

**DESAIN STEEL CATENARI RISER PADA FPSO  
DENGAN METODE QUASI STATIK**

**SKRIPSI**

Oleh

**DEDY RINTHO I. SIMAREMARE**

**04 05 21 010 7**



**DEPARTEMEN TEKNIK SIPIL  
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2008/2009**

**133/FT.EKS.01/SKRIP/03/2009**

**DESAIN STEEL CATENARY RISER PADA FPSO  
DENGAN METODE QUASI STATIK**

**SKRIPSI**

**SKRIPSI INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI SEBAGIAN  
PERSYARATAN MENJADI SARJANA TEKNIK**

Oleh :

**DEDY RINTHO I. SIMAREMARE**

**04 05 21 010 7**



**DEPARTEMEN TEKNIK SIPIL  
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA  
GENAP 2008/2009**

## **PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI**

Saya yang bertanda tangan dibawah ini, menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi dengan judul :

### **DESAIN STEEL CATENARY RISER PADA FPSO DENGAN METODE QUASI STATIK**

Yang disusun untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada Jurusan Sipil Fakultas Teknik Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan duplikasi dari Skripsi yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun perguruan tinggi lain atau instansi lain, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya.

Jakarta, 19 Maret 2009

Dedy Rintho  
0405210107

# **FINAL ASSIGNMENT ORIGINALITY CLARIFICATION**

Final Assignment Title :

## **DESIGN STEEL CATENARY RISER ON FPSO WITH QUASI STATIC METHOD**

Clarify that this final assignment I have made is my own work. This final assignment is the original copy and not duplication of other final assignment that have been published or used to achieve bachelor degree in University of Indonesia as well as other University or any other institute, unless the references included as they should be.

Jakarta, 19 March 2009

Dedy Rintho  
0405210107

## PENGESAHAN

Menyatakan bahwa Skripsi dengan judul :

### **DESAIN STEEL CATENARI RISER (SCR) PADA FPSO DENGAN METODE QUASI STATIK**

Disusun untuk melengkapi persyaratan menjadi Sarjana Teknik pada program studi Teknik Sipil Departemen Teknik Sipil Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Skripsi ini telah diujikan pada sidang ujian skripsi pada tanggal 20 Maret 2009 dan dinyatakan memenuhi syarat/sah sebagai skripsi pada Departemen Teknik Sipil Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Jakarta, 23 Maret 2009

Dosen Pembimbing



Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D.

NIP. 130 702 934

## AUTHORIZATION

Final Assignment with title:

### DESIGN STEEL CATENARY RISER ON FPSO WITH QUASI STATIC METHOD

Have been made to complete a part of requirement to be a Bachelor Degree majoring Civil Engineering, Department of Civil Engineering, Faculty Engineering University of Indonesia. This final assignment have been tested on 20<sup>th</sup> March 2009 and stated have fulfilled the condition as a final assignment at Civil Engineering Department University of Indonesia.

Jakarta, 23 March 2009

Counselor,



Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D.  
NIP. 130 702 934

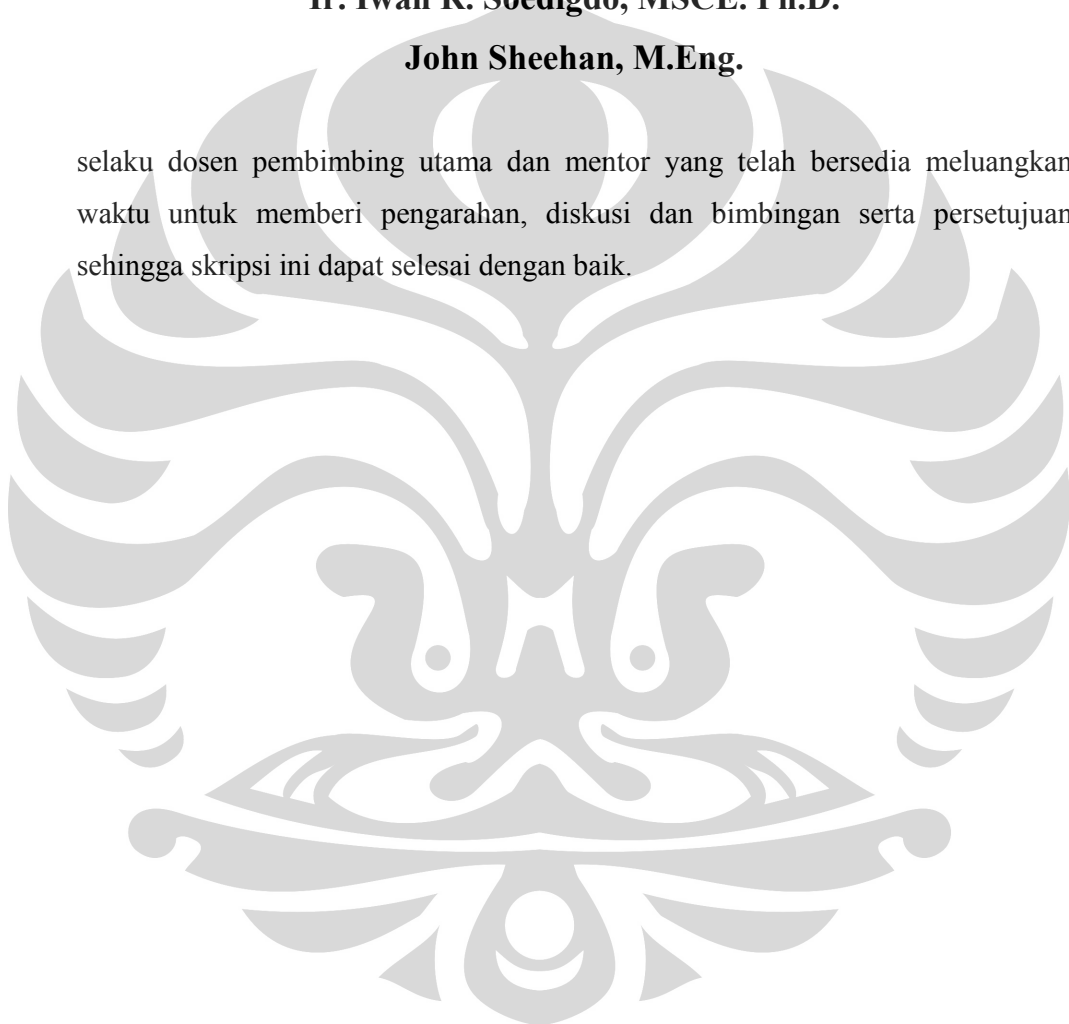
## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

**Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D.**

**John Sheehan, M.Eng.**

selaku dosen pembimbing utama dan mentor yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga skripsi ini dapat selesai dengan baik.



## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas karunia-Nya sehingga penulisan skripsi ini dapat terselesaikan sesuai dengan waktu yang telah ditentukan. Skripsi dengan judul “Desain Steel Catenari Riser Pada FPSO Dengan Metode Quasi Statik” ini dibuat sebagai salah satu rangkaian tugas akhir pendidikan S-1 di Departemen Teknik Sipil Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu terselesaikannya makalah skripsi ini, terutama kepada:

1. Keluargaku tercinta atas doa, kasih sayang dan segala dukungan baik moril maupun materiil.
2. Pembimbing saya, Bpk. Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D. yang dengan sabar dan penuh pengorbanan membimbing saya dalam menyelesaikan makalah skripsi ini.
3. Seluruh staf pengajar Program Sarjana Extensi Fakultas Teknik Universitas Indonesia yang telah memberikan ilmunya kepada penulis.
4. Seluruh staf dan karyawan Program Sarjana Extensi Fakultas Teknik Universitas Indonesia, khususnya di Departemen Teknik Sipil atas bantuannya selama penulis menjalankan studi hingga menyelesaikan skripsi ini.
5. Pimpinan PT. Acergy Indonesia, Bpk. Baskoro Wiryohasmoro atas pengertiannya selama menjalani kuliah maupun penulisan makalah skripsi ini.
6. Pimpinan Acergy Singapore Pte. Ltd., Mr. Marin Abelanet (Technical Director) and Mrs. Fabienne Chapuis (Discipline Manager) yang telah memberikan kesempatan kepada saya untuk mengikuti training Orcaflex di Singapore.
7. Mr. John Sheehan, Senior Project Engineer Acergy Singapore Pte. Ltd., atas bimbingannya dan masukan yang sangat berharga terutama dalam hal teknis perencanaan yang sebenarnya pada makalah skripsi ini.



8. Bpk. Gunawan Suwarno, Installation Manager Sapura Acergy JV, atas koreksi, materiil and arahannya sehingga makalah skripsi ini menjadi lebih baik.
9. Teman - temanku di PT. Acergy Indonesia untuk dukungannya.
10. Teman – teman angkatan 2005 Program Sarjana Ekstensi Fakultas Teknik Sipil atas dukungannya.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa selalu melimpahkan rahmat dan berkat serta membalas segala kebaikan yang telah diberikan kepada penulis.

Semoga skripsi yang masih jauh dari sempurna ini dapat bermanfaat dan dapat menambah pengetahuan bagi semua pihak yang membutuhkan.

Jakarta, 19 Maret 2009

Dedy Rintho  
0405210107

Dedy Rintho IS

NPM 0405210107

Departemen Teknik Sipil

Dosen Pembimbing

Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D.

## DESAIN STEEL CATENARY RISER PADA FPSO DENGAN METODE QUASI STATIK

### ABSTRAK

Pencarian minyak dan gas bumi di laut dalam bukanlah hal mudah, karena membutuhkan teknologi, biaya yang mahal serta resiko yang tinggi. Teknologi laut dalam masih relatif muda dibandingkan dengan teknologi struktural lainnya dan hingga sekarang terus mengalami perkembangan dan penyempurnaan. Salah satunya adalah *Steel Catenary Riser* (SCR) dan SCR pertama dibangun pada tahun 1994 oleh Shell.

*Riser* adalah sarana transportasi untuk mengalirkan fluida/gas dari fasilitas dibawah laut ke fasilitas di permukaan laut atau sebaliknya. *Steel Catenary Riser* (SCR) adalah riser yang konfigurasiya berbentuk catenari oleh karena berat riser itu sendiri dan salah satu ujungnya tergantung pada *floater* sedangkan ujung lainnya terletak di dasar lautan.

Dalam menganalisa desain riser ini dilakukan beberapa simulasi dimana gelombang dan arus datang dari beberapa arah dan terjadi pergeseran dari FPSO. FPSO diasumsikan mengalami *sway* sebesar  $\pm 50$  m dan *heave* sebesar  $\pm 5$  m. Analisa akan menggunakan program Orcaflex.

Dari hasil analisa dan simulasi didapatkan bahwa tegangan terbesar terjadi pada SCR 3 dengan arah arus dan gelombang 180o dan FPSO sway -50m. Akan tetapi nilai tersebut masih jauh dibawah tegangan ijin dari SCR tersebut.

Kata Kunci: *Lepas pantai, laut dalam, pipeline, riser, scr*

Dedy Rintho Irwan Simaremare

Dosen Pembimbing

NPM 0405210107

Ir. Iwan R. Soedigdo, MSCE. Ph.D.

Departemen Teknik Sipil

## **DESIGN STEEL CATENARY RISER ON FPSO WITH QUASY STATIC METHOD**

### **ABSTRACT**

Deepwater exploration for oil and gas is not an easy things to do, because high technology needed, expensive and high risk as well. Deep water technology is quite new compare to other structural technology which is until now still under developing and perfection. One of deep water technology is called Steel Catenary Riser (SCR). The first SCR was built in 1994 by Shell.

Riser is a conductor pipe conneting floater on the surface and wellhead on the subsea. Steel Catenary Riser is a riser which have catenary configuration because one of the end attached to floater and the other end anchored on the sea bed.

SCR design will be analyzed by conducting some simulation where wave and current direction come from diffrent angle and FPSO having sway  $\pm 50$  m (asumption) and heave  $\pm 5$  m (assumption). The tool used to do simulation is Orcaflex Program.

Result of simulation shows that the higher strees occur on SCR 3 where direction of wave and current come in from  $180^\circ$  angle and when FPSO sway far from anchor point on the seabed. However, the strees is accepted.

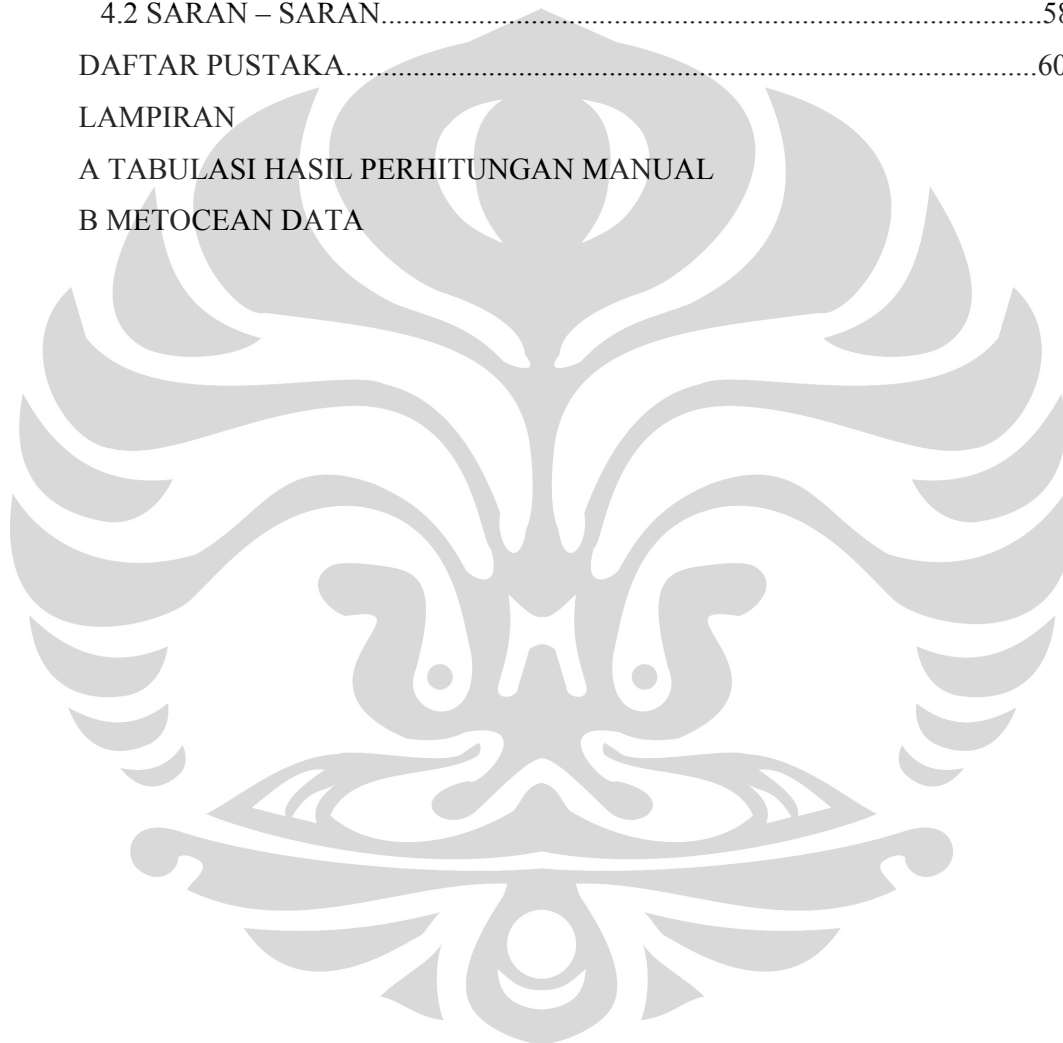
Key waords: offshore, deepwater, pipeline, riser, scr

# DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
UCAPAN TERIMAKASIH.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
ABSTRAK.....	viii
ABSTRACT.....	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL.....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xv
DAFTAR SINGKATAN.....	xvi
DAFTAR SIMBOL.....	xvii
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 RUANG LINGKUP.....	4
1.3 MAKSUD DAN TUJUAN.....	5
1.4 SISTEMATIKA PENULISAN.....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....</b>	<b>6</b>
2.1 DEFINISI DAN BAGIAN – BAGIAN RISER.....	6
2.2 KATEGORI DAN JENIS RISER.....	9
2.2.1 Menurut Jenis <i>Well head</i> .....	9
2.2.2 Berdasarkan Fungsi Risier.....	9
2.2.3 Berdasarkan Jenis Floater (Host).....	12
2.3 KONFIGURASI STEEL RISER.....	13
2.4 DATA AWAL DALAM MENDESAIN RISER.....	14
2.4.1 Data Fluida.....	14
2.4.2 Data Lingkungan.....	15
2.4.3 Data <i>Floater</i> .....	17
2.5 DASAR TEORI.....	18

2.5.1 Gelombang Laut.....	18
2.5.2 Angin.....	20
2.5.3 Arus Laut.....	21
2.5.4 Gaya Hidrodinamik.....	22
2.5.5 Floater (Host).....	25
2.5.6 Teori Spektrum.....	26
2.6 PROGRAM ORCAFLEX.....	27
<b>BAB III DESAIN DAN METODE ANALISA.....</b>	<b>28</b>
3.1 METODE DESAIN.....	28
3.2 BEBAN YANG BEKERJA PADA SCR.....	30
3.2.1 Gaya Tekan.....	30
3.2.2 Beban Lingkungan.....	31
3.2.3 Beban <i>Accidental</i> .....	32
3.3 PERSAMAAN CATENARI.....	34
3.4 METODE ANALISA.....	36
3.5 TEGANGAN IJIN.....	37
<b>BAB IV STUDI KASUS DAN ANALISA TEGANGAN PADA SCR.....</b>	<b>39</b>
4.1 DATA AWAL.....	39
4.1.1 Data Material Pipa.....	39
4.1.2 Data Fluida Yang Dialirkan.....	39
4.1.3 Data Lingkungan.....	39
4.1.4 Data FPSO.....	40
4.2 STUDI KASUS.....	41
4.2.1 Kasus 1 (Masa Instalasi).....	41
4.2.2 Kasus 2 (Masa Operasional).....	42
4.2.3 Kasus 3 (Ekstrem).....	42
4.3 HASIL PERHITUNGAN PROGRAM ORCAFLEX.....	43
4.3.1 Hasil Perhitungan Program Orcaflex Untuk Kasus 1.....	43
4.3.2 Hasil Perhitungan Program Orcaflex Untuk Kasus 2.....	45
4.3.3 Hasil Perhitungan Program Orcaflex Untuk Kasus 3.....	45
4.4. ANALISA MANUAL.....	48
4.4.1 Perhitungan Bentuk Catenari ( <i>Catenary Shape</i> ) – SCR 2.....	48

4.4.2 Perhitungan Beban Lingkungan.....	50
4.4.3 Perhitungan Efektif <i>Tension</i> .....	53
4.4.4 Perhitungan Momen Tekuk.....	55
4.4.5 Perhitungan Tegangan Von Mises.....	56
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>58</b>
4.1 KESIMPULAN.....	58
4.2 SARAN – SARAN.....	58
DAFTAR PUSTAKA.....	60
LAMPIRAN	
A TABULASI HASIL PERHITUNGAN MANUAL	
B METOCEAN DATA	



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Cadangan Minyak dan Gas Indonesia.....	2
<b>Gambar 1.2</b>	Potensi Cadangan Minyak dan Gas Bumi di Laut Dalam.....	2
<b>Gambar 1.3</b>	Sistem pada laut dalam.....	4
<b>Gambar 1.4</b>	Produksi lepas pantai, Laut dangkal vs Laut Dalam.....	4
<b>Gambar 2.1</b>	Sistem Riser.....	6
<b>Gambar 2.2</b>	Sistem Riser.....	7
<b>Gambar 2.3</b>	Pipa Baja Carbon dan Pipa <i>Flexible</i> .....	7
<b>Gambar 2.4</b>	Pipa siap disambung (las) proses pengelasan.....	8
<b>Gambar 2.5</b>	<i>Flexible</i> join terpasang pada ujung pipa.....	8
<b>Gambar 2.6</b>	Sistem dan konfigurasi riser pada laut dalam.....	10
<b>Gambar 2.7</b>	Sistem Steel Catenary Riser.....	11
<b>Gambar 2.8</b>	Konfigurasi <i>Lazy wave</i> dan <i>Steep wave</i> SCR.....	13
<b>Gambar 2.9</b>	ERHA FPSO.....	17
<b>Gambar 2.10</b>	Parameter Gelombang Laut.....	18
<b>Gambar 2.11</b>	Kombinasi beban akibat gelombang dan arus pada SCT & TTR.....	23
<b>Gambar 2.12</b>	Monogram untuk mencari <i>Reynold</i> number.....	24
<b>Gambar 2.13</b>	Sistem koordinat dan rotasi <i>floate</i> r.....	26
<b>Gambar 2.14</b>	Diskritisasi elemen.....	27
<b>Gambar 3.1</b>	Diagram alir desain proses dan analisa riser.....	29
<b>Gambar 3.2</b>	Sistem Catenari.....	34
<b>Gambar 4.1</b>	Sistem koordinat lokal dan lokasi SCR pada FPSO.....	39
<b>Gambar 4.2</b>	Arah domain gelombang dan arus terhadap FPSO dalam sistem koordinat Global.....	40
<b>Gambar 4.3</b>	Konfigurasi SCR pada program Orcaflex.....	42
<b>Gambar 4.4</b>	Konfigurasi SCR.....	47
<b>Gambar 4.5</b>	Perbandingan bentuk SCR2 hasil perhitungan manual vs Orcaflex.....	49
<b>Gambar 4.6</b>	Kombinasi kecepatan gelombang dan arus pada SCR2.....	51
<b>Gambar 4.7</b>	Penguraian kecepatan arus yang bekerja pada segmen 1.....	51

<b>Gambar 4.8</b>	Pembagian SCR 2 menjadi 25 elemen/segmen.....	52
<b>Gambar 4.9</b>	Perbandingan besar gaya tarik, manual vs Orcaflex.....	53
<b>Gambar 4.10</b>	Perbandingan Besar Momen Tekuk, Manual vs Orcaflex.....	55
<b>Gambar 4.11</b>	Perbandingan Besar Tegangan Von Mises, Manual vs Orcaflex...	56





## DAFTAR TABEL

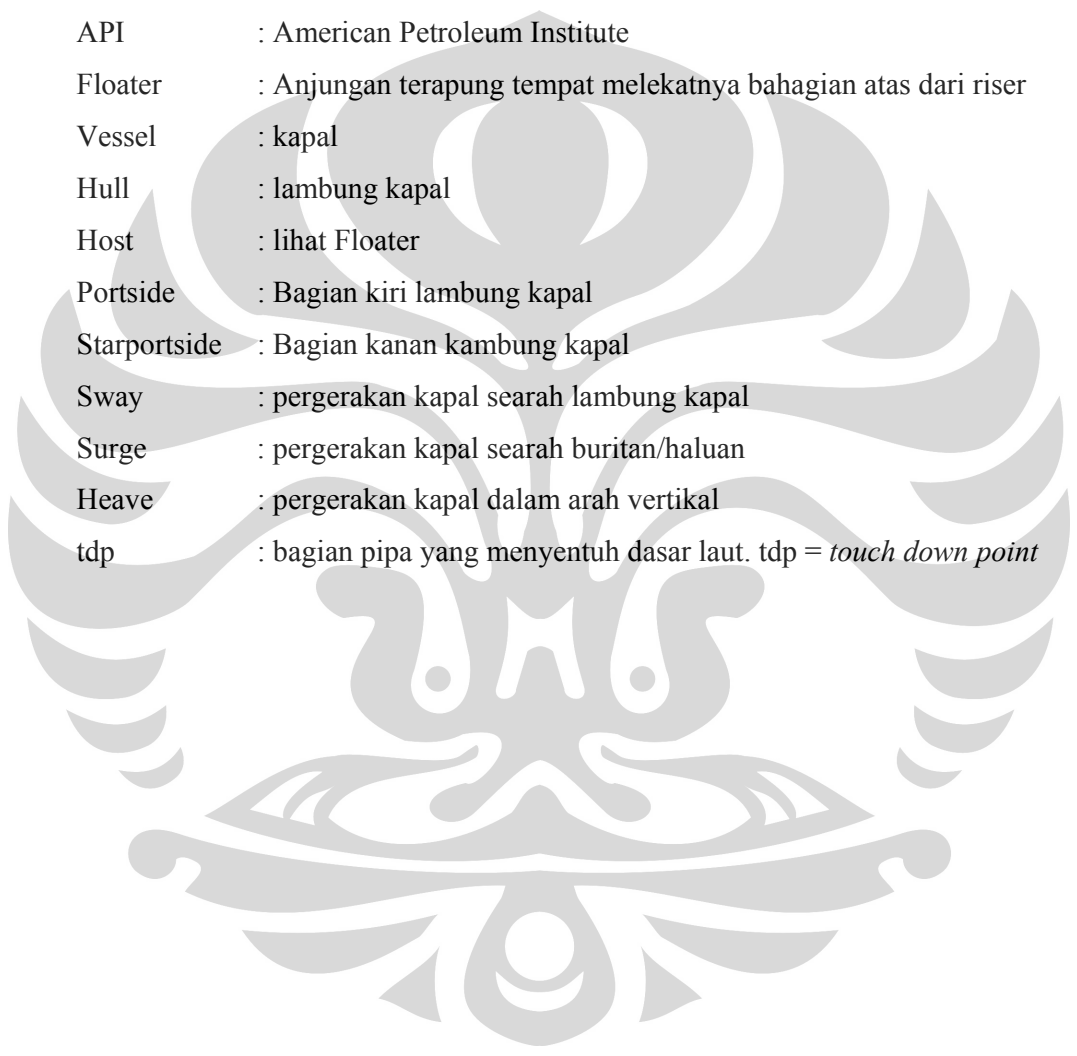
<b>Tabel 2.1</b>	Parameter data Fluida.....	14
<b>Tabel 2.2</b>	Parameter Data Metocean.....	16
<b>Tabel 2.3</b>	Ringkasan Formula Gelombang Linear Airy.....	19
<b>Tabel 2.4</b>	Rekomendasi praktis mencari nilai Cd, Cm dan Cl.....	24
<b>Tabel 2.5</b>	Kemampuan dan fungsi <i>Floater</i> .....	25
<b>Tabel 3.1</b>	Desain tekan dalam pipa.....	31
<b>Tabel 3.2</b>	Kombinasi Kondisi Lingkungan.....	32
<b>Tabel 3.3</b>	Nilai koefisien $C_f$ untuk bermacam kombinasi beban.....	33
<b>Tabel 4.1</b>	Koordinat SCR pada <i>FPSO</i> .....	39
<b>Tabel 4.2</b>	Besar tegangan von mises oleh program Orcaflex – Kasus 1.....	43
<b>Tabel 4.2</b>	Besar tegangan von mises oleh program Orcaflex – Kasus 2.....	45
<b>Tabel 4.2</b>	Besar tegangan von mises oleh program Orcaflex – Kasus 3.....	46

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN A**      **Tabulasi Hasil Perhitungan Manual**  
**LAMPIRAN B**      **Metocean data**

