Pile/Foundation Analysis, Push Over Analysis (ultimate plastic), dan Damage Analysis*, hal ini untuk memastikan bahwa struktur *platform*

masih layak menerima beban pada tingkat tertentu atau perlu menurunkan batas maksimumnya agar struktur tidak mengalami kelelahan (*fatigue*). Konsistensi dalam melakukan inspeksi struktur *platform* termasuk *underwater inspection* perlu dijaga, jika mengingat *platform-platform wellhead* tersebut telah mengalami perpanjangan umur pakai, sebaiknya periode inspeksi bias lebih diperpendek dari periode normalnya. Kelelahan (*fatigue*) juga dapat disebabkan oleh korosi pada struktur *platform*, oleh karenanya memastikan bahwa *platform* telah terlindungi dari korosi dengan *anoda* korban atau *impressed current cathodic protection (iccp)* adalah hal yang sangat penting disamping proteksi eksternal dengan pengecatan secara berkala.

4.4.4 Perlakuan Resiko Untuk *Platform Riser/SPOLS (Platform S)*

Pada thesis ini, *Platform S* yang ada di Y PSC berada pada *risk level* (tingkatan resiko) yang masuk dalam kategori menengah, adanya perpanjangan umur pakai untuk *platform* tersebut meningkatkan kemungkinan terjadinya kecelakaan hingga 27.67%, tertinggi dibanding *platform* jenis lainnya, dengan asumsi *design fatigue life platform* tersebut hanya 20 tahun, namun peningkatan ini ternyata tidak membuat *Platform S* yang merupakan *platform riser/SPOLS* berada pada *risk level* yang lebih tinggi dari semula.

Perlakuan resiko yang dapat diterapkan untuk *Platform S* adalah dengan mengurangi konsekuensi atau akibat dari paparan fungsi kriticalnya agar dapat menurunkan *risk level*nya, hal ini dapat dilakukan dengan menyiapkan skenario mitigasi agar ada fasilitas lain yang telah ada saat ini maupun fasilitas tambahan yang perlu dibangun untuk dapat sewaktu-waktu mengambil-alih fungsi dari *Platform S*, seperti pembangunan alternatif *Single Buoy Mooring (SBM)*, *tanks farm (onshore)* dan sebagainya, sehingga jika *top event* atau *collapse* terjadi di *Platform S*, maka tidak akan terjadi penghentian proses produksi baik sebagian maupun keseluruhan. Jika membuat *Platform S* menjadi “*manned*” atau berpenghuni adalah tidak praktis, maka untuk kecepatan respon dalam menanggulangi tumpahan minyak, kontrol yang ketat dengan pengawasan kontinu

dari atas FSO adalah opsi terbaik untuk menurunkan kategori konsekuensi untuk paparan *environment*.

Membagi resiko dengan pihak lain seperti mengasuransikan *platform* pada suatu lembaga asuransi adalah salah satu opsi terbaik perlakuan resiko untuk mengurangi konsekuensi akibat paparan keekonomisan nilai asset, dengan nilai pertanggungan asuransi saat ini sebesar US\$ 7,956,000.00 (Tabel 4.5), dapat digunakan sebagai biaya kapital jika terjadi kecelakaan dan membutuhkan perbaikan *platform* atau pembangunan fasilitas baru untuk menggantikan fungsi *Platform S*, nilai kapital sebesar itu masih memberikan nilai keekonomisan *Platform S*. Sedangkan jika diperlukan biaya kapital yang lebih besar dari nilai pertanggungan asuransi, berdasarkan perhitungan pada Tabel 4.31, biaya sebesar US\$ 147.1 juta masih memberikan keekonomisan yang cukup baik untuk *Platform S* sebagai satu kesatuan fasilitas dengan *Platform P* dan *Q*.

4.4.4.1 Perbaikan *Fatigue Life*

Untuk memastikan kondisi fisik struktur *Platform S* sehingga peningkatan frekuensi kecelakaan akibat peningkatan kemungkinan kegagalan akibat kelelahan struktur *platform* sebagai konsekuensi diperpanjangnya umur pakai *platform* tersebut dapat dilakukan beberapa usaha-usaha seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada sub paragraf 4.4.2.1 untuk *Platform P*.

4.4.4.2 Perlakuan Resiko untuk 3 Penyebab Utama Kecelakaan *Platform S*

Hal-hal yang perlu mendapatkan perhatian khusus adalah usaha-usaha perlakuan resiko untuk mengurangi frekuensi kecelakaan pada *platform riser/SPOLS* yang diakibatkan oleh kebakaran (*fire*), tabrakan obyek berlayar yang “tidak” berhubungan dengan aktifitas produksi (*collision*), dan yang diakibatkan kegagalan struktur akibat kelelahan (*structural fatigue*) sebagai 3 penyebab teratas yang teridentifikasi dalam thesis ini, yang pada akhirnya diharapkan dapat menurunkan *risk level platform* tersebut.

- a. Kebakaran (*fire*), *Platform S* yang berfungsi sebagai *riser/SPOLS* desainnya adalah tidak dilengkapi dengan sistem proteksi kebakaran seperti *fire water sprinkle*, *foam system* dan sebagainya, juga dengan

sensor-sensornya seperti *heat detector*, *UV detector*, dan *smoke detector*, filosofi operasi *platform* ini dianggap menjadi satu kesatuan dengan FSO (*Floating Storage Offshore*) yang tambat pada *platform* tersebut, sehingga proteksi kebakarannya pun mengandalkan fasilitas yang ada di atas FSO. Hal ini sangat berpotensi mengakibatkan keterlambatan respon jika terjadi kebakaran, ditambah lagi kondisi tidak adanya personel standby di *platform* tersebut. Usaha-usaha yang dapat dilakukan adalah dengan melengkapi *platform* tersebut dengan alat pendeteksi kebakaran, pemilihan jenis dan penempatannya perlu disesuaikan dengan operasional *platform* tersebut, sehingga respon dapat lebih ditingkatkan untuk menghindari akibat yang lebih buruk terjadi. *Fire water/foam monitor (nozzle)* yang disiapkan di atas *forecastle* FSO perlu dipelihara dengan baik, latihan penanggulangan kebakaran perlu secara periodik di lakukan, konsistensi dalam pemeliharaan sistem proteksi kebakaran di FSO perlu dijaga, jika diperlukan, pemeliharaan dilakukan mengingat *platform* dan FSO tersebut diperpanjang umur pakainya.

- b. Tabrakan obyek berlayar yang “tidak” berhubungan dengan aktifitas produksi (*collision*), penyebab ini sudah terbukti terjadi beberapa kali dan mengakibatkan kerusakan pada *Platform S*, faktor eksternal ini cukup sulit penanganannya karena sulitnya melakukan kontrol terhadap lalu lintas pelayaran yang semakin hari semakin ramai, hal yang telah dilakukan adalah bekerjasama dengan instansi pemerintah terkait seperti penempatan *navigation buoy* disekitar *platform* sebagai rambu-rambu untuk kapal-kapal yang berlayar diperairan itu, peta alur pelayaran pun telah direvisi untuk memberikan informasi formal kepada kapal-kapal yang akan berlayar di perairan sekitar *platform* tersebut. Usaha internal yang telah dilakukan adalah dengan memberikan proteksi mekanikal untuk *Platform S*, menyiapkan petugas *traffic watcher* yang bertugas 24 jam mengawasi kapal-kapal dan tongkang-tongkang yang berlayar disekitar *platform* dan memberikan peringatan dini, serta menyiapkan kapal tunda (*tug boat*) di FSO yang sewaktu-waktu dapat digunakan untuk membantu olah-gerak kapal/tongkang lain yang hanyut akibat kuatnya arus agar tidak menabrak

platform atau FSO. Konsistensi dan latihan perlu dijaga untuk memastikan usaha-usaha yang telah dilakukan tersebut dapat bermanfaat dengan baik.

- c. Kegagalan struktur akibat kelelahan (*structural fatigue*), usaha-usaha yang perlu dilakukan adalah seperti yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.2.1 dan 4.4.3.2.c.

4.4.5 Perlakuan Resiko Untuk *Platform Living Quarter (Platform Q)*

Pada thesis ini, *Platform Q* yang ada di Y PSC berada pada *risk level* (tingkatan resiko) yang masuk dalam kategori menengah, adanya perpanjangan umur pakai untuk *platform* tersebut meningkatkan kemungkinan terjadinya kecelakaan hingga 17.58%, dengan asumsi *design fatigue life platform* tersebut hanya 20 tahun, namun peningkatan ini ternyata tidak membuat *Platform Q* yang merupakan *platform living quarter* berada pada *risk level* yang lebih tinggi dari semula.

Seperti halnya *Platform P*, membagi resiko dengan pihak lain seperti mengasuransikan *platform living quarter* pada suatu lembaga asuransi adalah salah satu opsi terbaik perlakuan resiko untuk mengurangi konsekuensi akibat paparan keekonomisan nilai asset, *Platform Q* konsekuensinya dikategorikan tinggi, nilai pertanggungan saat ini tidak cukup ekonomis untuk dapat digunakan sebagai biaya kapital jika terjadi kecelakaan dan membutuhkan perbaikan *platform* atau pembangunan fasilitas baru untuk menggantikan fungsi *platform* tersebut, jika *Platform Q* dianggap berdiri sendiri, hal ini diakibatkan tidak ada produksi minyak dari *platform* tersebut. *Platform Q* jika dianggap sebagai fasilitas yang tidak terpisahkan dari *Platform P*, maka dapat dipastikan biaya kapital perbaikan atau pembangunan baru masih memberikan nilai keekonomisan.