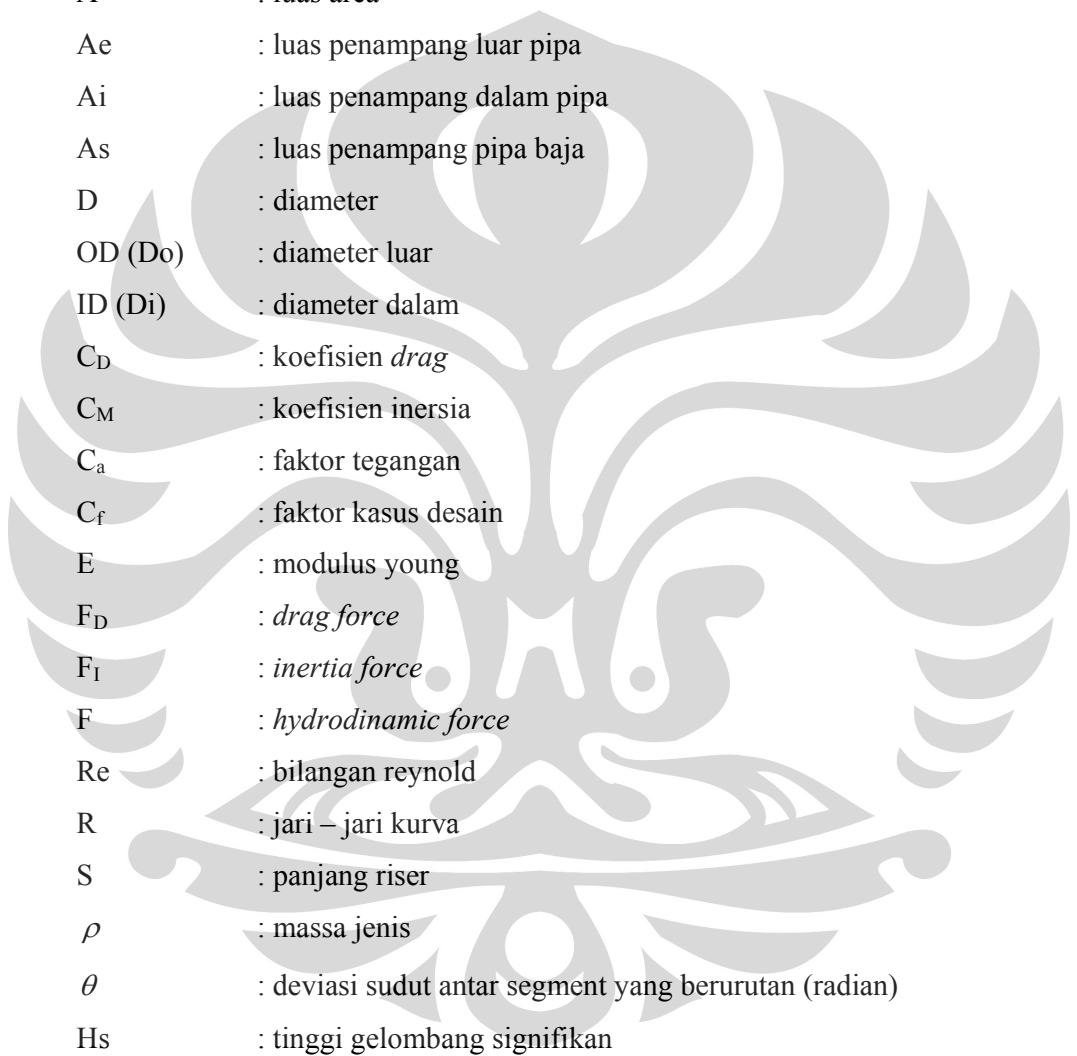


## DAFTAR SINGKATAN / ISTILAH



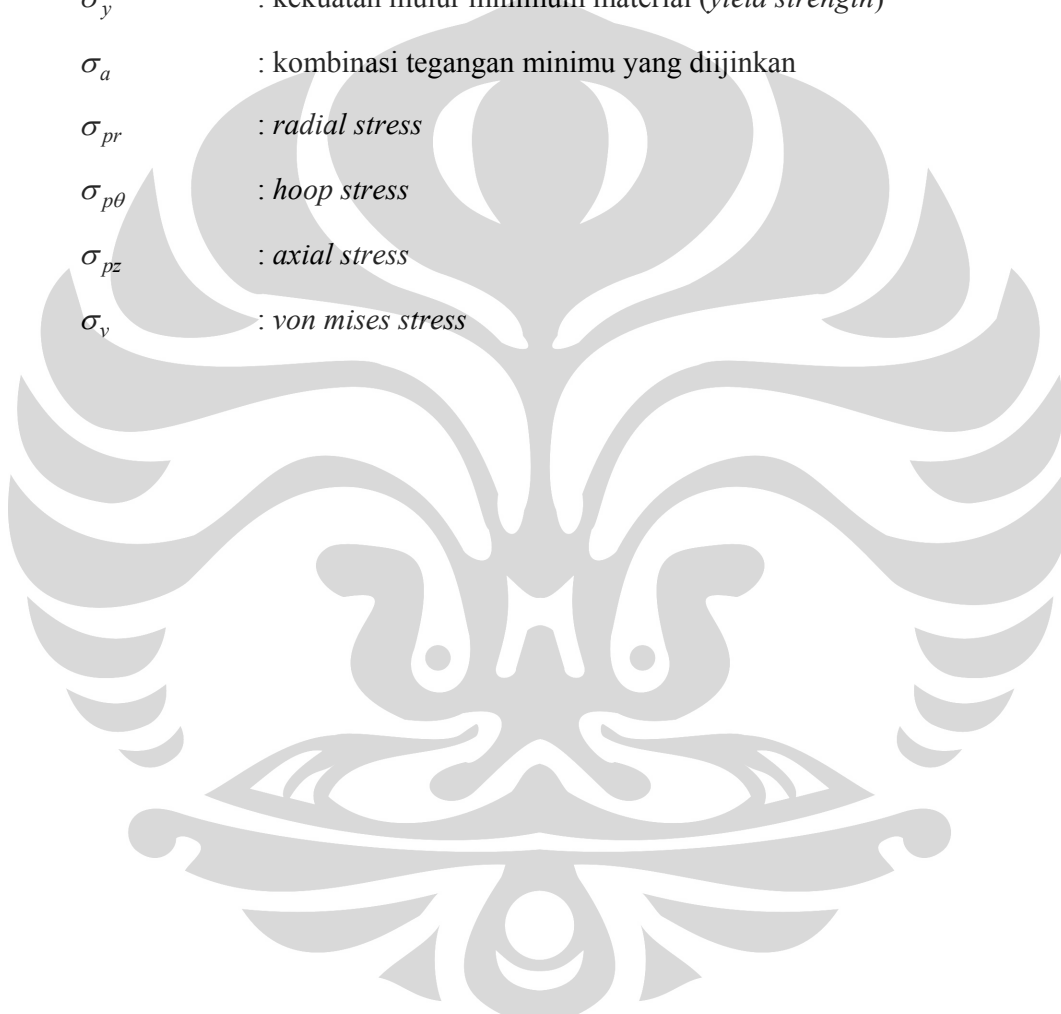
FPSO	: Floating Production Storage and Offloading
SMYS	: Specified Minimum Yield Strength
TLP	: Tension-Leg Platform
API	: American Petroleum Institute
Floater	: Anjungan terapung tempat melekatnya bahagian atas dari riser
Vessel	: kapal
Hull	: lambung kapal
Host	: lihat Floater
Portside	: Bagian kiri lambung kapal
Starboard	: Bagian kanan lambung kapal
Sway	: pergerakan kapal searah lambung kapal
Surge	: pergerakan kapal searah buritan/haluan
Heave	: pergerakan kapal dalam arah vertikal
tdp	: bagian pipa yang menyentuh dasar laut. tdp = <i>touch down point</i>

## DAFTAR SIMBOL



$\phi$	: besar sudut antara SCR dengan garis horisontal
$\beta$	: sudut antara lambung kapal dengan SCR
A	: luas area
$A_e$	: luas penampang luar pipa
$A_i$	: luas penampang dalam pipa
$A_s$	: luas penampang pipa baja
D	: diameter
OD ( $D_o$ )	: diameter luar
ID ( $D_i$ )	: diameter dalam
$C_D$	: koefisien <i>drag</i>
$C_M$	: koefisien inersia
$C_a$	: faktor tegangan
$C_f$	: faktor kasus desain
E	: modulus young
$F_D$	: <i>drag force</i>
$F_I$	: <i>inertia force</i>
F	: <i>hydrodynamic force</i>
Re	: bilangan reynold
R	: jari – jari kurva
S	: panjang riser
$\rho$	: massa jenis
$\theta$	: deviasi sudut antar segment yang berurutan (radian)
Hs	: tinggi gelombang signifikan
I	: momen inersia
Ts	: periode gelombang signifikan
L	: panjang gelombang
T	: tegangan tarik
M	: momen tekuk
t	: tebal pipa

$\nu$	: <i>poisson ratio</i>
$\nu$	: <i>kinematic viscosity</i>
$u$	: kecepatan partikel di air
$u_w$	: kecepatan gelombang
$u_c$	: kecepatan arus laut
$w$	: berat pipa di air
$\sigma_y$	: kekuatan mulur <i>minimum material (yield strength)</i>
$\sigma_a$	: kombinasi tegangan minimu yang diijinkan
$\sigma_{pr}$	: <i>radial stress</i>
$\sigma_{p\theta}$	: <i>hoop stress</i>
$\sigma_{pz}$	: <i>axial stress</i>
$\sigma_v$	: <i>von mises stress</i>



# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 LATAR BELAKANG

Minyak dan Gas Bumi, masih merupakan sumber energi utama bagi manusia. Pemerintah menargetkan produksi minyak nasional sebesar 1 juta barel per hari (bpd) (*Media Indonesia Online, 2007*). Namun BP Migas pesimis dapat mencapai target tersebut. Total produksi minyak dalam negeri saat ini mencapai 960 bpd, dimana 50 barel akan digunakan kembali sebagai stimulus peningkatan produksi, sehingga total produksi harian hanya sebesar 910 bpd (*Media Indonesia Online*). Sementara kebutuhan harian minyak nasional adalah sebesar 1,051 juta bpd dan hal ini menempatkan Indonesia bukan lagi sebagai negara pengeksport minyak tetapi telah menjadi negara pengimpor minyak. Akibatnya, kenaikan harga minyak dunia yang mendekati USD 100 per barrel bukan menjadi hal yang menguntungkan tetapi justru membahayakan perekonomian nasional.

Mengapa hal tersebut bisa terjadi? Bukankan negeri kita adalah negeri yang kaya akan minyak dan gas? Hal tersebut dimungkinkan terjadi karena umumnya lapangan yang ada saat ini adalah lapangan tua yang kapasitas produksinya makin lama makin menurun. Fasilitas eksplorasi pada lapangan lama tersebut juga sudah tua sehingga rentan terhadap kerusakan yang pada akhirnya akan menghambat proses produksi. Di sisi lain, ladang-ladang baru belum mulai berproduksi.

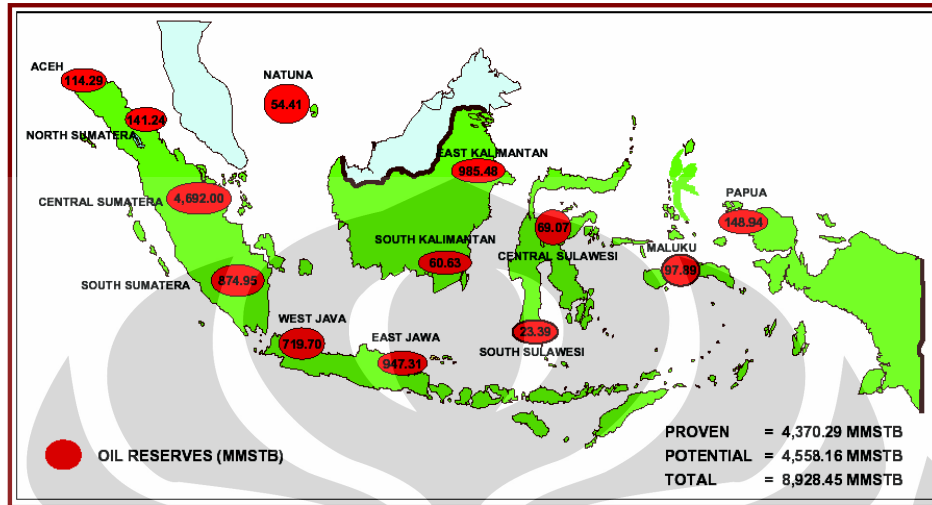
Mengingat kondisi tersebut diatas, Pemerintah berusaha untuk meningkatkan kapasitas produksi, maka pada bulan Oktober 2007 dilakukan lelang Blok Migas sebanyak 26 Blok dengan perkiraan potensi sebesar 30 ~ 1.069 Juta Barel untuk masing-masing blok dengan total nilai investasi sebesar USD 445 Juta. (*Antara News, 30/10/2007*). Yang menarik adalah, dari 26 lapangan baru yang ditawarkan, sebahagian besar berlokasi di lepas pantai (offshore).

Selama ini, eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi di lepas pantai lebih banyak difokuskan pada laut dangkal. Sementara untuk meningkatkan

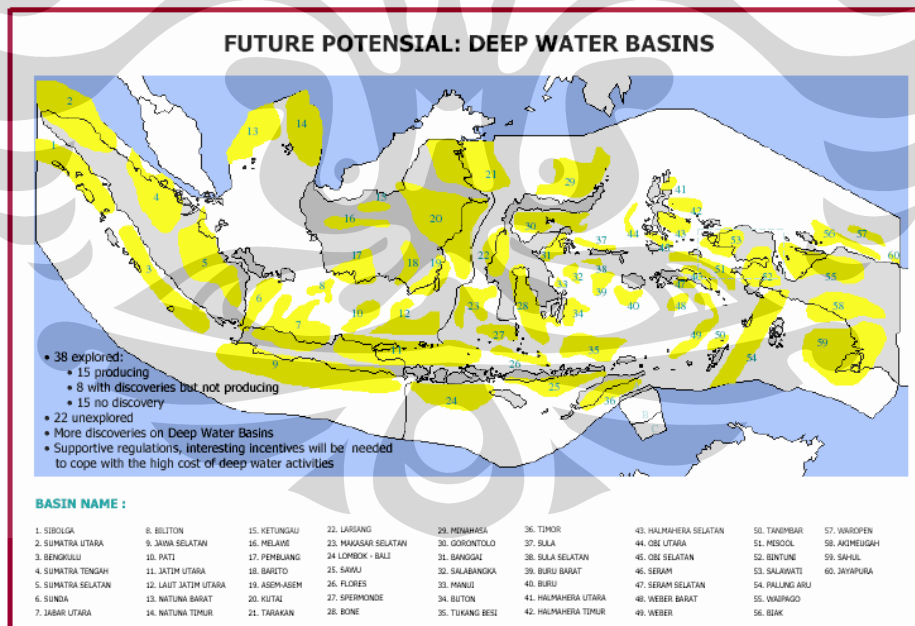
---

*Skripsi ini mengikuti cara penulisan Journal Fluids and Structures*

produksi, kita seharusnya lebih berani untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi di laut dalam karena petensi cadangan minyak maupun gasnya cukup besar.



Gambar 1.1: Cadangan Minyak di Indonesia.  
(Sumber : PT. Acergy Indonesia, Departemen Sales & Marketing)



Gambar 1.2: Potesi Cadangan Minyak dan Gas Bumi di Laut Dalam  
(Sumber : PT. Acergy Indonesia, Departemen Sales & Marketing)

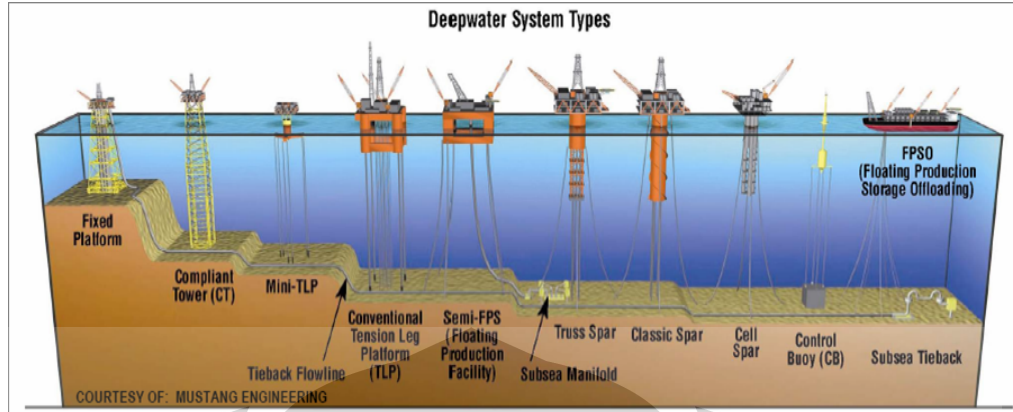
Memang disadari bahwa perburuan minyak dan gas khususnya untuk laut dalam memiliki resiko seperti lokasi yang sulit, dan biaya yang tinggi karena membutuhkan teknologi yang berbeda dengan teknologi yang selama ini diterapkan untuk eksplorasi di darat (*onshore*) ataupun laut dangkal (*shallow water*).

Dalam kegiatan eksplorasi dan produksi minyak maupun gas, terutama untuk lepas pantai, peran *Riser* adalah sebagai alat transportasi ataupun penghubung antara fasilitas didasar laut (*pipeline, well head, dll*) dengan fasilitas yang ada diujungan pada permukaan laut (*unit proses, storage, dll*). Teknologi riser itu sendiri terus mengalami perkembangan, baik konfigurasi maupun jenis material yang digunakan khususnya untuk laut dalam. Lebih jelas akan dibahas dalam Bab 2.

Kedalaman laut dibagi atas 3 kategori, yaitu: laut dangkal (*shallow water*), laut dalam (*deep water*) dan laut sangat dalam (*ultra deep water*). *Shallow water* mempunyai kedalaman mulai dari 0 ~ <300 m, sedangkan *deep water* mempunyai kedalaman mulai dari 300 m ~ 1000 m. Sedangkan *ultra deep water*, kedalamannya adalah >1000 m.

Sebagai Negara yang mempunyai laut dengan luas 5,8 juta km<sup>2</sup> dan potensi kandungan minyak dan gas bumi yang cukup besar, kita dituntut untuk mampu menguasai teknologi eksplorasi dan eksploitasi laut dalam. Karena tren eksplorasi minyak untuk laut dalam (*deep water*) dan sangat dalam (*ultra deep water*) akan terus mengalami peningkatan yang signifikan sampai tahun 2015 diseluruh dunia (*Offshore Magazine, Oct. 2007*) karena ketergantungan manusia akan jenis energi ini cenderung meningkat. Saat ini di Indonesia, operator yang telah melaksanakan eksplorasi minyak untuk laut dalam adalah Chevron dengan nama areanya adalah West Seno di Selat Makassar.