4.4.5.1 Perbaikan *Fatigue Life*

Untuk memastikan kondisi fisik struktur *Platform Q* sehingga peningkatan frekuensi kecelakaan akibat peningkatan kemungkinan kegagalan akibat kelelahan struktur *platform* sebagai konsekuensi diperpanjangnya umur pakai *platform* tersebut dapat dilakukan beberapa usaha-usaha seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada sub paragraf 4.4.2.1 untuk *Platform P*.

4.4.5.2 Perlakuan Resiko untuk 3 Penyebab Utama Kecelakaan *Platform Q*

Hal-hal yang perlu mendapatkan perhatian khusus adalah usaha-usaha perlakuan resiko untuk mengurangi frekuensi kecelakaan pada *platform riser/SPOLS* yang diakibatkan oleh kebakaran (*fire*), tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi (*contact*), dan tabrakan obyek berlayar yang “tidak” berhubungan dengan aktifitas produksi (*collision*), sebagai 3 penyebab teratas yang teridentifikasi dalam thesis ini, yang pada akhirnya diharapkan dapat menurunkan *risk level platform* tersebut.

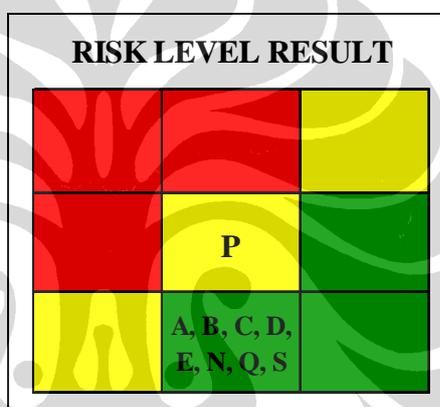
- a. Kebakaran (*fire*), usaha-usaha yang dapat dilakukan adalah seperti yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.2.2.a.
- b. Tabrakan obyek berlayar yang berhubungan dengan aktifitas produksi (*contact*), usaha-usaha yang dapat dilakukan adalah seperti yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.3.2.b.
- c. Tabrakan obyek berlayar yang “tidak” berhubungan dengan aktifitas produksi (*collision*), usaha-usaha yang dapat dilakukan adalah seperti yang telah dijelaskan pada sub paragraf 4.4.4.2.b.

4.5 **Monitoring dan Review**

Setelah dilakukan perlakuan resiko terhadap masing-masing *platform*, hasilnya perlu *dimonitor* dan *direview*, apakah konsekuensi sudah menurun? Apakah frekuensi sudah menurun? dan apakah tingkat resiko sudah menurun seperti yang ditargetkan. Tabel 4.33 dan Gambar 4.68 dibawah ini adalah target penurunan tingkat resiko untuk *platform-platform* di Y PSC setelah dilakukan perlakuan resiko. Terlihat bahwa masing-masing platform dapat diturunkan tingkatannya sampai ke tingkatan dimana resiko dapat diterima atau dikenal dengan istilah ALARP, as low as reasonable practically.

Tabel 4.33 Ringkasan *risk level* semua *platform* setelah perlakuan resiko diberikan untuk *Case-1*

PLATFORM NAME	FUNCTION	PLATFORM EXPOSURES (E)					FREQUENCY (F)	TOTAL (E x F)	RISK LEVEL
		Life Safety	Environment	Criticality Function	Economical Asset Value	Average			
A	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
B	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
C	Well Head	2	2	2	2	2	3	6	RL3
P	Production	2	2	2	3	2.25	2	4.5	RL2
Q	Living Quarter	2	3	3	1	2.25	3	6.75	RL3
D	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
E	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3
S	SPOLS	3	2	2	3	2.5	3	7.5	RL3
N	Well Head	2	2	2	1	1.75	3	5.25	RL3



Gambar 4.68 *Risk level*, setelah perlakuan resiko untuk *Case-1*

Jika melihat risk matrix yang diterapkan di Y PSC (lihat Lampiran 1), maka kategori *low* dalam thesis ini masih dalam kategori *low* juga dalam risk matrix Y PSC. Dalam thesis ini tidak ada risk level yang masuk dalam kategori very low seperti yang dijelaskan pada Lampiran 1.

Dalam proses manajemen resiko sesuai ISO 31000, kegiatan monitoring dan review, penilaian resiko, dan perlakuan resiko haruslah dilakukan berulang kali secara terus menerus, seperti dijelaskan pada Gambar 2.14 sebelumnya, hal ini untuk memastikan bahwa semua resiko telah teridentifikasi dan telah di”*manage*” dengan baik sesuai requirement dari stakeholder.

Proses manajemen resiko untuk *platform* haruslah terintegrasi dengan proses manajemen resiko lainnya yang ada di Y PSC, kerangka kerja yang baik

perlu dibuat agar tujuan dari manajemen resiko ini tercapai, Gambar 2.13 adalah pedoman bagaimana kerangka kerja ditetapkan. Mandat dan komitmen dari top management adalah hal terpenting dalam suatu usaha mengelola resiko, dari kedua hal tersebut barulah didesain kerangka kerja untuk mengelola resiko dengan memperhatikan visi, misi, dan tujuan perusahaan, kebijakan pengelolaan resiko, penggabungannya kedalam proses organisasi, kemampuan dan sumber daya, serta mekanisme pelaporan internal dan eksternal. Jika semua telah ada, barulah manajemen resiko bisa diimplementasikan. Monitoring dan review diperlukan setelah implementasi ini, hasilnya dapat digunakan untuk memperbaiki kerangka kerja secara berkesinambungan.

Hazard Identification (Hazid) yang ada pada Lampiran 5 hasilnya dapat dibandingkan dengan hasil *risk assessment* yang telah dilakukan sebelumnya diatas, untuk membandingkan *risk level* dari masing-masing platform. Dengan menggunakan risk matrix yang ada di Y PSC, terlihat hasil risk levelnya adalah sama.

BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

- a. Perpanjangan umur pakai (*service life*) *platform* hingga 40 tahun, jika melebihi umur desain kelelahannya (*design fatigue life*) yaitu 20 tahun, akan meningkatkan peluang terjadinya kegagalan struktur akibat kelelahan (*probability fatigue failure*) yang pada akhirnya akan meningkatkan potensi frekuensi kecelakaan pada *platform-platform* di Y PSC sebesar 16.77% hingga 27.67%.
- b. Penyebab utama kecelakaan semua jenis *platform* masih didominasi oleh penyebab “*inherent*” dalam dunia industri *Oil and Gas* yaitu kebakaran (*fire*).
- c. Adanya perpanjangan umur pakai (*service life*) *platform* yang melebihi umur desain kelelahannya (*design fatigue life*), 20 tahun, akan meningkatkan peluang terjadinya kegagalan struktur yang menjadikannya sebagai salah satu dari tiga penyebab utama kecelakaan di *platform wellhead* dan *platform riser/SPOLS*, namun tidak demikian halnya untuk *platform* produksi dan *platform living quarter*.
- d. Kegagalan struktur akibat kelelahan (*fatigue*), tidaklah sensitif untuk mempengaruhi urutan penyebab kecelakaan *platform*, hal ini menunjukkan umumnya suatu *platform* dibuat dengan umur desain kelelahan (*design fatigue life*) lebih dari 20 tahun dan jauh lebih lama dibanding umur pakainya (*service life*).
- e. Tingkat resiko (*risk level*) dari *platform* yang diperpanjang umur pakainya (*service life*) hingga 40 tahun, melebihi umur desain kelelahannya (*design fatigue life*) yaitu 20 tahun adalah sebagai berikut :
 1. *Platform* Produksi (P) : Tinggi, Level 1
 2. *Platform Wellhead* (A, B, C, D, E, N) : Menengah, Level 2
 3. *Platform Riser/SPOLS* (S) : Menengah, Level 2
 4. *Platform Living Quarter* (Q) : Menengah, Level 2

- f. Tingkat resiko masing-masing *platform* dapat diturunkan satu level lebih rendah dengan melakukan perlakuan resiko (*risk treatment*), dengan jalan baik menurunkan konsekuensi paparan maupun menurunkan frekuensinya.

5.2 Saran Untuk Penelitian Selanjutnya

- a. Dalam melakukan penelitian untuk perpanjangan umur pakai (*service life extension*) suatu *platform*, hal yang dapat dijadikan acuan berdasarkan hasil thesis ini adalah bahwa suatu *platform* setidaknya masih layak diperpanjang selama 2 kali masa desain umur pakainya (*Design Fatigue Factor*, DFF 1.0) karena peningkatan tingkat resikonya dalam masa itu masih dalam batas yang dapat diterima.
- b. Dalam mendesain suatu *platform*, desain dari peralatan atau sistem proteksi kebakaran setidaknya harus dapat digunakan atau berfungsi dengan baik selama 2 kali masa umur pakainya karena dalam perpanjangan umur pakai suatu *platform*, penyebab *inherent* yaitu kebakaran (*fire*), masih menjadi penyebab utama kecelakaan fatal di *platform*.
- c. Menggunakan metode selain *Fault Tree Analysis (FTA)* dengan *Minimal Cut Set (MCS)*, untuk menyelesaikan perhitungan angka frekuensi kecelakaan di *platform* yang menyebabkan *collapsenya* platform tersebut.
- d. Analisa perpanjangan umur pakai suatu *platform* hendaknya terintegrasi dengan analisa *fatigue life* dari struktur *boom pedestal crane* yang umumnya ada di setiap *platform*.