Gambar 1.3: Sistem pada Laut Dalam

Region	Deepwater	Shallow Water
Asia Pacific	786.20	7,379.04
Brazil	739.99	102.17
Gulf of Mexico	936.95	124.81
Norway	1,080.20	745.89
Other	2,876.56	19,688.90
UK	189.70	1,037.64
West Africa	2,197.22	879.35
Total	8,756.81	29,957.78

Gambar 1.4: Produksi lepas pantai, Laut dangkal vs Laut Dalam

## I.2 RUANG LINGKUP

Ruang lingkup dari penulisan skripsi ini adalah sebagai berikut:

- Jenis Riser yang akan dibahas adalah *Steel Catenary Riser* dimana material yang digunakan adalah *Carbon Steel API 5L X-65*
- Peraturan atau standar yang akan digunakan adalah API (American Petroleum Institute), DNV (Det Norske Veritas) dan ASME (American Society of Mechanical Engineering)
- Jenis Gelombang yang akan digunakan adalah Gelombang Airy (Airy Wave).
- Metode analisa adalah metode quasi statik dimana FPSO mengalami *displacement* dengan besar dan arahnya ditentukan. Translasi akan terjadi dalam sumbu koordinat FPSO yaitu: *surge*, *sway* dan *heave*. Karena

analisa yang dilakukan adalah analisa statik, maka seluruh gaya luar yang bekerja pada SCR (gelombang dan kuat arus) akan dilinierkan. Akan tetapi, FPSO sendiri tidak ikut dianalisa.

### **I.3 MAKSUD DAN TUJUAN**

Adapun maksud dan tujuan penulisan skripsi ini adalah untuk mengetahui besarnya tegangan yang dialami riser dalam beberapa kasus desain termasuk jika terjadi pergeseran FPSO dengan bantuan Program Orcaflex. Disamping melakukan analisa dengan bantuan program, juga dilakukan perhitungan manual sehingga didapat kemampuan dalam menggunakan perangkat lunak maupun kemampuan analisa perhitungan manual sekaligus.

### **I.4 SISTEMATIKA PENULISAN**

Penulisan skripsi ini disusun membentuk suatu masalah dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

#### **BAB I PENDAHULUAN**

Berisikan mengenai latar belakang, ruang lingkup penulisan, maksud dan tujuan, dan sistematika penulisan.

#### **BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI**

Dalam bab ini dibahas mengenai definisi riser dan jenis-jenis riser, data awal yang dibutuhkan dalam analisa riser, dasar teori, dan pengenalan software Orcaflex.

#### **BAB III METODE ANALISA DAN TEGANGAN PADA SCR**

Bab ini membahas tentang metode analisa yang umum digunakan pada SCR, beban yang terjadi pada riser, teori elemen hingga dan tegangan yang dialami oleh SCR.

#### **BAB IV STUDI KASUS**

Kasus akan diselesaikan dengan menggunakan software Orcalfex dan akan dibandingkan hasil keluaran dari Orcaflex dengan perhitungan manual. Perhitungan manual dilakukan dengan metode elemen hingga.

#### **BAB V KESIMPULAN DAN REKOMENDASI**

Dalam bab ini akan membahas kesimpulan dari hasil analisa dan memberikan rekomendasi.

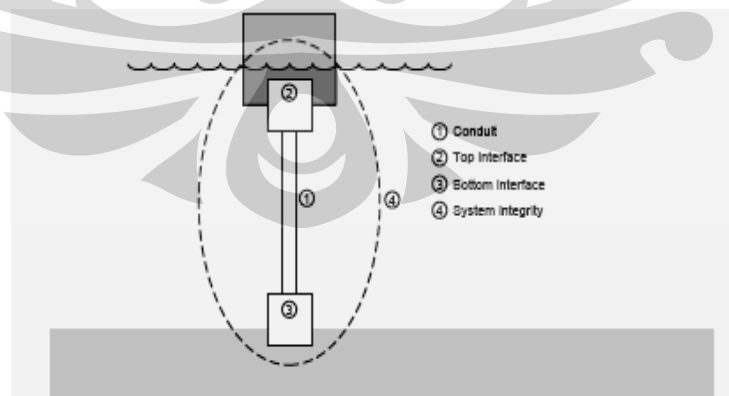
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

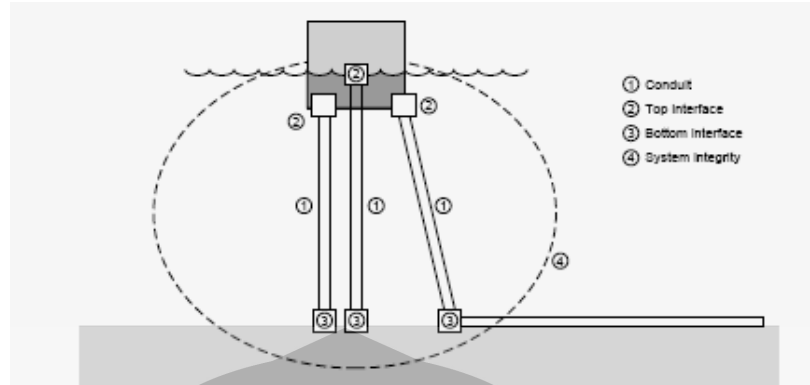
#### 2.1 DEFINISI DAN BAGIAN-BAGIAN RISER

Dalam industri minyak dan gas bumi, peranan *riser system* sangatlah vital baik untuk laut dangkal maupun laut dalam, karena itu dalam mendesainnya perlu diketahui terlebih dahulu apa itu riser dan fungsi dari riser tersebut.

*Riser* adalah *pipa pengalir yang menghubungkan antara floater (Benda Terapung) dipermukaan laut dengan sumur (well head) di dasar laut (Yong Bai, "Subsea Pipeline and Riser", 2005). Dalam Technip Glossary, Riser adalah sebuah pipa yang dibangun dan digunakan untuk mengalirkan minyak atau gas dari dasar laut ke fasilitas dipermukaan laut atau untuk mengalirkan cairan injeksi dari fasilitas di permukaan laut ke sumur (wellhead) di dasar laut. Sehingga dapat kita simpulkan bahwa definisi Riser adalah sebuah pipa yang menghubungkan antara fasilitas didasar laut dengan fasilitas di permukaan laut yang berfungsi untuk mengalirkan fluida baik dari permukaan laut ke dasar laut atau sebaliknya. Dalam API RP 2RD 2006, fungsi riser adalah penghantar (conduits) fluida antara peralatan didasar laut dan permukaan laut (lihat Figure 1 dan 2, API RP 2RD 2006). Riser sistem adalah penghubung antara struktur statik didasar laut dengan struktur dinamik dari Floating Production System (FPS) dipermukaan laut.*



Gambar 2.1 – Riser Sistem (API RP 2 RD, 2006)



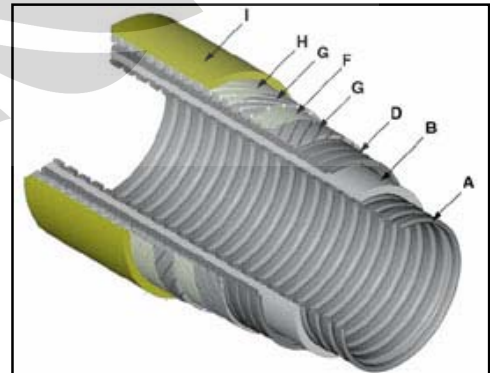
Gambar 2.2 – Riser Sistem (API RP 2 RD, 2006)

Secara garis besar, *Riser* dapat dibedakan dalam 2 jenis yaitu *Rigid Riser* dan *Flexible Riser*. Yang membedakan antara ke dua jenis Riser tersebut adalah material (bahan) dasar dari riser tersebut. Rigid Riser menggunakan Baja Carbon sehingga untuk menggabungkan antar pipa digunakan pengelasan (*welding*). Sedangkan Flexible Riser menggunakan material yang relatif lentur tetapi mempunyai kekuatan yang sama dengan carbon steel, sehingga pipanya dapat digulung dalam sebuah gulungan (*carousel*). Disamping itu, dikenal juga apa yang disebut sebagai *Hybrid Riser Tower* yaitu kombinasi dari ke-2 jenis riser di atas (*Rigid and Flexible*).

Bagian-bagian *Riser* pada umumnya terdiri dari:

- Material *Riser*

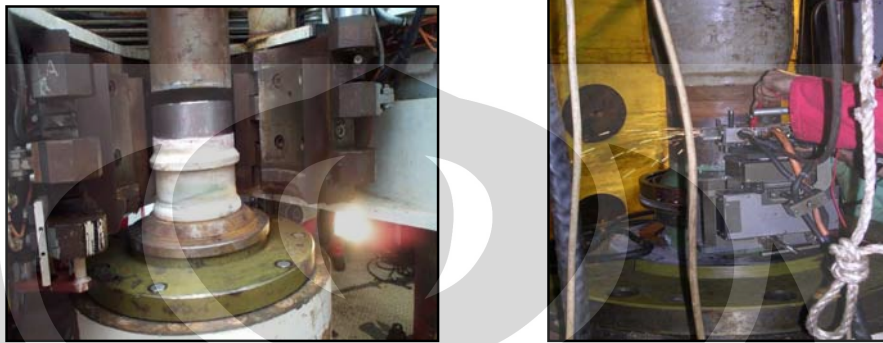
Sebagaimana yang telah disinggung di atas, bahwa ada 2 jenis material yang digunakan sebagai material riser, yaitu: pipa baja biasa (*carbon steel pipe*) dan *flexible pipe*.



Gambar 2. 3. Pipa Baja Carbon (kiri) dan Pipa *Flexible* (kanan)  
(Sumber: Arsip StoltOffshore R&D Dept.)

- Sambungan *Riser* (*Riser Joint*)

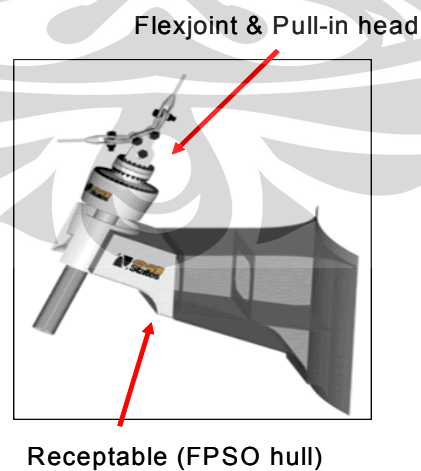
Panjang setiap pipa yang dihasilkan oleh industri pipa pada umumnya adalah 12 m, oleh karena itu dibutuhkan penyambungan untuk mendapatkan panjang pipa yang diinginkan. Pipa jenis baja umumnya disambung dengan menggunakan pengelasan (welding).



Gambar 2. 4. Pipa siap untuk disambung (di las) (kiri) dan Proses pengelasan (kanan)  
(Sumber: Arsip StoltOffshore Comp. R&D Dept.)

- Sambungan Fleksibel (*Flexible Joint*)

Flexible joint ini adalah sambungan yang menghubungkan antara ujung riser bagian atas dengan *Floater*. Dengan adanya sambungan ini, memungkinkan riser berotasi akibat pergerakan *floater* sehingga meminimumkan bending yang terjadi. Tentunya flexible joint ini memiliki keterbatasan sehingga rotasi yang terjadi harus dijaga agar tidak melampaui nilai sudut maksimum yang diijinkan.



Gambar 2. 5 *Flexible Joint* terpasang pada ujung Riser  
(Sumber: Arsip StoltOffshore Comp. R&D Dept.)

## 2.2 KATEGORI DAN JENIS RISER

### 2.2.1 Menurut Jenis *Well head*

Ada 2 tipe sumur (*wellhead*) dalam industri Perminyakan, yaitu *Dry Wellhead* dan *Wet Wellhead*. *Dry Wellhead* yaitu sumur berada di permukaan air seperti pada Anjungan Lepas Pantai, FPSO, dll. Sedangkan *Wet Wellhead* adalah sumur yang terletak di dasar laut.

Riser yang umum digunakan untuk *Dry Wellhead* adalah: *Top Tension Riser* sedangkan Riser yang umum digunakan untuk *Wet Wellhead* adalah: *Steel Catenary Riser*, *Flexible Riser* dan *Hybrid Riser*. Hal yang mendasari pemilihan *Dry Wellhead* ataupun *Wet Wellhead* dan jenis Riser yang digunakan adalah:

- Kedalaman Laut
- Tekanan yang terdapat dalam pipa ataupun yang terdapat pada *wellhead*.
- Suhu Tinggi
- Pengaturan Panas yang timbul dalam kegiatan eksplorasi
- Jenis gas yang dihasilkan.

Ada 2 kategori gas yang dihasilkan, yaitu: *sour service* (mengandung H<sub>2</sub>S) dan *sweet service* (mengandung CO<sub>2</sub>).

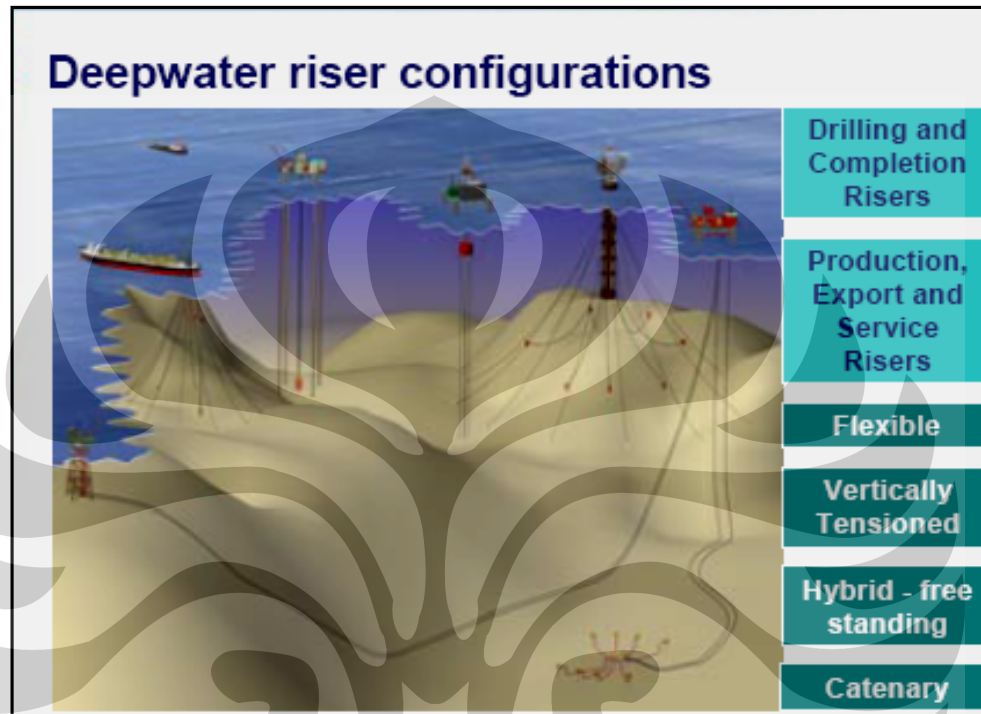
- Kemampuan Floater (*Host*)