DAFTAR REFERENSI

- Andrews, J.D. & S.J. Dunnet (2002, August 6). *Event tree analysis using binary decision diagram*. <http://www.lut.ac.uk/departmennts/ma/.../99-25.pdf>
- American Petroleum Institute (1993). API RP 2A-LRFD. *Recommended practice for planning, designing, and construction fixed offshore platform – Load and resistance factor design*. Washington, DC: Author
- American Petroleum Institute (2000). API RP 2A-WSD. *Recommended practice for planning, designing, and construction fixed offshore platform – Working stress design* (21st ed). Washington, DC: Author.
- American Petroleum Institute (2001). API RP 14J. *Recommended practice for design and hazards analysis for offshore production facilities* (2nd ed). Washington, DC: Author.
- Det Norske Veritas AS (2011, October). Recommended Practice DNV-RP-C203. *Fatigue design of offshore steel structures*. <http://www.dnv.com>
- Det Norske Veritas (2007). Research report RR566. *Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2005*. Research report for Health and Safety Executive (HSE). Norway: Author
- Ersdal, G. (2005, October). *Assessment of existing offshore structures for life extension*. University of Stavenger, Doctorial Thesis. [http://www.ptil.no/getfile.php/z_Konvertert/Helse, miljØ og sikkerhet/Hms-Aktuelt/Dokumenter/gerhardavhandling_kompl.pdf](http://www.ptil.no/getfile.php/z_Konvertert/Helse,_milj%26Og_sikkerhet/Hms-Aktuelt/Dokumenter/gerhardavhandling_kompl.pdf)
- Evans, J.R. & D.L. Olsen (1998). *Introduction to simulation and risk analysis* (2nd ed). New Jersey : Prentice Hall
- Hudson, B.G. (2010). *Extending the life of an ageing offshore facility*. Society of Petroleum Paper, SPE 138654. <http://www.abb.com/Extending+the+life+of+an+ageing+offshore+facility.pdf>

- International Organization for Standardization (2009). ISO 31000. *Risk management – Principles and guidelines*. Geneva : Author
- Institut Teknologi Sepuluh Nopember & PT. Surveyor Indonesia (2007). *Re-engineering analysis for service life extension of MWD and MWE platform*. Laporan hasil studi untuk Kondur Petroleum S.A. Surabaya: Author
- LAPI ITB (2003). *Executive summary – SPOLS, LWA, LWB, LWC, LP, and LQ requalification*. Re-engineering analysis report untuk Kondur Petroleum S.A. Bandung: Author
- PT. Tri Hasta (2009). Independent re-analysis of MSN wellhead platform – Platform re-qualification project. Laporan hasil studi untuk Kondur Petroleum S.A. Jakarta: Author
- Rausand, M. (2005, October 7). System reliability theory. *System analysis - Event tree analysis*. 2004. <http://www.ntnu.no/ross/slides/pha.pdf>
- Sommeng, A.N. (2011). *Risk management*. Materi perkuliahan Manajemen Resiko di Program Pasca Sarjana – Manajemen Gas, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Sommeng, A.N. (2011). *Risk and simulation*. Materi perkuliahan Manajemen Resiko di Program Pasca Sarjana – Manajemen Gas, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Stamatelatos, M. & W. Vesely (2002). *Fault tree handbook with aerospace applications*. Prepared for NASA Office of Safety and Mission Assurance. Washington, DC: NASA
- U.S. Nuclear Regulatory Commission (1981). NUREG-0492. *Fault tree handbook*. Washington, DC: Author

Lampiran 1, *Risk Matrix* di Y. PSC

		Probability			
		1	2	3	4
		very Low (VL) Not expected to occur during facility lifetime / project activities	Low (L) Could occur once during facility lifetime / project activities	Medium (M) Could occur several times during facility lifetime / project activities	High (H) Could occur in annual basis or more often
Severity	4	L4	M8	H12	H16
	3	L3	M6	M9	H12
	2	L2	L4	M6	M8
	1	L1	L2	L3	L4

Probability of Occurrence	Risk Level	Description
4	H	Could occur in annual basis or more often
3	M	Could occur several times during facility lifetime / project activities
2	L	Could occur once during facility lifetime / project activities
1	VL	Not expected to occur during facility lifetime / project activities

Risk Category	Risk Level	Risk Ranking	Control Actions
A	H	H10 – H16	<ul style="list-style-type: none"> - Immediate actions shall be taken to reduce risks. - Requires further assessment prior to commencing actions. - Immediate actions are under Area manager's authorization. - Maximum of duration of follow up: 1 week.
B	M	M5 – M9	<ul style="list-style-type: none"> - Actions shall be taken under supervision. - Assessment is needed to reduce risks prior to commencing actions. - The Division manager must be informed prior the end of that working day. - Maximum of duration of follow up: 2 weeks.
C	L	L2 – L4	<ul style="list-style-type: none"> - Actions need to be taken at the earliest opportunity, as soon as it is reasonably practicable to do so, considering local circumstances - Control actions are necessarily taken. - Maximum of duration of follow up: 1 month.
D	VL	L1	<ul style="list-style-type: none"> - No need action to be taken