### 2.2.2 Berdasarkan Fungsi Riser

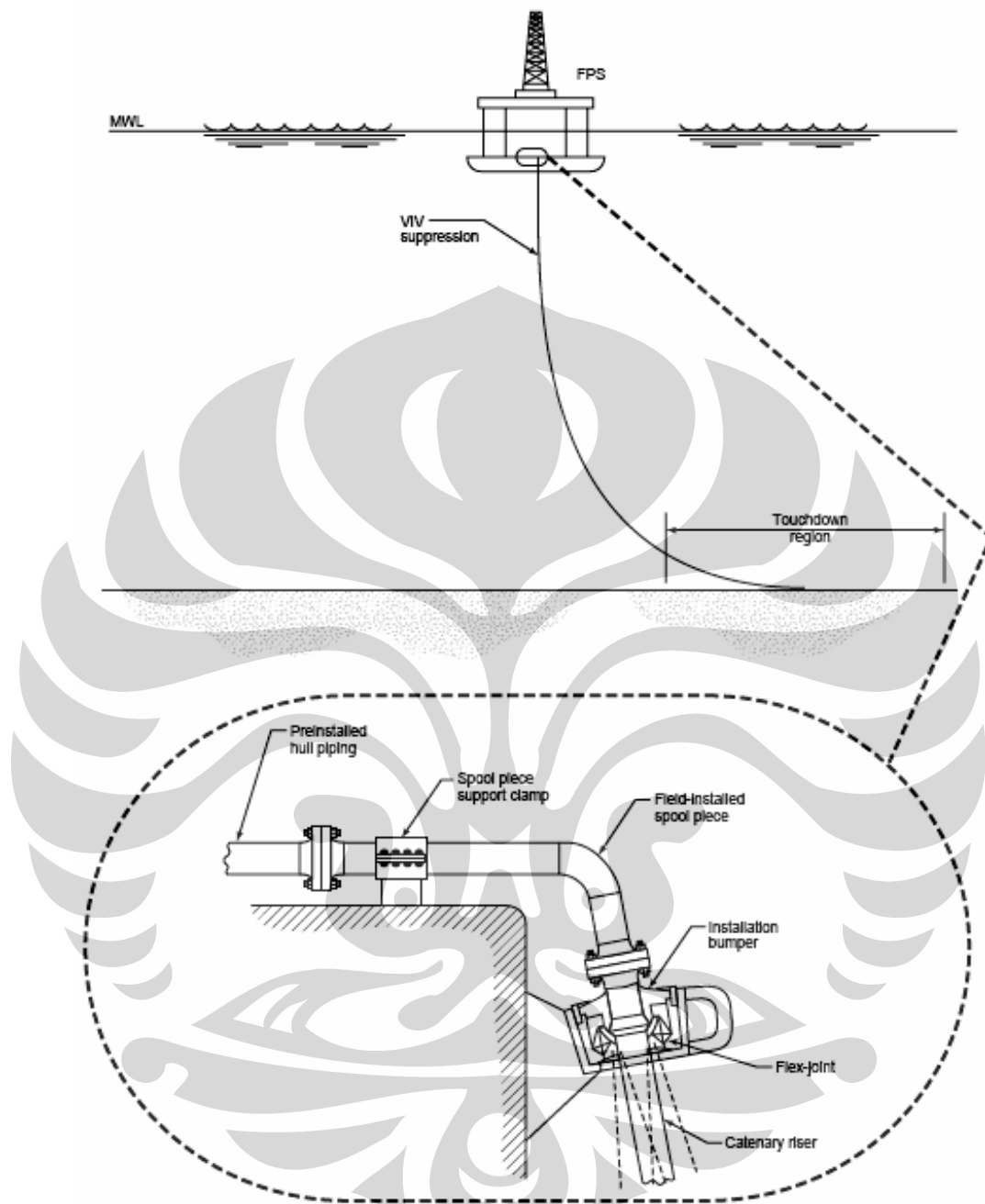
*Riser* dapat pula dikelompokkan berdasarkan fungsi atau kegunaannya. Berdasarkan fungsinya, maka riser di kelompokkan sebagai berikut:

- *Production Riser*, yaitu riser yang mengalirkan fluida yang dihasilkan (oil, gas, air atau kombinasi fluida tersebut) dari sumur di dasar laut (*christmas tree*) atau *manifold* ke FPS (API RP 2 RD, 2006)
- *Injection Service Riser*, yaitu riser yang berfungsi untuk mengalirkan air dengan tekanan tinggi ataupun gas tekanan tinggi dari FPS ke subsea *wellhead* untuk memelihara tekanan atau untuk pengaturan sistem produksi. (API RP 2RD, 2006)
- *Drilling Riser*, yaitu riser yang terdapat pada MODU (*Mobile Offshore Drilling Unit*) yang bertujuan sebagai alat transportasi fluida dari maupun ke dalam well (sumur) selama kegiatan eksplorasi.

- *Eksport Riser*, yaitu: riser yang fungsinya adalah untuk mengalirkan fluida yang dihasilkan (oil, gas ataupun kombinasinya) dari anjungan produksi ke fasilitas lainnya seperti kapal penyimpanan atau *shuttle tanker*. (API RP 2RD, 2006)



Gambar 2.6 – Sistem dan konfigurasi Riser untuk Deep Water  
(Sumber: Arsip StoltOffshore Comp.)



Gambar 2.7 – Sistem *Steel Catenary Riser* (Sumber: API RP 2 RD).



### 2.2.3 Berdasarkan Jenis Floater (Host)

Floater adalah tempat dimana Riser melekat dan menjadi bagian dari keseluruhan sistem eksplorasi minyak dan gas bumi di laut. Pemilihan jenis floater bagi Perusahaan perminyakan (Operator) sangat tergantung dari bagaimana operator tersebut akan mengelola ladang mereka, biaya dan kondisi lingkungan yang ada. Karakteristik response dari floater terhadap lingkungannya seperti: gelombang dan kuat arus juga berbeda-beda, sehingga pemilihan floater akan mempengaruhi jenis riser yang akan digunakan. Adapun jenis floater yang umum digunakan dalam industri perminyakan di lepas pantai, khususnya laut dalam yaitu:

- *Spar* adalah floater unit yang berbentuk silindris dan vertikal (kolom tunggal) dimana kolom tersebut digunakan untuk tempat penyimpanan minyak ataupun gas walau dalam jumlah yang sedikit. Untuk floater jenis spar, dapat digunakan riser jenis steel catenary riser, flexible riser ataupun hybrid riser tower.
- *FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading)* adalah floater yang berfungsi sebagai tempat penerimaan, pemerosesan, penyimpanan dan ekspor minyak atau gas. Biasanya FPSO adalah kapal yang dimodifikasi untuk mampu melakukan fungsi diatas dan ditempatkan di lokasi yang dekat dengan lokasi eksplorasi. Pada FPSO dapat dipasangkan lebih dari 1 jenis riser. Riser yang melekat pada FPSO bisa SCR, Flexible Riser dan Hybrid Riser Tower.
- *TLP (Tension Leg Platform)* adalah floating platform yang diangkut ke dasar laut secara vertikal dengan tendon angkur. Jenis riser yang digunakan umumnya adalah *Top Tension Riser*.
- *Semi submersible* adalah floater dimana geladak (deck) di dukung oleh kolom yang memungkinkan untuk dilalui gelombang laut dan memberikan respon yang baik terhadap gerakan akibat gelombang ataupun arus. Jenis riser yang umum digunakan adalah: *Catenary Riser, Top Tension Riser* maupun *Hybrid Riser Tower*.

### 2.3 KONFIGURASI STEEL RISER

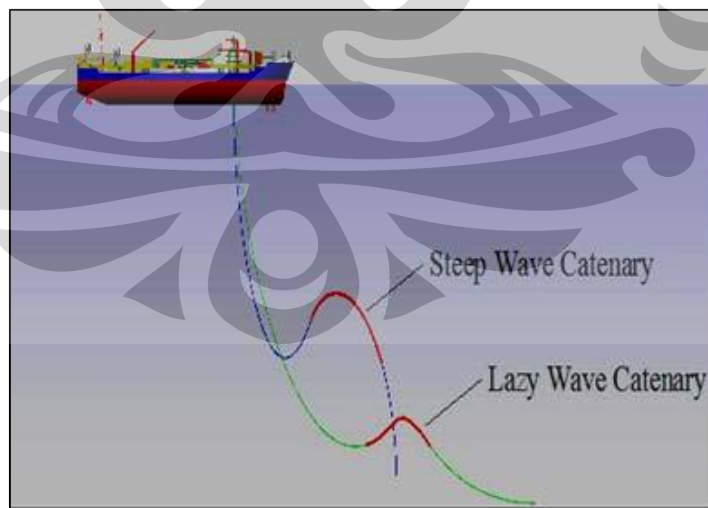
Ada 3 jenis konfigurasi yang dapat dibuat dengan menggunakan Riser dari *carbon steel*. Konfigurasi umum adalah *Conventional Catenary* seperti dalam Gambar 2.7 diatas. Konfigurasi lain yang dapat di bentuk dari Steel Riser adalah:

- *Lazy wave SCR*

Pada umumnya, material yang digunakan untuk membentuk konfigurasi lazy wave riser adalah pipa *flexible*, akan tetapi dapat pula diaplikasikan pada riser dengan material *carbon steel*. Dinamakan "Lazy" karena bagian bawah dari riser *laying* di dasar laut, sedangkan "wave" karena konfigurasinya seperti gelombang akibat pengaruh *bouyancy* yang dipasang di tengah-tengah riser tersebut.

- *Steep wave SCR*

Sama halnya dengan Lazy Wave SCR, *Steep Wave* umumnya menggunakan pipa *flexible*, akan tetapi dapat diaplikasikan pada *steel riser* dengan memasang *bouyancy*. Dinamakan "steep" karena ujung bawah dari riser tersebut hampir tegak lurus terhadap dasar laut, sedangkan "wave" adalah karena konfigurasinya yang bergelombang sebagai akibat penggunaan *bouyancy*.



Gambar 2.8 – Konfigurasi Lazy Wave dan Steep Wave SCR  
(Sumber: Orcaflex Example)

## 2.4 DATA AWAL DALAM MENDESAIN RISER

Dalam mendesain Riser, hal-hal yang harus diketahui atau ditetapkan sebagai data awal adalah sebagai berikut (Appendix F - DnV-OSF-201, 2001):

- Syarat- syarat umum desain sebuah riser
- Fungsi dari riser
- Pengoperasian riser
- Data fluida
- *Metoccean* Data
- *Data Host (Floater)*
- Metodologi analisa termasuk mempertimbangkan beban yang bekerja.
- Prosedure verifikasi terhadap desain.
- *Interface* riser dengan sistem lain atau dengan peralatan lain.

Dari begitu banyak parameter yang disebutkan diatas, pembahasan akan dititik beratkan pada *data fluida*, *data enviromental* dan *data floater*

### 2.4.1 Data Fluida

Riser sebagai alat transportasi fluida perlu didesain dengan mengetahui jenis fluida yang akan melaluinya karena jenis maupun kecepatan aliran fluida berpengaruh terhadap desain lainnya seperti: umur riser, jenis proteksi terhadap korosi, dan lain-lain.

Parameter yang menjadi pertimbangan dalam penentuan jenis fluida yang akan dialirkan dapat dilihat pada tabel dibawah (DNV-OSF-201, 2001):

Tabel 2.1 – Parameter data fluida (Sumber: DnV-OSF-201, 2001)

Parameter	Komponen
Internal Pressure	<ul style="list-style-type: none"><li>• Nilai Maksimum dari internal pressure baik dalam kondisi operasi, desain maupun tekanan tambahan yang mungkin timbul selama umur riser</li><li>• Proses pabrikasi riser serta tekanan uji yang disyaratkan</li><li>• Minimum pressure yang diharapkan</li></ul>
Suhu	<ul style="list-style-type: none"><li>• Suhu selama pengoperasian riser</li><li>• Suhu maksimum</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suhu minimum</li> </ul>
Komposisi Fluida	<ul style="list-style-type: none"> <li>• komposisi fluida yang dihasilkan,</li> <li>• jenis fluida yang digunakan (dosis, frekwensi, dll).</li> <li>• kerapatan fluida</li> <li>• Aliran dari fluida</li> <li>• Partikel yang terdapat dalam fluida, seperti: pasir, yang mempengaruhi tingkat korosi</li> </ul>
Service	<p>Ada 2 jenis service yang terdapat dalam komposisi fluida yaitu :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Sour Service</i>, yaitu: fluida tersebut mengandung H<sub>2</sub>S</li> <li>• <i>Sweet Service</i>, yaitu: fluida mengandung CO<sub>2</sub></li> </ul> <p>Hal ini penting karena berkaitan dengan laju korosi yang mungkin timbul akibat reaksi dari senyawa tersebut terhadap material riser.</p>
Deskripsi Aliran/Fluida	Tipe fluida dan karakteristik aliran
Parameter Kecepatan aliran	Kecepatan aliran, kerapatan aliran dan viskositas
Parameter Panas	Kapasitas panas fluida

#### 2.4.2 Data Lingkungan (*Metocean Data*)

Data lingkungan (*enviromental / metocean data*) adalah kondisi eksternal dimana Riser akan ditempatkan. *Metocean data* ini umumnya Riser operator (Perusahaan Minyak dan Gas Bumi) haruslah mendefinisikan kondisi *enviromental* yang ada dilokasi tempat riser akan dipasang. Kombinasi dari kecepatan angin, gelombang maupun kuat arus dalam periode ulang haruslah didefinisikan, seperti: 1, 10 ataupun 100 tahun periode ulang).

Parameter data *environmental* yang harus diperhitungkan dapat dilihat pada tabel dibawah ini (DNV-OSF-201, 2006):

Tabel 2.2 – Parameter Metocean data (Sumber: DnV-OSF-201, 2001)

<b>Parameter</b>	<b>Komponen</b>
Lokasi	data geografik dari lokasi pengoperasian
Kedalaman Laut	<ul style="list-style-type: none"> <li>• maksimum dan minimum dilokasi</li> <li>• data pasang surut maupun gelombang badai</li> </ul>
Data air laut	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kerapatan air laut (density),</li> <li>• pH</li> <li>• suhu maksimum minimum.</li> </ul>
Suhu udara	suhu udara maksimum dan minimum selama operasi
Data tanah	jenis tanah, kuat geser tanah, koefisien gesek, gerakan pasir. Untuk catenary riser, interkasi antara tanah dengan pipa di titik pertemuan ( <i>touch down point</i> ) sangatlah penting.
<i>Marine Growth</i>	Organisme yang menyebabkan berubahnya ketebalan, kepadatan dan keliatan pipa (roughness).
kuat Arus	kecepatan arus, arah arus dan periode ulang yang digunakan termasuk fenomena pengaruh kuat arus lokal
Gelombang Laut	tinggi maksimum gelombang, gelombang significant, periode, spektrum gelombang, dan diagram fungsi gelombang terhadap arah dan waktu ulang.
Angin	kecepatan angin diatas permukaan air
Gempa	pergerakan dasar laut (ground motion)

### 2.4.3 Data Floater

*Floater* adalah tempat dimana riser akan melekat dan riser akan bergerak mengikuti pergerakan natural dari floater akibat pengaruh gelombang laut, kuat arus ataupun kecepatan angin. Dalam hal ini, jenis floater yang akan digunakan adalah FPSO yang pada prinsipnya adalah sebuah kapal yang dirancang atau didesain khusus agar mampu melakukan fungsi produksi, penyimpanan hasil produksi dan *offloading*.

Parameter umum yang diperlukan dari data *floater (host)* adalah sebagai berikut (DNV-OSF-201, 2001):

- dimensi FPSO
- geometri dari *hull*, *draught*, *berat*, dan lain-lain
- lokasi penempatan supporting riser

Akan tetapi untuk desain atau analisa dinamik, tentunya data dari floater yang dibutuhkan tidak hanya hal-hal seperti diatas, juga perlu data-data seperti:

- RAO (Response Amplitude Operator)
- Mooring System, dll.



Gambar 2.9 – ERHA FPSO  
(Sumber: Arsip PT. Acergy Indonesia)

## 2.5 DASAR TEORI

### 2.5.1. Gelombang Laut

Gelombang laut adalah terganggunya permukaan air laut akibat terjadinya perpindahan energi. Perpindahan energi terjadi dari pergerakan angin pada permukaan laut, ataupun pasang surut yang terjadi akibat pengaruh gravitasi bulan terhadap bumi.

Berdasarkan arah gerakan gelombang laut, maka gelombang laut dapat dibedakan atas 2 kategori yaitu: Gelombang Progresif (Progressive waves) dan Gelombang standing (Standing waves).

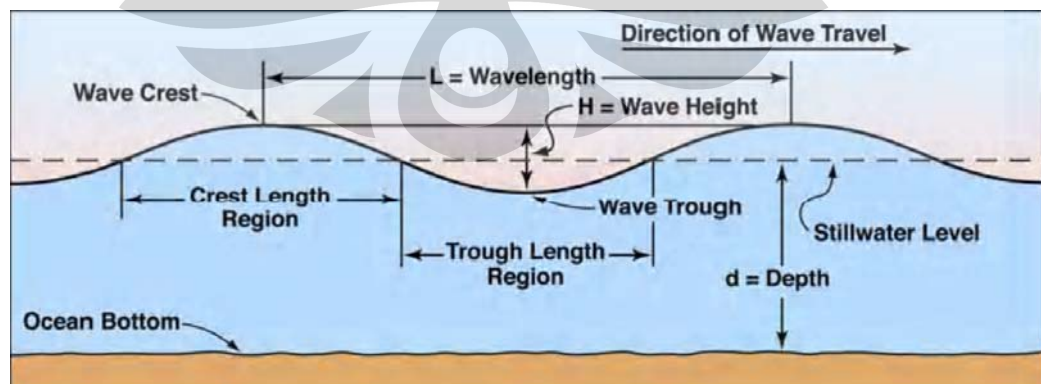
Progressive waves adalah gelombang yang bergerak maju dalam arah horisontal. Contoh progressive waves adalah: gelombang pasang surut, gelombang tsunami.

Standing waves adalah gelombang hasil superposisi dari 2 buah gelombang progresif yang bergerak berlawanan arah. Contoh standing wave adalah gelombang yang terjadi pada dinding pelabuhan.

Dalam setiap teori gelombang laut, ada 3 parameter utama yaitu:

1. Periode (T), yaitu waktu yang dibutuhkan untuk menghasilkan 1 gelombang.
2. Tinggi Gelombang (H), yaitu jarak antara puncak dengan lembah suatu gelombang
3. Kedalaman Laut (d), yaitu jarak antara permukaan laut dengan dasar laut.

Dalam teori gelombang, dasar laut diasumsikan datar (S.K Chakrabarti, "Offshore Engineering Handbook Vol. I", 2005).



Gambar 2.10 – Parameter Gelombang Laut

Seperti yang telah disebutkan dalam batasan masalah, bahwa teori gelombang yang akan digunakan adalah gelombang Airy (Linear Airy Wave).

Teori Gelombang Airy pertama kali diperkenalkan oleh G.B Airy pada tahun 1842. Dalam teori ini, gelombang diasumsikan sebagai gelombang sinusoidal dengan asumsi bahwa tinggi gelombang (H) sangat kecil bila dibandingkan dengan panjang gelombang (L) atau kedalaman laut (d).

Gelombang Airy dapat diaplikasikan untuk laut dangkal, laut sedang ataupun laut dalam. Adapun pengelompokan kedalaman laut ini harus memenuhi syarat seperti dibawah ini:.

- Laut dangkal (*shallow water*) jika  $\frac{d}{L} < 0.05$
- Laut Dalam (*depth water*) jika  $\frac{d}{L} > 0.5$
- Jika  $0.05 < \frac{d}{L} < 0.5$ , maka disebut *Intermediate / Transition water*

Persamaan yang terdapat dalam teori gelombang Airy dapat dilihat pada tabel 2.3.

Tabel 2.3 – Ringkasan Formula Gelombang Linear Airy

RELATIVE DEPTH	SHALLOW WATER $\frac{d}{L} < \frac{1}{25}$	TRANSITIONAL WATER $\frac{1}{25} < \frac{d}{L} < \frac{1}{2}$	DEEP WATER $\frac{d}{L} > \frac{1}{2}$
1. Wave profile	Same As →	$\eta = \frac{H}{2} \cos \left[ \frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T} \right] = \frac{H}{2} \cos \theta$	← Same As
2. Wave celerity	$C = \frac{L}{T} = \sqrt{gd}$	$C = \frac{L}{T} = \frac{gT}{2\pi} \tanh \left( \frac{2\pi d}{L} \right)$	$C = C_0 = \frac{L}{T} = \frac{gT}{2\pi}$
3. Wavelength	$L = T \sqrt{gd} = CT$	$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh \left( \frac{2\pi d}{L} \right)$	$L = L_0 = \frac{gT^2}{2\pi} = C_0 T$
4. Group velocity	$C_g = C = \sqrt{gd}$	$C_g = nC = \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{4\pi d/L}{\sinh(4\pi d/L)} \right] C$	$C_g = \frac{1}{2} C = \frac{gT}{4\pi}$
5. Water Particle Velocity			
(a) Horizontal	$u = \frac{H}{2} \sqrt{\frac{g}{d}} \cos \theta$	$u = \frac{H}{2} \frac{gT}{L} \frac{\cosh [2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$u = \frac{\pi H}{T} e^{-\frac{2\pi z}{L}} \cos \theta$
(b) Vertical	$w = \frac{H\pi}{T} \left( 1 + \frac{z}{d} \right) \sin \theta$	$w = \frac{H}{2} \frac{gT}{L} \frac{\sinh [2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$w = \frac{\pi H}{T} e^{-\frac{2\pi z}{L}} \sin \theta$
6. Water Particle Accelerations			
(a) Horizontal	$a_x = \frac{H\pi}{T} \sqrt{\frac{g}{d}} \sin \theta$	$a_x = \frac{g\pi H}{L} \frac{\cosh [2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$a_x = 2H \left( \frac{\pi}{T} \right)^2 e^{-\frac{2\pi z}{L}} \sin \theta$
(b) Vertical	$a_z = -2H \left( \frac{\pi}{T} \right)^2 \left( 1 + \frac{z}{d} \right) \cos \theta$	$a_z = -\frac{g\pi H}{L} \frac{\sinh [2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$a_z = -2H \left( \frac{\pi}{T} \right)^2 e^{-\frac{2\pi z}{L}} \cos \theta$
7. Water Particle Displacements			
(a) Horizontal	$\xi = \frac{HT}{4\pi} \sqrt{\frac{g}{d}} \sin \theta$	$\xi = -\frac{H}{2} \frac{\cosh [2\pi(z+d)/L]}{\sinh(2\pi d/L)} \sin \theta$	$\xi = -\frac{H}{2} e^{-\frac{2\pi z}{L}} \sin \theta$
(b) Vertical	$\zeta = \frac{H}{2} \left( 1 + \frac{z}{d} \right) \cos \theta$	$\zeta = \frac{H}{2} \frac{\sinh [2\pi(z+d)/L]}{\sinh(2\pi d/L)} \cos \theta$	$\zeta = \frac{H}{2} e^{-\frac{2\pi z}{L}} \cos \theta$
8. Subsurface Pressure	$p = \rho g (\eta - z)$	$p = \rho g \eta \frac{\cosh [2\pi(z+d)/L]}{\cosh(2\pi d/L)} - \rho g z$	$p = \rho g \eta e^{-\frac{2\pi z}{L}} - \rho g z$



Kelebihan dan kekurangan dari teori gelombang Airy:

- sangat akurat digunakan pada laut dalam dengan amplitudo gelombang yang rendah
- secara matematis teori ini tidak kompleks sehingga mudah diaplikasikan
- Tetapi teori ini kurang akurat dalam memprediksikan perilaku gelombang pada laut dangkal

Disamping Teori Gelombang Airy, masih banyak lagi teori gelombang lainnya yang jauh lebih kompleks seperti:

- Stokes Amplitude Wave Teori
- Cnoidal Wave Teori, dll

Dengan menggunakan persamaan yang terdapat dalam Tabel. 2.3 di atas, maka kecepatan dan percepatan gelombang dapat dicari untuk kemudian digunakan untuk mencari besarnya gaya yang ditimbulkan oleh gelombang.

### **2.5.2 Angin**

Angin adalah hasil dari pergerakan udara. Udara bergerak disebabkan oleh:

- Gaya gravitasi
- Gaya defleksi dari rotasi bumi
- Gaya centrifugal akibat lintasan udara.

Dalam desain SCR, angin akan memberikan gaya terhadap floater.

Angin memiliki energi kinetik dan energi kinetik akan mengalami perubahan menjadi energi potensial jika pada aliran angin tersebut dihalangi tepat pada lintasannya mengakibatkan angin akan berhenti atau mengalami defleksi terhadap lintasannya.

Gaya angin pada setiap struktur adalah hasil turunan dari tekanan yang disebabkan adanya hambatan pada lintasannya. Gaya tersebut merupakan fungsi dari:

- Kecepatan angin
- Orientasi
- Area
- Bentuk dari struktur tersebut

Gaya yang ditimbulkan angin terhadap floater adalah sebagai berikut (API RP 2SK, 2005 hal.66):

$$F_w = \frac{1}{2} \rho_w C_D A U_w^2 \quad (2.1)$$

dimana:

$F_w$  = Gaya akibat angin (kN/m)

$\rho_w$  = massa jenis udara (kN/m<sup>3</sup>)

$C_D$  = koefisien drag oleh angin

$A$  = luas area yang mengalami tekanan (m<sup>2</sup>)

$U_w$  = kecepatan angin pada ketinggian 10 m diatas SWL ( m/dt<sup>2</sup> )

Besarnya nilai  $C_D$  tergantung oleh besarnya bilangan Reynold.

### 2.5.3 Arus Laut

Arus laut terjadi pada permukaan laut dapat disebabkan oleh beberapa hal, seperti (Offshore Engineering Handbook 2005, Chakrabarti hal.118):

- Efek dari pergerakan angin
- Akibat perbedaan tekanan atmosfer
- Efek dari pasang surut air laut

Tetapi arus laut tidak hanya terjadi dipermukaan laut saja, juga terjadi dibawah permukaan laut dan di dasar laut.

Kategori dari arus laut adalah sebagai berikut (API RP 2SK, 2005 hal.16):

- Arus akibat pasang surut
- Arus sirkulasi (*loop dan eddy current*)
- Arus akibat pengaruh gelombang badai
- Arus soliton

Jika arus yang terjadi pada struktur lebih dari 1 jenis dan dengan arah, besar dan kedalaman yang berbeda, maka besarnya kuat arus adalah jumlah vektor dari arus yang terjadi.

#### 2.5.4 Gaya Hidrodinamik

Beban luar yang bekerja pada Riser disebut sebagai *Environmental Loads*. Beban ini terjadi adalah kombinasi antara gelombang laut, kuat arus dan angin. Ke-3 komponen tersebut memiliki persamaan yaitu: berupa aliran partikel. Hal inilah kenapa disebut hidrodinamik, karena partikelnya mengalir atau bergerak. Aliran partikel sendiri ada 2 jenis yaitu: *steady flow* dan *unsteady flow*. Yang membedakan ke-2 jenis aliran ini adalah kecepatannya, dimana *steady flow* mempunyai kecepatan konstan (perubahan kecepatan sangat kecil) sedangkan *unsteady flow* selalu berubah-ubah.

Untuk dapat menghitung besarnya gaya luar akibat beban eksternal, maka harus terlebih dahulu dihitung besarnya kecepatan maupun percepatan partikel oleh gelombang laut, kuat angin maupun kuat arus sebagaimana dijelaskan dalam penjelasan diatas..

Persamaan yang umum digunakan untuk menghitung besarnya gaya hidrodinamik adalah persamaan Morrison (*Morrison Equation*). Dalam persamaan ini, ada 2 komponen yang di hitung yaitu: *drag force* ( $F_D$ ) dan *inersia force* ( $F_I$ ).

$$F_D = \frac{1}{2} \rho \cdot C_D \cdot D \cdot u^2 \quad (2.2)$$

$$F_I = \rho \cdot C_M \cdot A \cdot \dot{u} \quad (2.3)$$

$$F = F_D + F_I \quad (2.4)$$

Keterangan:

$\rho$  = density air laut ( $\text{kN/m}^3$ )

D = diameter pipa (m)

u = kecepatan partikel (m/dt)

$\dot{u}$  = percepatan partikel ( $\text{m/dt}^2$ )

A = luas penampang pipa ( $\text{m}^2$ )

$F_D$  = Drag Force (kN/m)

$F_I$  = Inertia Force (kN/m)

$C_D$  = koefisien drag

$C_M$  = koefisien inersia

F = Gaya Hidrodinamik

Nilai kecepatan ( $u$ ) adalah jumlah kecepatan partikel gelombang ditambah kecepatan partikel oleh arus (lihat persamaan 2.5). ("Subsea Pipeline and Riser", Y. Bai, Elseiver, 2001).

$$u = u_{wave} + u_{current} \quad (2.6)$$

Besarnya nilai  $C_D$  dan  $C_M$  ditentukan oleh besarnya bilangan Reynold (*Reynold Number*). Ada 2 cara untuk mendapatkan Bilangan Reynold ini, yaitu: analitis ataupun dengan grafik.

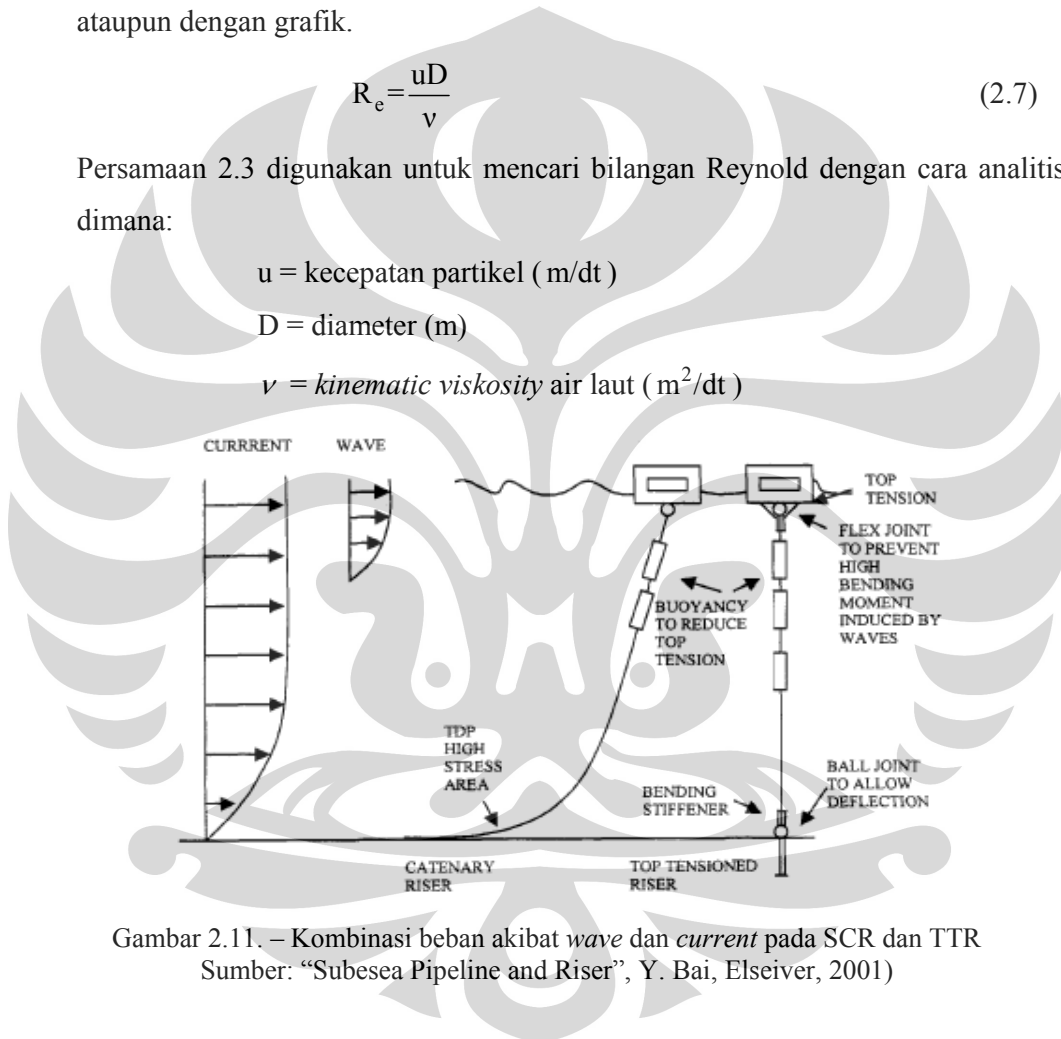
$$R_e = \frac{uD}{\nu} \quad (2.7)$$

Persamaan 2.3 digunakan untuk mencari bilangan Reynold dengan cara analitis, dimana:

$u$  = kecepatan partikel ( m/dt )

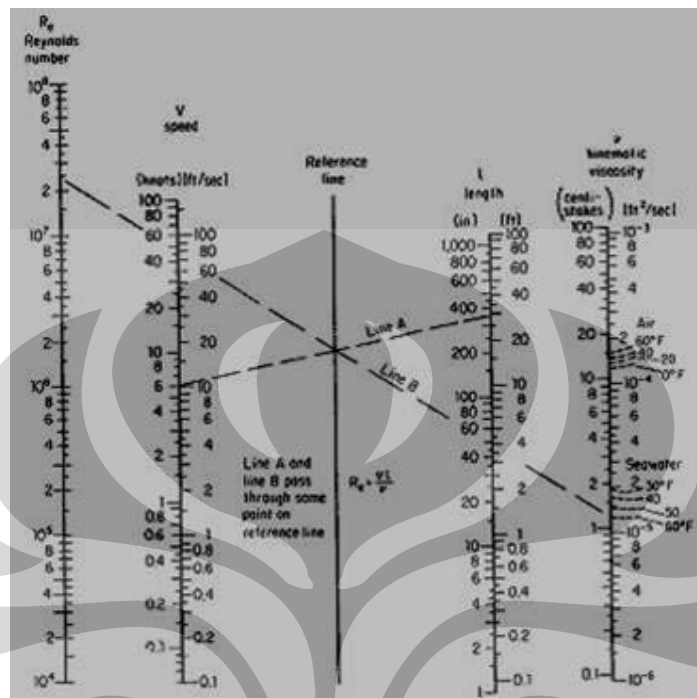
$D$  = diameter (m)

$\nu$  = kinematic viscosity air laut ( m<sup>2</sup>/dt )



Gambar 2.11. – Kombinasi beban akibat *wave* dan *current* pada SCR dan TTR  
 Sumber: "Subsea Pipeline and Riser", Y. Bai, Elseiver, 2001)

Untuk mendapatkan bilangan Reynold dengan cara grafis, maka monogram (Gambar 2.12) dapat digunakan.



Gambar 2.12. – Monogram untuk mencari nilai Reynold Number  
 Sumber: Handbook of Ocean and Underwater Engineering, McGraw-Hill

Tabel 2.4 – Rekomendasi Praktis mencari nilai  $C_D$ ,  $C_M$  dan  $C_L$ .

$R_e$	$C_D$	$C_M$	$C_L$
$R_e < 5.0 \times 10^4$	1.3	2.0	1.5
$5 \times 10^4 < R_e < 1.0 \times 10^5$	1.2	2.0	1.0
$1.0 \times 10^5 < R_e < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{R_e}{3 \times 10^5}$	2.0	$1.2 - \frac{R_e}{5 \times 10^5}$
$2.5 \times 10^5 < R_e < 5.0 \times 10^5$	0.7	$2.5 - \frac{R_e}{5 \times 10^5}$	0.7
$5.0 \times 10^5 < R_e$	0.7	1.5	0.7

Sumber: Offshore Pipeline Design, Analysis and Method (A.H. Mousselli, Penn Well, 2001)  
 Catatan: Tabel ini digunakan sebagai acuan praktis dengan asumsi roughness pipa kecil

### 2.5.5 Floater (Host)

Sebagaimana yang telah disinggung diatas, bahwa ada beberapa jenis *floater* yang digunakan saat ini. Dan kaitannya dengan Riser sangatlah penting karena Floater inilah tempat bergantungnya SCR. Hal ini tidak saja mempengaruhi stress yang timbul pada riser jika terjadi displacement pada host, namun jauh sebelum hal itu desain dari body floater (hull) akan mempengaruhi jenis riser yang akan digunakan. Karena bisa saja, bagian2 riser tidak cocok dengan hull yang ada. Jadi penentuan host harus pula mempertimbangkan jenis riser yang digunakan dan demikian juga sebaliknya.

Floater dapat dibedakan atas 2 jenis berdasarkan keberadaannya dilapangan, yaitu:

- Permanen, yaitu host ini akan berada di lokasi eksplorasi dalam kurun waktu 20 ~ 30 tahun. Oleh karena itu, *floater* jenis ini biasanya diangkur (mooring) dilokasi dan kondisi beban yang digunakan dalam phase desain adalah kondisi extreme. Contoh permanen host adalah: FPSO.
- Mobile, yaitu: host ini tidak tinggal dilapangan, tetapi hanya pada saat operasional dan jika operasi selesai, host akan dipindahkan ke lokasi lainnya. Contoh mobile host adalah: MODU (Mobile Drilling Unit).

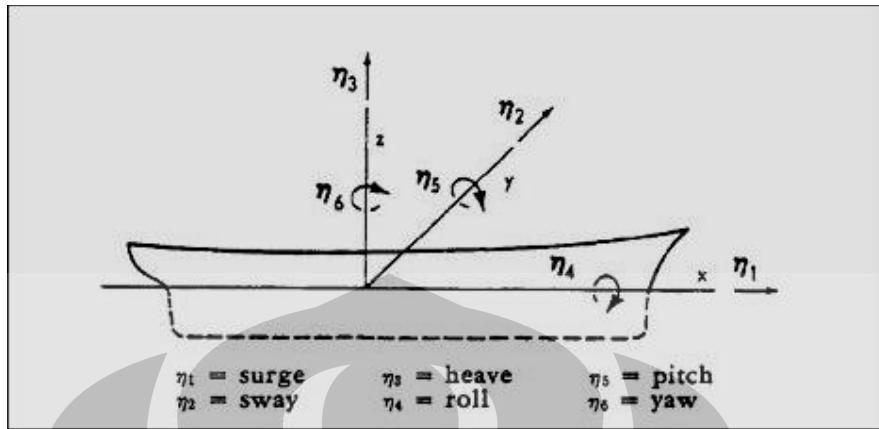
Kemampuan dan fungsi yang dapat dilakukan oleh masing-masing Floater dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 2.5 – Kemampuan dan fungsi *floater*

	FPSO	Semi-submersible	Spar	TLP
Production	Yes	Yes	Yes	Yes
Storage	Yes	No	Yes	No
Drilling	No	Possible	Yes	Yes
Workover	No	Possible	Yes	Yes
Water Depth Limitation	No	No	No	No

Sumber: “Offshore Engineering Handbook”, S.K. Chakrabarti, Elsevier, 2005

Gambar 2.13 – Sistem koordinat dan rotasi Floater  
 Sumber: “Offshore Engineering Handbook”, S.K. Chakrabarti, Elsevier, 2005



FPSO adalah sebuah kapal (*vesel*) yang telah mengalami modifikasi untuk mampu melaksanakan fungsi produksi, pengolahan, *storage* dan *offloading*.

Stabilitas pada offshore adalah kemampuan sistem (kapal) untuk kembali keposisi normal (*undisturbed*) setelah semua gaya luar dihilangkan. Ketika kapal berada dalam keseimbangan statik, maka pada kapal tersebut bekerja 2 buah gaya, yaitu: gaya berat kapal (massa kapal dan gravitasi) dan *buoyancy*. *Buoyancy* adalah daya angkat akibat volume air yang dipindahkan.

## 2.5.6 Teori Spektrum

### 2.5.6.1 Spektrum Gelombang Laut

Gelombang Laut yang terjadi tidak selalu sama baik besar gelombang, frekwensi maupun waktu terjadinya. Hal ini tentu menyulitkan untuk mendapatkan besar gelombang rata-rata. Untuk mendapatkan nilai gelombang rata – rata ( $H_s$  atau  $H_{33\%}$ ).  $H_s$  adalah tinggi gelombang signifikan dan  $T_s$  adalah periode saat gelombang signifikan. Teori spektrum gelombang yang umum digunakan dalam memprediksi tinggi gelombang signifikan adalah sebagai berikut:

- \* Pierson-Moskowitz
- \* JONSWAP model
- \* Bretschneider model
- \* ISSC model

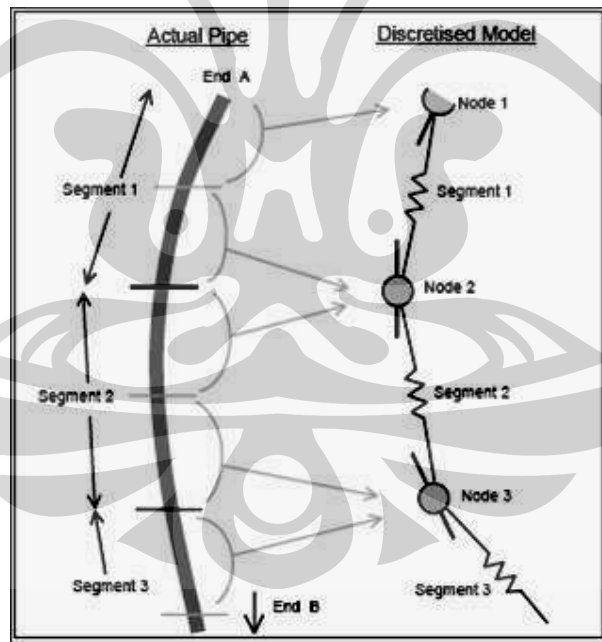
### 2.5.6.2 Spektrum Angin

Seperti halnya gelombang, maka untuk mendapatkan nilai optimum dari gaya angin yang bekerja perlu dimodelkan berdasarkan hasil pengamatan dalam kurun waktu tertentu. Pengaruh gaya angin pada suatu struktur lepas pantai yang diperhitungkan adalah berada pada ketinggian 10 m diatas permukaan laut (S.K. Chakrabarti "Offshore Engineering Handbook", Vol.I, 2005)

## 2.6 ORCAFLEX

Orcaflex adalah suatu program komputer yang dibuat oleh *Orcina* untuk analisa dinamika di lepas pantai, baik berupa analisa statik maupun dinamik. Software ini umumnya digunakan untuk menganalisa riser, mooring buoys, pemasangan peralatan didasar laut, pemasangan kabel bawah laut, dan lain-lain.

Dalam program Orcaflex, pemodelan dan diskritisasi adalah seperti gambar berikut ini.



Gambar 2.14 – Diskritisasi elemen  
Sumber: Manual Program Orcaflex



## BAB 3

### DESAIN DAN METODE ANALISA

#### 3.1. METODE DESAIN

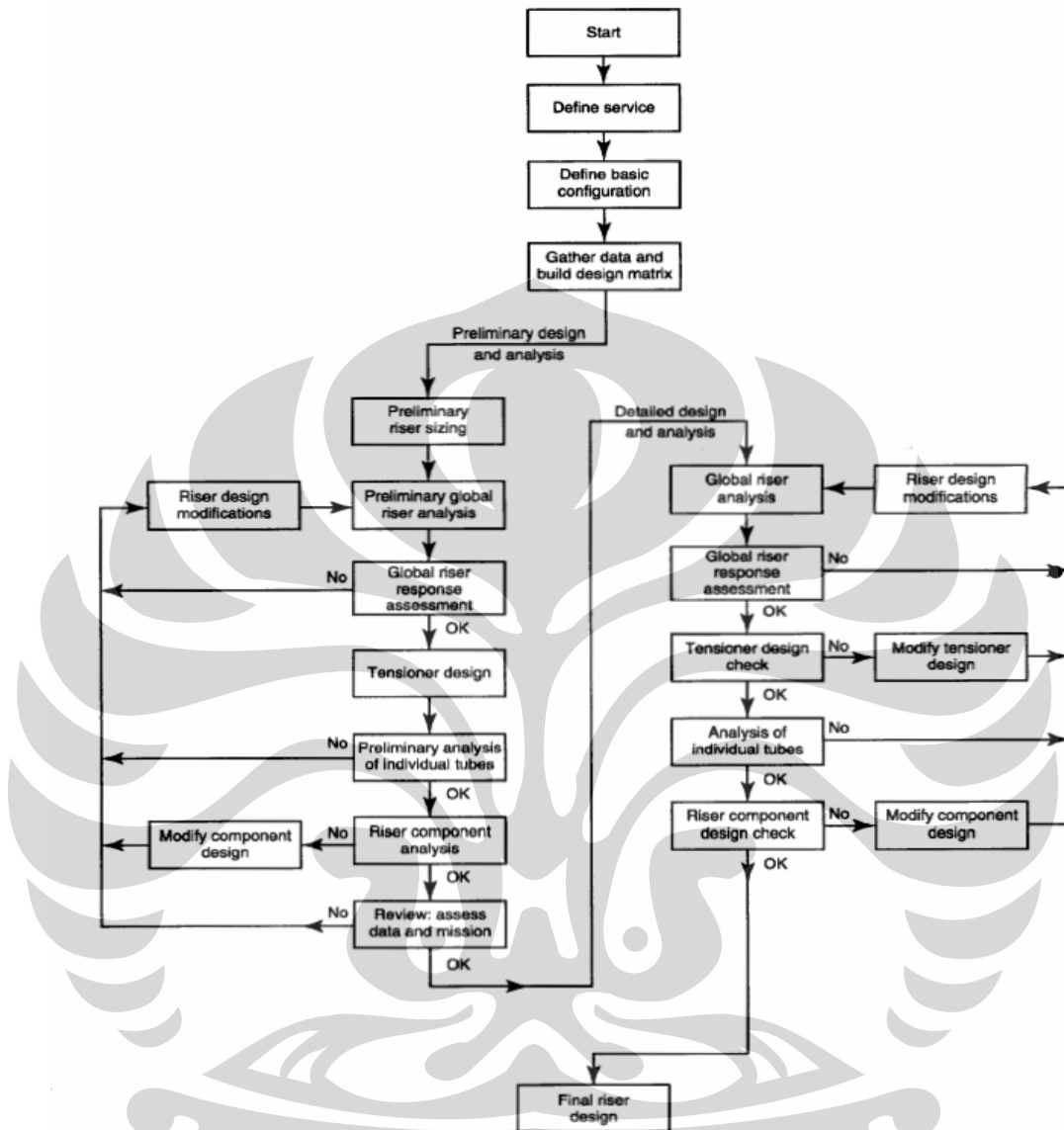
Dalam mendesain Riser secara keseluruhan, maka tahapan ataupun metodologi dapat dibagi kedalam 10 tahapan yaitu sebagai berikut (*MCS SCR Design Methodology Guidelines for Chevron Petroleum, Nov 1998*):

- Desain konsep
- Dimensi SCR
- *Vortex Induction Vibration (VIV)*
- Desain Konfigurasi statik
- Desain Dinamik
- Analisa *Fatigue*
- Verifikasi desain
- Analisa Flex Joint
- Engineering Issue
- Desai Instalasi

Ke-10 tahapan tersebut di atas dapat di ringkaskan menjadi 3 fase desain (API RP 2RD, 2006) yaitu:

- *Start up phase*
- Analisa desain awal
- Analisa desain detail

Tahapan desain dan analisa pada setiap fase dapat dilihat dalam diagram alir dibawah ini.