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM A (IN US'000)													
Figures in '000s unless otherwise stated													
		Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	0.094	
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	8,442	84,425
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	1,688	
Gross Revenue After FTP		-	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Available for Cost Recovery		-	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	6,754	
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Add - current year cost :		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operating Cost		-	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciation		-	2,652	1,989	1,492	1,119	3,356	-	-	-	-	-	
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL COST RECOVERY		-	4,997	4,334	3,837	3,464	5,702	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	34,059
TOTAL RECOVERED		-	4,997	4,334	3,837	3,464	5,702	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	34,059
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EQUITY TO BE SPLIT		-	1,757	2,420	2,917	3,290	1,052	4,409	4,409	4,409	4,409	4,409	-
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	
Equity Share		-	1,286	1,772	2,136	2,409	771	3,228	3,228	3,228	3,228	3,228	
DMO		-	400	481	481	481	240	481	481	481	481	481	
Taxes	44%	-	230	273	331	375	218	507	507	507	507	507	
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV \$5.13	-	3,153	3,761	4,184	4,501	2,464	5,452	5,452	5,452	5,452	5,452	45,321
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Equity Share		-	471	648	781	881	282	1,181	1,181	1,181	1,181	1,181	
less: DMO	25%	-	(471)	(565)	(565)	(565)	(282)	(565)	(565)	(565)	(565)	(565)	
add: DMO fee	15%	-	71	85	85	85	42	85	85	85	85	85	
Taxable Income without deferral		-	523	620	753	853	495	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxable Income		-	523	620	753	853	495	1,153	1,153	1,153	1,153	1,153	
Government Tax Entitlement		-	(230)	(273)	(331)	(375)	(218)	(507)	(507)	(507)	(507)	(507)	(3,963)
Net Contractor Share		-	293	347	422	478	277	645	645	645	645	645	5,044
Total Cost Recovery		-	4,997	4,334	3,837	3,464	5,702	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	34,059
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	5,290	4,681	4,259	3,942	5,979	2,991	2,991	2,991	2,991	2,991	39,103
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Opex		-	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(23,451)
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Tangible		-	(10,608)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL Dep.		-	(2,652)	(1,989)	(1,492)	(1,119)	(3,356)	-	-	-	-	-	(10,608)
Total Capex		-	(10,608)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL EXPENDITURES		-	(10,608)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(2,345)	(23,451)
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW			(10,608)	2,945	2,336	1,913	1,596	3,633	645	645	645	645	15,652
NPV (in million US\$)			(50.46)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IRR			10.89%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM B (IN US'000)													
		Tahun ke-											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL	
Figures in '000s unless otherwise stated		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	0.069	
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	6,176	61,758
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235	
Gross Revenue After FTP		-	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Available for Cost Recovery		-	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Add - current year cost :													
Operating Cost		-	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciation		-	2,448	1,836	1,377	1,033	3,098	-	-	-	-	-	
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL COST RECOVERY		-	4,164	3,552	3,093	2,748	4,814	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	26,947
TOTAL RECOVERED		-	4,164	3,552	3,093	2,748	4,814	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	26,947
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EQUITY TO BE SPLIT		-	777	1,389	1,848	2,192	127	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	
Equity Share		-	569	1,017	1,353	1,605	93	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	
DMO		-	177	316	352	352	29	352	352	352	352	352	
Taxes	44%	-	159	170	209	249	148	371	371	371	371	371	
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV \$3.12	-	1,810	2,408	2,818	3,110	1,174	3,988	3,988	3,988	3,988	3,988	31,260
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Equity Share		-	208	372	495	587	34	864	864	864	864	864	
less: DMO	25%	-	(208)	(372)	(414)	(414)	(34)	(414)	(414)	(414)	(414)	(414)	
add: DMO fee	15%	-	31	56	62	62	5	62	62	62	62	62	
Taxable Income without deferral		-	362	387	474	567	336	843	843	843	843	843	
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxable Income		-	362	387	474	567	336	843	843	843	843	843	
Government Tax Entitlement		-	(159)	(170)	(209)	(249)	(148)	(371)	(371)	(371)	(371)	(371)	(2,790)
Net Contractor Share		-	203	217	266	317	188	472	472	472	472	472	3,551
Total Cost Recovery		-	4,164	3,552	3,093	2,748	4,814	1,716	1,716	1,716	1,716	1,716	26,947
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	4,366	3,768	3,358	3,066	5,002	2,188	2,188	2,188	2,188	2,188	30,498
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Opeex		-	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(17,155)
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Tangible		-	(9,792)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL Dep.		-	(2,448)	(1,836)	(1,377)	(1,033)	(3,098)	-	-	-	-	-	(9,792)
Total Capex		-	(9,792)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL EXPENDITURES		-	(9,792)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(1,716)	(17,155)
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW		-	(9,792)	2,651	2,053	1,643	1,350	3,286	472	472	472	472	13,343
NPV (in million US\$)			(80.94)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IRR			8.75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM C (IN US'000)												
<i>Figures in '000s unless otherwise stated</i>												
	Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	387	387	387	387	387	387	387	387	387	387
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	12,713	12,713	12,713	12,713	12,713	12,713	12,713	12,713	12,713	127,130
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543
Gross Revenue After FTP		-	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery		-	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	10,170	-
COST RECOVERY												
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Add - current year cost :												
Operating Cost		-	3,531	3,531	3,531	3,531	3,531	3,531	3,531	3,531	3,531	-
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation		-	2,652	1,989	1,492	1,119	3,356	-	-	-	-	-
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL COST RECOVERY		-	6,183	5,520	5,023	4,650	6,888	3,531	3,531	3,531	3,531	45,922
TOTAL RECOVERED		-	6,183	5,520	5,023	4,650	6,888	3,531	3,531	3,531	3,531	45,922
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQUITY TO BE SPLIT		-	3,987	4,650	5,147	5,520	3,283	6,639	6,639	6,639	6,639	-
Indonesia Share :												
FTP	73.21%	-	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	-
Equity Share		-	2,919	3,404	3,769	4,042	2,403	4,861	4,861	4,861	4,861	-
DMO		-	724	724	724	724	724	724	724	724	724	-
Taxes	44%	-	451	529	588	632	368	764	764	764	764	-
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV \$9.28	-	5,955	6,519	6,942	7,259	5,357	8,210	8,210	8,210	8,210	73,079
Contractor Shares :												
FTP Share	26.79%	-	681	681	681	681	681	681	681	681	681	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	1,068	1,246	1,379	1,479	879	1,778	1,778	1,778	1,778	-
less: DMO	25%	-	(851)	(851)	(851)	(851)	(851)	(851)	(851)	(851)	(851)	-
add: DMO fee	15%	-	128	128	128	128	128	128	128	128	128	-
Taxable Income without deferral		-	1,025	1,203	1,336	1,436	837	1,736	1,736	1,736	1,736	-
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income		-	1,025	1,203	1,336	1,436	837	1,736	1,736	1,736	1,736	-
Government Tax Entitlement		-	(451)	(529)	(588)	(632)	(368)	(764)	(764)	(764)	(764)	(6,387)
Net Contractor Share		-	574	674	748	804	469	972	972	972	972	8,129
Total Cost Recovery		-	6,183	5,520	5,023	4,650	6,888	3,531	3,531	3,531	3,531	45,922
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	6,758	6,194	5,771	5,454	7,356	4,503	4,503	4,503	4,503	54,051
LESS - EXPENDITURES												
1. OPEX :												
- Maintenance		-	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	-
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Opeex		-	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(35,314)
2. CAPEX :												
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tangible		-	(10,608)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL Dep.		-	(2,652)	(1,989)	(1,492)	(1,119)	(3,356)	-	-	-	-	(10,608)
Total Capex		-	(10,608)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENDITURES		-	(10,608)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(3,531)	(35,314)
BONUS												
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW			(10,608)	3,226	2,663	2,240	1,923	3,825	972	972	972	18,737
NPV (in million US\$)	\$1.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRR	15.95%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM D (IN US '000)													
Figures in '000s unless otherwise stated													
	Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	0.117	
PRICE (US\$/Bbl)		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	10,545	10,545	10,545	10,545	10,545	10,545	10,545	10,545	10,545	105,449	
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	2,109	
Gross Revenue After FTP		-	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Available for Cost Recovery		-	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Add - current year cost :													
Operating Cost		-	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	2,929	-	
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciation		-	3,035	2,276	1,707	1,280	3,841	-	-	-	-	-	
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL COST RECOVERY		-	5,964	5,205	4,636	4,209	6,770	2,929	2,929	2,929	2,929	41,429	
TOTAL RECOVERED		-	5,964	5,205	4,636	4,209	6,770	2,929	2,929	2,929	2,929	41,429	
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EQUITY TO BE SPLIT		-	2,472	3,231	3,800	4,227	1,666	5,507	5,507	5,507	5,507	5,507	
Indonesia Share :													
FTP Share	73.21%	-	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	-	
Equity Share		-	1,810	2,365	2,782	3,094	1,220	4,032	4,032	4,032	4,032	-	
DMO		-	563	600	600	600	379	600	600	600	600	-	
Taxes	44%	-	292	365	432	483	278	633	633	633	633	-	
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	\$6.75	4,209	4,875	5,359	5,721	3,421	6,809	6,809	6,809	6,809	57,633	
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	565	565	565	565	565	565	565	565	565	-	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Equity Share		-	662	865	1,018	1,132	446	1,475	1,475	1,475	1,475	-	
less: DMO	25%	-	(662)	(706)	(706)	(706)	(446)	(706)	(706)	(706)	(706)	-	
add: DMO fee	15%	-	99	106	106	106	67	106	106	106	106	-	
Taxable Income without deferral		-	664	830	983	1,097	632	1,440	1,440	1,440	1,440	-	
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxable Income		-	664	830	983	1,097	632	1,440	1,440	1,440	1,440	-	
Government Tax Entitlement		-	(292)	(365)	(432)	(483)	(278)	(633)	(633)	(633)	(633)	(5,018)	
Net Contractor Share		-	372	465	550	614	354	806	806	806	806	6,386	
Total Cost Recovery		-	5,964	5,205	4,636	4,209	6,770	2,929	2,929	2,929	2,929	41,429	
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	6,336	5,670	5,186	4,824	7,123	3,735	3,735	3,735	3,735	47,816	
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	-	
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Opex		-	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(29,291)	
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Tangible		-	(12,138)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL Dep.		-	(3,035)	(2,276)	(1,707)	(1,280)	(3,841)	-	-	-	-	(12,138)	
Total Capex		-	(12,138)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL EXPENDITURES		-	(12,138)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(2,929)	(29,291)	
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW			(12,138)	3,406	2,741	2,257	1,894	4,194	806	806	806	806	18,524
NPV (in million US\$)		(\$0.23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
IRR		11.81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM E (IN US'000)													
Figures in '000s unless otherwise stated													
	Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	0.096	
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	8,672	8,672	8,672	8,672	8,672	8,672	8,672	8,672	8,672	86,724	
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	1,734	
Gross Revenue After FTP		-	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Available for Cost Recovery		-	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Add - current year cost :													
Operating Cost		-	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	2,409	
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Depreciation		-	3,800	2,850	2,137	1,603	4,809	-	-	-	-	-	
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL COST RECOVERY		-	6,209	5,259	4,546	4,012	7,218	2,409	2,409	2,409	2,409	39,288	
TOTAL RECOVERED		-	6,209	5,259	4,546	4,012	6,938	2,409	2,409	2,409	2,409	39,008	
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EQUITY TO BE SPLIT		-	729	1,679	2,392	2,926	-	4,529	4,529	4,529	4,529	-	
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	1,270	-	
Equity Share		-	534	1,229	1,751	2,142	-	3,316	3,316	3,316	3,316	-	
DMO		-	166	382	494	494	-	494	494	494	494	-	
Taxes	44%	-	217	234	269	332	204	521	521	521	521	-	
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	\$3.92	2,187	3,116	3,784	4,238	1,474	5,600	5,600	5,600	5,600	42,801	
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	465	465	465	465	465	465	465	465	465	-	
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Equity Share		-	195	450	641	784	-	1,213	1,213	1,213	1,213	-	
less: DMO	25%	-	(195)	(450)	(581)	(581)	-	(581)	(581)	(581)	(581)	-	
add: DMO fee	15%	-	29	67	87	87	-	87	87	87	87	-	
Taxable Income without deferral		-	494	532	612	755	465	1,184	1,184	1,184	1,184	-	
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Taxable Income		-	494	532	612	755	465	1,184	1,184	1,184	1,184	-	
Government Tax Entitlement		-	(217)	(234)	(269)	(332)	(204)	(521)	(521)	(521)	(521)	(3,862)	
Net Contractor Share		-	277	298	342	423	260	663	663	663	663	4,916	
Total Cost Recovery		-	6,209	5,259	4,546	4,012	6,938	2,409	2,409	2,409	2,409	39,008	
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	6,485	5,557	4,889	4,435	7,198	3,072	3,072	3,072	3,072	43,923	
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Opex		-	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(24,090)	
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Tangible		-	(15,198)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL Dep.		-	(3,800)	(2,850)	(2,137)	(1,603)	(4,809)	-	-	-	-	(15,198)	
Total Capex		-	(15,198)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL EXPENDITURES		-	(15,198)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(2,409)	(24,090)	
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW			(15,198)	4,076	3,148	2,480	2,026	4,789	663	663	663	663	19,833
NPV (in million US\$)			(51.88)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IRR			7.57%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD WELLHEAD PLATFORM N (IN US'000)													
		Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
<i>Figures in '000s unless otherwise stated</i>		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	-
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	0.077	-
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	-
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	6,964	69,642
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	1,393	-
Gross Revenue After FTP		-	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery		-	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	5,571	-
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Add - current year cost :													
Operating Cost		-	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	-
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation		-	2,601	1,951	1,463	1,097	3,292	-	-	-	-	-	-
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL COST RECOVERY		-	4,536	3,885	3,398	3,032	5,226	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	29,749
TOTAL RECOVERED		-	4,536	3,885	3,398	3,032	5,226	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	29,749
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQUITY TO BE SPLIT		-	1,036	1,686	2,174	2,540	345	3,637	3,637	3,637	3,637	3,637	-
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020	-
Equity Share		-	758	1,234	1,592	1,859	253	2,663	2,663	2,663	2,663	2,663	-
DMO		-	236	384	396	396	79	396	396	396	396	396	-
Taxes	44%	-	182	194	246	289	170	418	418	418	418	418	-
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	-	2,196	2,832	3,254	3,565	1,521	4,497	4,497	4,497	4,497	4,497	35,854
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	277	452	582	680	92	974	974	974	974	974	-
less: DMO	25%	-	(277)	(452)	(466)	(466)	(92)	(466)	(466)	(466)	(466)	(466)	-
add: DMO fee	15%	-	42	68	70	70	14	70	70	70	70	70	-
Taxable Income without deferral		-	415	441	559	657	387	951	951	951	951	951	-
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income		-	415	441	559	657	387	951	951	951	951	951	-
Government Tax Entitlement		-	(182)	(194)	(246)	(289)	(170)	(418)	(418)	(418)	(418)	(418)	(3,174)
Net Contractor Share		-	232	247	313	368	217	532	532	532	532	532	4,039
Total Cost Recovery		-	4,536	3,885	3,398	3,032	5,226	1,935	1,935	1,935	1,935	1,935	29,749
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	4,768	4,132	3,711	3,400	5,443	2,467	2,467	2,467	2,467	2,467	33,788
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	-
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Opex		-	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(19,345)
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tangible		-	(10,404)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL Dep.		-	(2,601)	(1,951)	(1,463)	(1,097)	(3,292)	-	-	-	-	-	(10,404)
Total Capex		-	(10,404)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENDITURES		-	(10,404)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(1,935)	(19,345)
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW													
NPV (in million US\$)			(10,404)	2,833	2,198	1,776	1,465	3,509	532	532	532	532	14,443
IRR													9.24%

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD PRODUCTION PLATFORM P (IN US'000)													
		Tahun ke-											
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
<i>Figures in '000s unless otherwise stated</i>													
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	
PRICE (US\$/Bbl)			90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	2,256,138
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	-
Gross Revenue After FTP		-	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery		-	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	-
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Add - current year cost :													
Operating Cost		-	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	-
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation		-	8,670	6,503	4,877	3,658	10,973	-	-	-	-	-	-
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL COST RECOVERY		-	71,341	69,173	67,547	66,328	73,643	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	661,385
TOTAL RECOVERED		-	71,341	69,173	67,547	66,328	73,643	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	661,385
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQUITY TO BE SPLIT			109,151	111,318	112,944	114,163	106,848	117,821	117,821	117,821	117,821	117,821	-
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	-
Equity Share		-	79,914	81,501	82,691	83,584	78,228	86,261	86,261	86,261	86,261	86,261	-
DMO		-	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	-
Taxes	44%	-	12,532	12,787	12,979	13,123	12,260	13,554	13,554	13,554	13,554	13,554	-
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	\$207.74	138,324	140,166	141,548	142,584	136,366	145,693	145,693	145,693	145,693	145,693	1,427,454
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	29,237	29,817	30,253	30,579	28,620	31,559	31,559	31,559	31,559	31,559	-
less: DMO	25%	-	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,106)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	-
add: DMO fee	15%	-	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	-
Taxable Income without deferral		-	28,481	29,062	29,497	29,824	27,864	30,804	30,804	30,804	30,804	30,804	-
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income		-	28,481	29,062	29,497	29,824	27,864	30,804	30,804	30,804	30,804	30,804	-
Government Tax Entitlement		-	(12,532)	(12,787)	(12,979)	(13,123)	(12,260)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(131,449)
Net Contractor Share		-	15,950	16,275	16,519	16,701	15,604	17,250	17,250	17,250	17,250	17,250	167,299
Total Cost Recovery		-	71,341	69,173	67,547	66,328	73,643	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	661,385
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	87,280	85,448	84,066	83,030	89,248	79,921	79,921	79,921	79,921	79,921	828,684
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	-
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Opex		-	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(626,705)
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tangible		-	(34,680)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciation		-	(8,670)	(6,503)	(4,877)	(3,658)	(10,973)	-	-	-	-	-	-
TOTAL Dep.		-	(8,670)	(6,503)	(4,877)	(3,658)	(10,973)	-	-	-	-	-	(34,680)
Total Capex		-	(34,680)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENDITURES		(34,680)	(62,671)	(626,705)									
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW		(34,680)	24,620	22,777	21,395	20,359	26,577	17,250	17,250	17,250	17,250	17,250	201,979

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD LIVING QUARTER PLATFORM Q (IN US'000)													
		Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
<i>Figures in '000s unless otherwise stated</i>													
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-
PRICE (US\$/Bbl)			90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	-
GROSS REVENUE ('000 US\$)													
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gross Revenue After FTP		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Add - current year cost :		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation		-	2,937	2,203	1,652	1,239	3,717	-	-	-	-	-	-
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL COST RECOVERY		-	2,937	2,203	1,652	1,239	3,717	-	-	-	-	-	11,747
TOTAL RECOVERED													
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQUITY TO BE SPLIT													
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DMO		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxes	44%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	\$0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
less: DMO	25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
add: DMO fee	15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income without deferral		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Government Tax Entitlement		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Contractor Share		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL CONTRACTOR SHARE													
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Opex		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. CAPEX :													
- Intangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tangible		-	(11,747)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			(2,937)	(2,203)	(1,652)	(1,239)	(3,717)						
TOTAL Dep.		-	(2,937)	(2,203)	(1,652)	(1,239)	(3,717)	-	-	-	-	-	(11,747)
Total Capex		(11,747)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENDITURES		(11,747)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW		(11,747)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NPV (in million US\$)													
IRR													

Lampiran 2, Perhitungan NPV di Y. PSC (Lanjutan)

MALACCA STRAIT PSC ENTITLEMENT CALCULATION - BUILD RISER/SPOLS PLATFORM S (IN US\$'000)		Tahun ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	TOTAL
Figures in '000s unless otherwise stated		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
DAILY PRODUCTION	BOPD	-	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868	6,868
RESERVES MOVEMENT	MMBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ANNUAL LIFTING	MMBO	-	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507	2,507
PRICE (US\$/Bbl)		-	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
GROSS REVENUE ('000 US\$)		-	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	225,614	2,256,138
FTP (First Tranche Petroleum)	20.0%	-	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123	45,123
Gross Revenue After FTP		-	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery		-	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491	180,491
COST RECOVERY													
Beginning Unrecovered Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Add - current year cost :		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating cost		-	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671
Non Capital Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation		-	1,989	1,492	1,119	839	2,517	-	-	-	-	-	-
Interest Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL COST RECOVERY		-	64,660	64,162	63,789	63,510	65,188	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	634,661
TOTAL RECOVERED		-	64,660	64,162	63,789	63,510	65,188	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	634,661
Oil Revenue used as Gas Cost Recovery		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Gas Revenue		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQUITY TO BE SPLIT		-	115,832	116,329	116,702	116,981	115,303	117,821	117,821	117,821	117,821	117,821	-
Indonesia Share :													
FTP	73.21%	-	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	33,036	-
Equity Share		-	84,805	85,169	85,442	85,547	84,418	86,261	86,261	86,261	86,261	86,261	-
DMO		-	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	12,842	-
Taxes	44%	-	13,319	13,378	13,422	13,455	13,257	13,554	13,554	13,554	13,554	13,554	-
TOTAL INDONESIA SHARE	NPV	\$215.21	144,003	144,425	144,742	144,980	143,554	145,693	145,693	145,693	145,693	145,693	1,450,170
Contractor Shares :													
FTP Share	26.79%	-	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	12,086	-
Investment Credit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share		-	31,028	31,159	31,259	31,334	30,885	31,559	31,559	31,559	31,559	31,559	-
less: DMO	29%	-	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	(15,108)	-
add: DMO fee	15%	-	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	-
Taxable Income without deferral		-	30,271	30,404	30,504	30,579	30,129	30,804	30,804	30,804	30,804	30,804	-
Production Bonus		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income		-	30,271	30,404	30,504	30,579	30,129	30,804	30,804	30,804	30,804	30,804	-
Government Tax Entitlement		-	(13,319)	(13,378)	(13,422)	(13,455)	(13,257)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(13,554)	(134,998)
Net Contractor Share		-	16,952	17,026	17,082	17,124	16,872	17,250	17,250	17,250	17,250	17,250	171,307
Total Cost Recovery		-	64,660	64,162	63,789	63,510	65,188	62,671	62,671	62,671	62,671	62,671	634,661
TOTAL CONTRACTOR SHARE		-	81,611	81,189	80,872	80,634	82,060	79,921	79,921	79,921	79,921	79,921	805,968
LESS - EXPENDITURES													
1. OPEX :													
- Maintenance		-	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(626,705)
- Diesel Fuel Consumption		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Abandonment Cost		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Opex		-	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(626,705)
2. CAPEX :													
- Intangible		-	(7,956)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Tangible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Depreciation		-	(1,989)	(1,492)	(1,119)	(839)	(2,517)	-	-	-	-	-	-
TOTAL Dep.		-	(1,989)	(1,492)	(1,119)	(839)	(2,517)	-	-	-	-	-	(7,956)
Total Capex		-	(7,956)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXPENDITURES		-	(7,956)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(62,671)	(626,705)
BONUS													
NET CONTRACTOR'S CASHFLOW			(7,956)	18,941	18,518	18,201	17,963	19,390	17,250	17,250	17,250	17,250	179,263
NPV (in million US\$)		\$82.09											
IRR		236.13%											

Lampiran 3, Perhitungan pembuatan platform baru.

No	Platform	Fungsi	Jumlah Sumur	Berat (TON)		Estimasi Biaya Pembangunan Platform			Estimasi Biaya Fasilitas Produksi (US\$)	Estimasi Biaya Pengeboran (US\$)	BIAYA TOTAL (US\$)
				DECK	JACKET	DECK (US\$/TON)	JACKET (US\$/TON)	Sub Total (US\$)			
1	A	Wellhead	5	488	568	13,467	8,317	11,296,012	3,275,000	45,000,000	59,571,012
2	B	Wellhead	6	495	580	13,467	8,317	11,490,087	3,275,000	54,000,000	68,765,087
3	C	Wellhead	3	495	580	13,467	8,317	11,490,087	3,275,000	27,000,000	41,765,087
4	P	Production	-	3,061	1,315	13,467	8,317	52,158,836	24,150,000	-	76,308,836
5	Q	Living Quarter	-	1,122	295	13,467	8,317	17,563,230	-	-	17,563,230
6	D	Wellhead	2	488	568	13,467	8,317	11,296,012	3,275,000	18,000,000	32,571,012
7	E	Wellhead	4	495	580	13,467	8,317	11,490,087	3,275,000	36,000,000	50,765,087
8	N	Wellhead	3	184	887	13,467	8,317	9,855,393	3,275,000	27,000,000	40,130,393
9	S	Riser/SPOLS	-	0	644	13,467	8,317	5,356,400	200,000	-	5,556,400

Note :

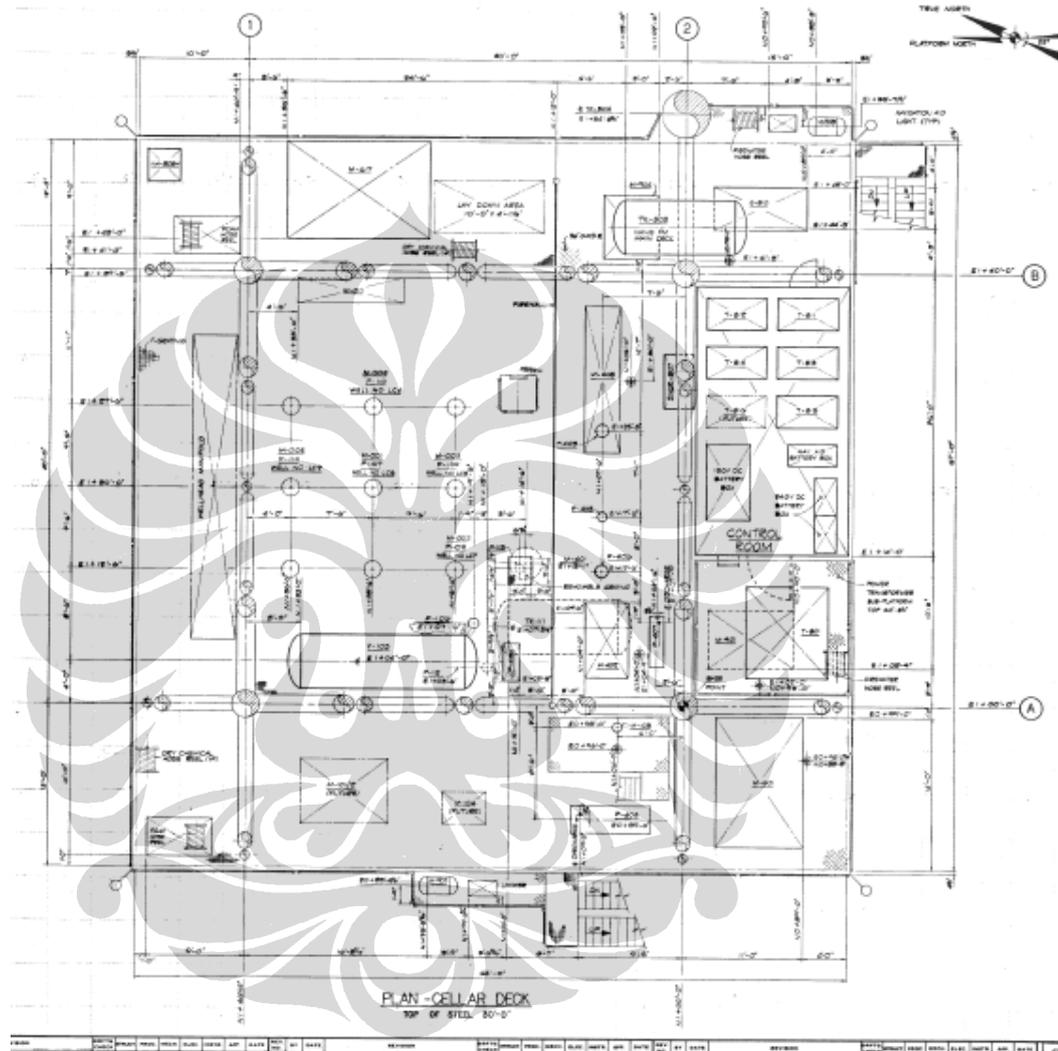
- Biaya pengeboran offshore well = 9,000,000 US\$/well
- Biaya pembangunan fasilitas produksi :

Production Platform		
No.	Equipment Description	Est. Cost
01	Engineering Design	400,000
02	Separator, 2 Train	1,500,000
03	Dehydrator, 2 Train	1,500,000
04	CPI, 2 Train	1,500,000
05	Gas Floation Unit, 2 Train	1,000,000
06	Surge Vessel	500,000
07	KO Drum	250,000
08	Flaring System	100,000
09	Sump Caisson	100,000
10	COTP, 3 units	600,000
11	Gas Turbine Generator, 2 unit	9,000,000
12	Fuel Gas Compressor, 2 unit	3,000,000
13	Instrument Air System	200,000
14	Pig Launcher & Receiver	100,000
15	Pedestal Crane, 2 unit	1,600,000
16	Pumps	500,000
17	Control Room, Switchgear and MCC	500,000
18	Electrical & Instrumentation Facilities	1,000,000
19	Fire Protection System	200,000
20	Piping System	500,000
21	Misc & Utilities	100,000
TOTAL =		24,150,000

Wellhead Platform		
No.	Equipment Description	Est. Cost
01	Engineering Design	200,000
02	Test Separator (Vessel)	350,000
03	Slops Tank (Vessel)	150,000
04	Hydrocyclone	200,000
05	Instrument Air System	150,000
06	Pig Launcher	25,000
07	Pedestal Crane	800,000
08	Sump Pump	50,000
09	Fire Water Jockey Pump	50,000
10	Switchgear and MCC	300,000
11	Fire Protection System	100,000
12	Well Control Panel	100,000
13	Piping, Electrical, & Instrumentation	800,000
TOTAL =		3,275,000

Lampiran 3, Perhitungan pembuatan platform baru (lanjutan)

ESTIMASI BIAYA PEMBUATAN DAN INSTALASI STRUKTUR PLATFORM TYPE TEMPLATE					
Description	Qty	Unit	Material Cost	Other Cost	Sub Total
A. JACKET					
01. Engineering	1	LS		50,000	50,000
02. Material					-
- Piles	600	MT	900,000		900,000
- Conductor					-
- Jacket Member	1,200	MT	1,920,000		1,920,000
- Anodes	30	MT	240,000		240,000
03. Fabrication					-
- Piles	600	MT	450,000		450,000
- Conductor	500	MT	375,000		375,000
- Jacket Member	1,200	MT	2,600,000		2,600,000
- Riser Clamps					-
- Anodes					-
- Blasting & Painting					-
- Loadout and Seafastening	1	LS	95,000		95,000
04. Installation					-
- Mob-Demob				5,000,000	5,000,000
- Jacket Installation				6,800,000	6,800,000
05. Transportation				700,000	700,000
Total Weight =		2,300	MT	Total Cost = 19,130,000	
Fabrication & Installation Cost =		8,317	US\$/MT		
Description	Qty	Unit	Material Cost	Other Cost	Sub Total
B. DECK					
01. Engineering	1	LS			20,000
02. Material					-
Deck	150	MT	300,000		300,000
Deck Leg					-
03. Fabrication					-
Deck	150	MT		300,000	300,000
Deck Leg					-
Blasting & Painting					-
Loadout and Seafastening					-
04. Installation					-
Mob-Demob	5	days		1,000,000	1,000,000
Deck Installation				400,000	400,000
Total Weight =		150	MT	Total Cost = 2,020,000	
Fabrication & Installation Cost =		13,467	US\$/MT		
Note :					
- Sumber dari biaya aktual pembangunan template platform di K PSC di Indonesia yang telah disetujui BPMIGAS					

Lampiran 4, Lay out peralatan untuk di *cellar deck*, Platform Wellhead

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID)

A. HAZARD IDENTIFICATION (HAZID) UNTUK PLATFORM P (PLATFORM PRODUKSI)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management				
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S	Risk Level RL=L*S
01.	Pressure Vessel : Production Separator, Dehydrator, Surge Vessel, Scrubber	Kebocoran hydrocarbon (gas atau liquid) dari vessel.	Inadequate SOP	Kebakaran/ledakan hebat yang dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	SOP tersedia	2	4	8	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT Peremajaan instrumentasi, pengaplikasian teknologi baru, CMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100% Peremajaan instrumentasi, pengaplikasian teknologi baru, CMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%, redundancy PSV/PSH/PSHH Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi yang berpotensi mempercepat fatique, 100% compliance untuk resertifikasi, memperpendek periode inspeksi, derating sbg opsi terakhir Peremajaan Fire/Gas/Heat/UV Detection/Protection System, pengaplikasian teknologi baru, CMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%, PSV/PSH/PSHH	1	4	4	Average Risk Category "C" LOW
			Human ERROR		3	4	12	2		4	8		
			Over capacity atau overflow (inflow exceeds outflow), kegagalan fungsi instrumentasi		3	4	12	1		4	4		
			Over pressure pada vessel (exceeds MAWP/Design Pressure), kegagalan fungsi instrumentasi, PSH/PSHH dan PSV tidak bekerja, vessel burst		3	4	12	RL = 10.67 "A" CATEGORY HIGH	3	4	12		
			Premature damage akibat material defect, korosi, crack, atau fatigue yang menyebabkan vessel bocor.		2	4	8		2	4	8		
			Sumber api atau panas yang tidak terkontrol (kegagalan fungsi proteksi fire, gas, heat, UV), electrical shock, listrik statis, petir.		3	4	12		3	4	12		

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management					
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category
02.	Major Rotating Machinery : Gas Turbine Generator Set, Fuel Gas Compressor	Kerusakan rotating parts, kebocoran bahan bakar (gas&liquid)	Inadequate SOP	Kebakaran/ledakan di unit Gas Turbine atau Fuel Gas Compressor yang dapat menyebabkan kebakaran/ledakan hebat yang mampu menyebabkan runtuhnya (collapse) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	SOP tersedia	2	4	8	RL = 8	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi	1	4	4	RL = 6 "B" CATEGORY MEDIUM
			Human ERROR	Overload, load melebihi kapasitas genset (GT) atau load melebihi kapasitas compressor (FGC), kegagalan fungsi proteksi overload	SOP tersedia, hanya pekerja yang fit dan kompeten yang bekerja	3	4	12	RL = 12 "A" CATEGORY HIGH	Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT	2	4	8	
			Kurangnya maintenance.	Kurangnya proteksi Load Shedding System ; FGC : sistem proteksi	GT : sistem proteksi konfigurasi power N-1, Load Shedding System ; FGC : sistem proteksi	3	4	12	RL = 12 "A" CATEGORY HIGH	Peremajaan instrumentasi khususnya safety device (load limiter), pengaplikasian teknologi baru.	2	4	8	
03.	Kaki-kaki (leg) platform template	Kerusakan kaki-kaki (leg/jacket) platform template	Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang masih berkaitan dengan operasi platform (contact) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP	Kegagalan fungsi kaki-kaki (leg) pada platform jenis template dapat menyebabkan runtuhnya (collapse) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	CMMS compliance ; critical parts tersedia (<100%)	3	4	12	RL = 12	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi. Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT. Kapal-kapal yg beroperasi wajib docking secara periodik	1	4	4	RL = 5.78 "B" CATEGORY MEDIUM
			Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang tidak berkaitan dengan operasi platform (collision) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP.	Kegagalan fungsi kaki-kaki (leg) pada platform jenis template dapat menyebabkan runtuhnya (collapse) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	SOP tersedia, pekerja yang kompeten, kapal-kapal secara periodik di uji kelayakannya	3	4	12	RL = 12 "A" CATEGORY HIGH	Secara periodik sosialisasi kepada awak-awak kapal luar perusahaan tentang alur pelayaran yg diperbolehkan, standby kapal tunda untuk menghalau,	2	4	8	
			Kelalahan struktur atau Fatigue pada member kaki platform (jacket).	Kelalahan struktur atau Fatigue pada member kaki platform (jacket).	Pemasangan Nav Aid, Navigation Buoy, mengupdate jalur pelayaran di Hubla, 24 hrs traffic watcher.	3	4	12	RL = 12 "A" CATEGORY HIGH	Secara periodik melakukan inspeksi dan sertifikasi platform	1	4	4	
			Material defect pada member kaki platform yang tidak teridentifikasi dini.	Material defect pada member kaki platform yang tidak teridentifikasi dini.	Secara periodik melakukan inspeksi dan sertifikasi platform, melakukan re-engineering analysis sebelum memperpanjang "service life" platform. Sistem proteksi korosi (sacrificial anode).	1	4	4	RL = 4	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi yang berpotensi mempercepat fatigue, 100% compliance untuk resertifikasi, memperpendek periode inspeksi.	1	4	4	RL = 4 "A" CATEGORY MEDIUM
			Korosi, Crack, pada member kaki platform (jacket)	Korosi, Crack, pada member kaki platform (jacket)	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi, pasang ICCP, corrosion control compliance	1	4	4	RL = 4 "A" CATEGORY MEDIUM	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi, pasang ICCP, corrosion control compliance	1	4	4	

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management					
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category
04.	Pedestal Crane	"Accidental Load"	Inadequate SOP Human ERROR Lifting gear rusak/tidak standar Crane tidak berfungsi dengan baik akibat buruknya kualitas PM atau tidak tersedianya spare parts Overload, load melebihi kapasitas lifting gear/crane, indikator malfunction Crane boom structure atau elemen lainnya mengalami kelelahan atau fatigue	"Accidental Load" dapat menyebabkan runtuhnya atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	SOP tersedia	2	4	8	RL = 7.3 "B" CATEGORY MEDIUM	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT Periodic inspection, aplikasi safety factor yang lebih besar, peremajaan secara berkala	1	4	4	RL = 7.3 "B" CATEGORY MEDIUM
					Periodic inspection	3	4	12	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH	CMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%	2	4	8	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH
					Load Chart and Load Indicator	3	4	12	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH	Load Chart / Indicator di tera ulang setiap tahunnya, sistem proteksi overload perlu dipastikan bekerja.	2	4	8	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH
					Periodic inspection / certification	1	4	4	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH	Melakukan re-engineering analisis sebelum memperpanjang "service life" dan menghitung fatigue damage. Periodic load test, repair.	1	4	4	RL = 10 "A" CATEGORY HIGH
					Rata-rata =	10.29				Rata-rata =	5.71			

NOTE :

1. Risk Matrix mengacu ke Lampiran 1
2. Hasil akhir (rata-rata) untuk "Kondisi Sekarang" : RL = 10.29 (Category HIGH), dan jika "Dengan Risk Management" : RL = 5.71 (Category MEDIUM)

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

B. HAZARD IDENTIFICATION (HAZID) UNTUK PLATFORM A, B, C, D, E, N (PLATFORM WELLHEAD)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management				Average Risk Category
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S	
01.	Pressure Vessel : Test Separator, Slop Tank	Kebocoran hydrocarbon (gas atau liquid) dari vessel.	Inadequate SOP	Kebakaran/ledakan hebat yang dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	2	4	8	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi	1	3	3	Average Risk Category LOW	
			Human ERROR		3	4	12		Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT	1	3		3
			Over capacity atau overflow (inflow exceeds outflow), kegagalan fungsi instrumentasi		3	4	12	Peremajaan instrumentasi, pengaplikasian teknologi baru, CMMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%	1	3	3		
			Over pressure pada vessel (exceeds MAWP/Design Pressure), kegagalan fungsi instrumentasi, PSH/PSHH dan PSV tidak bekerja, vessel burst		3	4	12		Peremajaan instrumentasi, pengaplikasian teknologi baru, CMMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%, redundancy PSV/PSH/PSHH	1	4		4
			Premature damage akibat material defect, korosi, crack, atau fatigue yang menyebabkan vessel bocor.		2	4	8	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi yang berpotensi mempercepat fatigue, 100% compliance untuk resertifikasi, memperpendek periode inspeksi, derating sbg opsi terakhir	1	4	4		
			Sumber api atau panas yang tidak terkontrol (kegagalan fungsi proteksi fire, gas, heat, UV), electrical shock, listrik statis, petir.		2	4	8		Peremajaan Fire/Gas/Heat/UV Detection/Protection System, pengaplikasian teknologi baru, CMMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%, PSV/PSH/PSHH	1	3		3
02.	Well Head	Kebocoran hydrocarbon (gas dan/atau liquid)	Kegagalan fungsi subsurface safety valve (SSSV) atau surface safety valve (SSV), pada christmas tree atau pada well control panel (WCP)	Kebocoran hydrocarbon dapat menyebabkan kebakaran/ledakan hebat yang mampu menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	3	4	12	Peremajaan instrumentasi di WCP, compliance PM 100%, critical parts tersedia 100%, penggantian SSSV & SSV secara periodik.	1	4	4	Average Risk Category LOW	
			Blow out pada proses workover / well service atau drilling		2	4	8		Peningkatan kompetensi personel yang terlibat, pemilihan/pria-qualifikasi penyedia rig yang lebih ketat, monitor pelaksanaan Contractor Safety Management dengan ketat, memastikan critical part rig tersedia 100%.	1	4		4

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management				Average Risk Category														
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S		Risk Level RL=L*S													
03.	Kaki-kaki (leg) platform template	Kerusakan kaki-kaki (leg/jacket) platform template	Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang masih berkaitan dengan operasi platform (contact) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP	Kegagalan fungsi kaki-kaki (leg) pada platform jenis template dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, serta menyebabkan oil spill, injury.	3	4	12	RL = 8.8 "B"	MEDIUM	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi. Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT. Kapal-kapal yg beroperasi wajib docking secara periodik	2	4	8	RL = 5.6 "B"	MEDIUM												
																Pemasangan Nav Aid, Navigation Buoy, mengupdate jalur pelayaran di Hubla, 24 hrs traffic watcher.	3	4	12	RL = 8.8 "B"	MEDIUM	Secara periodik sosialisasi kepada awak-awak kapal luar perusahaan tentang alur pelayaran yg diperbolehkan, standby kapal tunda untuk menghalau,	2	4	8	RL = 5.6 "B"	MEDIUM
Material defect pada member kaki platform yang tidak teridentifikasi dini.	2	4	8	MEDIUM	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi yang berpotensi mempercepat fatigue, 100% compliance untuk resertifikasi, memperpendek periode inspeksi.	1	4	4	MEDIUM																		
										Korosi, Crack, pada member kaki platform (jacket)	2	4	8	MEDIUM	Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi, pasang ICCP, corrosion control compliance	1	4	4	MEDIUM								

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management				Average Risk Category								
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S		Risk Level RL=L*S							
04.	Pedestal Crane	"Accidental Load"	Inadequate SOP	"Accidental Load" dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	2	4	8	Average Risk Category	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi	1	4	4	Average Risk Category								
			Human ERROR											Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT	1	4	4				
			Lifting gear rusak/tidak standar											Periodic inspection	3	4	12	Factor yang lebih besar, pememajaan secara berkala	2	4	8
			Crane tidak berfungsi dengan baik akibat buruknya kualitas PM atau tidak tersedianya spare parts											CMMS compliance, critical parts tersedia (<100%)	3	4	12	CMMS compliance 100%, critical parts tersedia 100%	2	4	8
			Overload, load melebihi kapasitas lifting gear/crane, indicator malfunction											Load Chart and Load Indicator	3	4	12	Load Chart / Indicator di tera ulang setiap tahunnya, sistem proteksi overload perlu dipastikan bekerja.	2	4	8
			Crane boom structure atau elemen lainnya mengalami kelelahan atau fatigue											Periodic inspection / certification	1	4	4	Melakukan re-engineering analisis sebelum memperpanjang "service life" dan menghitung fatigue damage. Periodic load test, repair.	1	4	4
			Rata-rata = 9.68											Rata-rata = 4.84					4.84		

NOTE :

1. Risk Matrix mengacu ke Lampiran 1
2. Hasil akhir (rata-rata) untuk "Kondisi Sekarang" : RL = 9.68 (Category MEDIUM), dan jika "Dengan Risk Management" : RL = 4.84 (Category LOW)

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

C. HAZARD IDENTIFICATION (HAZID) UNTUK PLATFORM S (PLATFORM RISER/SPOILS)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang			Dengan Risk Management			Average Risk Category	
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi		L
01.	Pressure Vessel : Slop Tank	Kebocoran hydrocarbon (gas atau liquid) dari vessel.	Inadequate SOP	Kebakaran/ledakan hebat yang dapat menyebabkan runtuhnya platform, sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	SOP tersedia	2	4	8	1	3	3	Average Risk Category "C"
			Human ERROR									
			Over capacity atau overflow (inflow exceeds outflow), kegagalan fungsi instrumentasi		Flow control (LCV, ILCV) untuk inlet and outlet	3	4	12	1	3	3	Average Risk Category "C"
			Over pressure pada vessel (exceeds MAWP/Design Pressure), kegagalan fungsi instrumentasi, PSH/PSHH dan PSV tidak bekerja, vessel burst									
			Premature damage akibat material defect, korosi, crack, atau fatigue yang menyebabkan vessel bocor.		Pressure control (PCV, Big/oe) untuk inlet and outlet, PSV Maint PSH/PSHH	3	4	12	1	4	4	Average Risk Category "C"
			Sumber api atau panas yang tidak terkontrol (kegagalan fungsi proteksi fire, gas, heat, UV), electrical shock, listrik statis, petir.		Walthickness monitoring, periodic inspection dan certification, corrosion control	2	4	8	1	4	4	Average Risk Category "C"
			Pemeliharaan yang kurang	Main bearing jika stuck, menyebabkan turn table tidak berputar sehingga mampu menyebabkan runtuhnya (collapse) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	Fire and Gas Detection System, UV Protection, Fire Protection System (water, sprinkle, foam), pemeliharaan berkala	2	4	8	1	3	3	Average Risk Category "C"
02.	Main Bearing (Turn Table)	Main Bearing stucked										Average Risk Category "C"
						3	4	12	1	4	4	Average Risk Category "A"
												Average Risk Category "C"

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang				Dengan Risk Management							
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category	Rekomendasi	L	S	Risk Level RL=L*S	Average Risk Category		
03.	Kaki-kaki (leg) platform template	Kerusakan kaki-kaki (leg/jacket) platform template	Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang masih berkaitan dengan operasi platform (contact) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP	Kegagalan fungsi kaki-kaki (leg) pada platform jenis template dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.	3	4	12	8	MEDIUM	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi. Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT. Kapal-kapal yg beroperasi wajib docking secara periodik	2	4	8	MEDIUM		
															<p>Pemasangan Nav Aid, Navigation Buoy, mengupdate jalur pelayaran di Hubla, 24 hrs traffic watcher.</p> <p>Secara periodik melakukan inspeksi dan sertifikasi platform, melakukan re-engineering analysis sebelumnya memperpanjang "service life" platform. Sistem proteksi korosi (sacrificial anode).</p>	<p>Secara periodik sosialisasi kepada awak-awak kapal luar perusahaan tentang alur pelayaran yg diperbolehkan, standby kapal tunda untuk menghalau,</p> <p>Secara periodik melakukan inspeksi dan sertifikasi platform</p>
Rata-rata =					9.67				Rata-rata =				4.33			

NOTE :

1. Risk Matrix mengacu ke Lampiran 1
2. Hasil akhir (rata-rata) untuk "Kondisi Sekarang" : RL = 9.67 (Category MEDIUM), dan jika "Dengan Risk Management" : RL = 4.33 (Category LOW)

Lampiran 5, Hazard Identification (HAZID) (Lanjutan)

D. HAZARD IDENTIFICATION (HAZID) UNTUK PLATFORM Q (PLATFORM LIVING QUARTER)

No	Node	Potensi HAZARD	Penyebab-penyebab (BASIC EVENTS)	Akibat Terburuk (TOP EVENT)	Kondisi Sekarang			Dengan Risk Management			Average Risk Category				
					Pengendali	L	S	Risk Level RL=L*S	Rekomendasi	L		S	Risk Level RL=L*S		
01.	Kaki-kaki (leg) platform template	Kerusakan kaki-kaki (leg/jacket) platform template	Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang masih berkaitan dengan operasi platform (contact) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP Kaki/member platform tertabrak object-object berlayar yang tidak berkaitan dengan operasi platform (collision) yang diakibatkan oleh human error atau inadequate SOP. Kelelahan struktur atau Fatigue pada member kaki platform (jacket). Material defect pada member kaki platform yang tidak teridentifikasi dini. Korosi, Crack, pada member kaki platform (jacket)	Kegagalan fungsi kaki-kaki (leg) pada platform jenis template dapat menyebabkan runtuhnya (collapsed) sebagian atau keseluruhan platform, menyebabkan oil spill, serta menyebabkan injury.		3	4	12	Update SOP secara berkala atau jika ada perubahan filosofi operasi. Kompetensi personel ditingkatkan dengan training (refreshment) atau OJT. Kapal-kapal yg beroperasi wajib docking secara periodik Secara periodik sosialisasi kepada awak-awak kapal luar perusahaan tentang alur pelayaran yg diperbolehkan, standby kapal tunda untuk menghalau, Secara periodik melakukan inspeksi dan sertifikasi platform Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi yang berpotensi mempercepat fatigue, 100% compliance untuk resertifikasi, memperpendek periode inspeksi. Perbaikan cacat-cacat hasil temuan inspeksi, pasang LCP, corrosion control compliance	1	3	3	3	3	3.60
					Rata-rata = 8.80			Rata-rata = 3.60			Average Risk Category "C" CATEGORY LOW				

NOTE :

1. Risk Matrix mengacu ke Lampiran 1
2. Hasil akhir (rata-rata) untuk "Kondisi Sekarang" : RL = 8.80 (Category MEDIUM), dan jika "Dengan Risk Management" : RL = 3.60 (Category LOW)