Gambar 3.1 : Diagram alir Proses desain dan analisa Riser (API RP 2RD, 2006)

Sesuai dengan batasan masalah yang telah diuraikan dalam Bab 1, maka analisa hanya akan membahas desain konfigurasi statik yang akan di lakukan dengan memberikan kondisi tambahan yaitu: vessel mengalami translasi (quasi – statik).

Hasil dari analisa statik yang dihasilkan oleh Orcflex akan dibandingkan dengan perhitungan manual pada bagian *top joint*, *sag bend* dan *touch down point* (tdp).

### **3.2 GAYA ATAU BEBAN YANG BEKERJA PADA SCR**

Beban yang bekerja pada SCR terdiri atas 3 komponen utama(API RP 2RD, 2006), yaitu:

- Beban Fungsional, yaitu: beban – beban akibat konsekuensi dari keberadaan riser itu dan tidak termasuk beban lingkungan maupun beban tak terduga. Yang termasuk dalam kategori beban ini adalah: beban pressure dan hal ini berkaitan erat dengan pemilihan material, tebal maupun spesifikasinya.
- Beban Enviromental, yaitu beban akibat pengaruh lingkungan laut yang dialami riser baik secara langsung maupun tidak langsung akibat keberadaannya.
- Beban takterduga (accidental) adalah beban yang terjadi diluar perkiraan atau perencanaan.

#### **3.2.1 Gaya Tekan**

Ada 2 kategori gaya tekan yang bekerja pada riser, yaitu:

- Gaya tekan dalam, yaitu tekanan pada riser akibat pengaruh fluida yang dialirkan oleh riser tersebut.
- Gaya tekan luar, yaitu tekanan fluida diluar riser yaitu tekanan air laut

Kombinasi dari kedua jenis beban diatas harus menghasilkan 2 jenis nilai gaya tekan rencana, yaitu: gaya tekan desain dan gaya tekan ekstrem. Hal ini perlu ditetapkan demi keamanan dari desain itu sendiri. Nilai gaya tekan desain adalah nilai tekanan yang digunakan mendesain riser dimana riser tersebut beroperasi dalam kondisi normal, sedangkan gaya tekan ekstrem digunakan untuk mendesain riser diluar kondisi operasi riser yang normal.

Tabel 3.1 : Desain Tekanan Dalam Pipa (API RP 2RD, 2006)

Design for Internal Pressure		
Riser Type	Design surface pressure <sup>1,3</sup>	Extreme surface pressure <sup>2,3</sup>
1. Drilling riser above subsea BOP stack	Zero	Maximum diverter line back pressure.
2. Drilling riser with surface stack	Zero (or if drilling underbalanced, maximum underbalance pressure)	Design as an extension of the last casing string that will be drilled through. Use company approved burst design criteria. This applies to both outer riser and inner riser, if used.
3. Drilling riser with both surface and subsea BOP stacks	Zero (or if drilling underbalanced, maximum underbalance pressure)	Surface pressure that will handle most well control situations. Assume subsea BOP will be closed before pressure rises higher.
4. Production or injection riser used as extension of production casing	Maximum sustained pressure allowed by regulation or company policy	Pressure caused by near-surface leak of shut-in tubing (maximum)
5. Outer riser of dual casing production or injection riser with surface tree	No requirement	Pressure caused by near-surface or near-bottom leak of inner riser maximum operating pressure
6. Tubing (single pipe) riser or flowline from subsea satellite well	Surface shut-in pressure with subsea valves open	Maximum surge pressure or maximum well kill pressure
7. Import riser from subsea manifold	Surface shut-in pressure with subsea valves open unless pressure can be reliably limited to a lower value	Maximum surface shut-in pressure with subsea valves open unless pressure can be reliably limited to a lower value
8. Export riser	Maximum export pressure	Maximum surge pressure
9. Other riser type	Highest pressure that will be seen for an extended time	Pressure that is unlikely to be exceeded during life of riser

Notes:  
<sup>1</sup>Design surface pressure is the maximum pressure that will be seen for an extended time during normal operations.  
<sup>2</sup>Extreme surface pressure is the pressure that is unlikely to be exceeded during the life of the riser.  
<sup>3</sup>Local design pressure or local extreme pressure is the surface design or extreme pressure plus the static head of the riser fluid.

Comment: It is the operator's responsibility to determine design and extreme pressures based on the guidelines given in notes 1 and 2. The descriptions of these pressures in Table 1 are intended to be examples of how to accomplish this task.

### 3.2.2 Beban Lingkungan

Beban lingkungan ini terdiri atas beban gelombang, beban arus laut dan beban angin sebagaimana yang sudah dibahas pada sub bab sebelumnya. Untuk mendapatkan kondisi yang paling ekstrim yang mungkin terjadi baik saat instalasi maupun operasional, maka ke-3 komponen beban tersebut dapat dikombinasikan seperti pola table 3.2 dibawah ini :

Dengan menentukan kombinasi beban lingkungan, maka didapat faktor keamanan sesuai pada tabel 3.3 untuk mendapatkan nilai tegangan ijin

Tabel 3.2 : Kombinasi Kondisi Lingkungan (API RP 2RD, 2006)

Environmental conditions	Description	Wave	Wind	Current profile
Extreme	Extreme wave	100 yr. <sup>b</sup> Hs/Tp varied	Associated <sup>c</sup>	Associated <sup>c</sup>
	Extreme wind	Associated <sup>c</sup>	100 yr. <sup>b</sup>	Associated <sup>c</sup>
	Extreme current	Associated <sup>c</sup>	Associated <sup>c</sup>	100 yr. <sup>b</sup>
Maximum Operating	Restricted conditions	See 4.3.1	See 4.3.1	See 4.3.1
Temporary	Installation/Retrieval Transportation	Seasonal <sup>d</sup>	Associated	Associated
Fatigue	Fatigue conditions	WSD <sup>e</sup>	Associated	Associated Annual Distribution
	Wave VTV			
Survival	Survival condition	See 4.3.6	Associated <sup>c</sup>	Associated <sup>c</sup>

Notes:  
<sup>a</sup>The static vessel offset plus or minus the low-frequency offset caused by wind and wave-drift forces should be included in the riser analysis.  
<sup>b</sup>May use less than 100-year event if risk consistent criteria are maintained.  
<sup>c</sup>Associated wind, current profile or wave to be determined by considering joint wind, wave and current probabilities.  
<sup>d</sup>Wave and current conditions should be based on the season during which the operation will take place, the duration of the operation, and weather forecasting accuracy.  
<sup>e</sup>WSD = wave scatter diagram.

### 3.2.3 Beban *Accidental*

Seperti yang telah disebutkan diatas, bahwa beban *accidental* adalah beban yang terjadi akan kondisi-kondisi yang tidak diperhitungkan (diluar kondisi normal operasi). Beban *accidental* yang perlu diperhitungkan adalah:

- Kasus dimana, sebahagian *tension* dari riser tersebut hilang
- Kasus dimana, terjadi kehilangan sebahagian kemampuan *host* atau *floater* untuk menahan riser.
- Kasus dimana, salah satu tali *mooring* atau tendon floater putus.
- Kasus dimana, kemampuan dynamic positioning hilang sebahagian.

Dari ke-3 komponen beban diatas (pressure, enviromental dan accidental), ada berbagai macam kombinasi studi kasus yang mungkin terjadi. Studi kasus yang mungkin timbul dengan kombinasi-kombinasi beban diatas akan menentukan faktor keamanan seperti terlihat dalam tabel 3.3 dibawah ini:

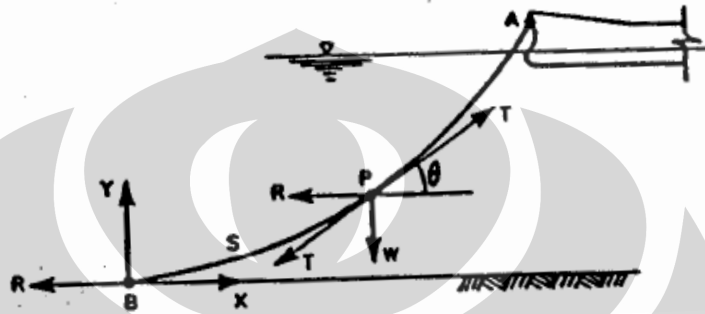
Tabel 3.3 : Nilai koefisien  $C_r$  untuk bermacam kombinasi beban (API RP 2RD, 2006)

Design Case	Load Category	Environmental Condition (from Table 1)	Pressure	Reduced Tensioner Capacity or One Mooring Line Broken	$C_r^{a,b}$
1	Operating	Maximum operating	Design	No	1.0
2	Extreme	Extreme	Design	No	1.2
3	Extreme	Maximum operating	Extreme	No	1.2
4	Extreme	Maximum operating	Design	Yes	1.2
5	Temporary	Temporary	Associated	No	1.2
6	Test <sup>d</sup>	Maximum operating	Test <sup>d</sup>	No	1.35
7	Survival	Survival	Associated	No	1.5
8	Survival	Extreme	Associated	Yes	1.5
9	Fatigue	Fatigue	Operating	No	Note <sup>e</sup>

Notes:  
<sup>a</sup>Anisotropic materials may require special consideration.  
<sup>b</sup>Use of  $C_r$  is described in Section 5; strength issues are discussed in 5.2, deflections in 5.3, collapse issues in 5.4 and 5.5, fatigue in 5.6.  
<sup>c</sup>Pipeline codes may require lower  $C_r$  for risers that are part of a pipeline.  
<sup>d</sup>Not applicable.  
<sup>e</sup>Plat testing for rigid risers should be agreed between user and manufacturer.

### 3.3 PERSAMAAN CATENARI

Catenari adalah kurva yang terbentuk akibat berat sendiri dari suatu pipa atau kabel yang digantung dimana salah satu ujungnya terhubung pada floater sedangkan ujung lainnya diangkur ataupun tersambung dengan *subsea* sistem lainnya seperti pipeline, manifold dan lain-lain.



Gambar 3.2 – Sistem Catenary

Sumber: “Wave Mechanics for Offshore Structure”, S.K. Chakrabarti, Elsevier.

Persamaan Catenary:

$$S = \int_0^x \left[ (dx)^2 + (dy)^2 \right] \quad (3.1)$$

$$\frac{dy}{dx} = \frac{wS}{T_H} \quad (3.2)$$

Pada gambar 3.2 diatas,  $R = T_H$  dan kedalam laut  $y = Z$

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{w}{R} \sqrt{1 + \left( \frac{dy}{dx} \right)^2} \quad (3.3)$$

Sehingga kedalaman laut ( z ) pada jarak x adalah:

$$y = \frac{T_H}{w} \left\{ \cosh \left( \frac{wx}{T_H} \right) - 1 \right\} \quad (3.4)$$

Panjang pipa (*arc length*) dari titik A ke titik B dimana jarak x diketahui adalah:

$$S = \frac{T_H}{w} \sinh \left( \frac{wx}{T_H} \right) \quad (3.5)$$

Tegangan tarik (Tension) yang terjadi pada pipa adalah:

$$T = T_H \cosh \left( \frac{wx}{T_H} \right) \quad (3.6)$$

Jika panjang pipa (S) diketahui, maka  $x$  dapat di cari dengan:

$$x = \frac{T_H}{w} \sinh^{-1} \left( \frac{ws}{T_H} \right) \quad (3.7)$$

$$w = \rho_{baja} g A_{baja} + \rho_i g A_i - \rho_e g A_e \quad (3.8)$$

$$A_i = \frac{\pi \times ID^2}{4} \quad (3.9)$$

$$A_e = \frac{\pi \times OD^2}{4} \quad (3.10)$$

$$A_{baja} = \frac{\pi}{4} (OD^2 - ID^2) \quad (3.11)$$

, dimana:

S = panjang pipa (m)

T = gaya tarik pada pipa (kN)

w = berat pipa di air (kN/m)

$T_H$  = gaya tarik horisontal (kN)

$A_i$  = luas penampang dalam pipa (m<sup>2</sup>)

$A_e$  = luas penampang luar pipa (m<sup>2</sup>)

$A_{baja}$  = luas penampang baja (m<sup>2</sup>)



### 3.4 METODE ANALISA

Dalam menganalisa besarnya tegangan yang terjadi, pertama SCR akan dianalisa pada saat FPSO berada pada posisi normal. Kemudian akan disimulasikan bahwa FPSO mengalami quasi statik, yaitu : FPSO bergeser dalam bidang XZ. Besarnya pergeseran (translasi) dalam arah X ditentukan sebesar  $\pm 50$  m dan besarnya translasi dalam arah sumbu Z global adalah  $\pm 5$  m.

Hasil yang didapat dari program Orcaflex akan dianalisa untuk mengetahui perilaku tegangan sepanjang SCR dengan kondisi seperti diatas.

Untuk mengecek hasil dari program Orcaflex, maka perlu dilakukan analisa manual. Analisa manual tersebut meliputi perhitungan besarnya nilai tarik, besar momen dan tegangan von mises yang terjadi dan akan dilakukan hanya pada SCR2 dalam keadaan normal dan arah datangnya arus dan gelombang dari  $0^\circ$ .

Nilai tegangan tarik, momen dan von mises, dapat di hitung setelah terlebih dahulu didapat bentuk dari SCR (*catenary shape*). Bentuk SCR dapat dicari dengan menggunakan persamaan catenari yang telah dibahas sebelumnya (sub bab 3.3).

### 3.5 TEGANGAN IJIN

Tegangan yang dihasilkan dalam analisa harus tidak melebihi tegangan ijin yang disyaratkan. Dalam API RP 2RD "Riser Design for FPS", tahun 2006, maka tegangan yang menjadi acuan adalah tegangan *von mises*.

$$\sigma_v = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{pr} - \sigma_{p\theta})^2 + (\sigma_{p\theta} - \sigma_{pz})^2 + (\sigma_{pz} - \sigma_{pr})^2} \leq C_f \sigma_a \quad (3.1)$$

, dimana:

$$\sigma_{pr} = \frac{(P_o D_o + P_i D_i)}{D_o + D_i} \quad (3.2)$$

$$\sigma_{p\theta} = (P_i - P_o) \frac{D_o - P_i}{2t} \quad (3.3)$$

$$\sigma_{pz} = \frac{T}{A} \pm \frac{M}{2I} (D_o - t) \quad (3.4)$$

$$\sigma_a = C_a \times \sigma_y \quad (3.5)$$

Keterangan:

$C_a$  = stress faktor =  $2/3$

$C_f$  = faktor kasus desain (lihat tabel 3.3)

$P_o, P_i$  = eksternal dan internal pressure

$D_o, D_i$  = outside dan inside diameter

$t$  = tebal pipa

$A$  = luas penampang pipa ( lihat persamaan 2.18)

$T$  = tegangan tarik pada pipa

$M$  = momen tekuk

$$I = \text{momen inersia} = \frac{\pi}{64} (D_o^4 - D_i^4)$$

$\sigma_y$  = kekuatan mulur minimum material (*yield strength*)

$\sigma_a$  = kombinasi tegangan minimum yang diijinkan

$\sigma_{pr}$  = radial stress

$\sigma_{p\theta}$  = *hoop stress*

$\sigma_{pz}$  = *axial stress*

$\sigma_v$  = *von mises stress*



# BAB IV

## STUDI KASUS DAN ANALISA TEGANGAN PADA SCR

### 4.1 DATA AWAL

#### 4.1.1 Data Material Pipa

- Grade Pipa : X65
- $\varnothing_{luar}$  (Diameter luar) : 273.1 mm
- $\varnothing_{dalam}$  (Diameter dalam) : 231.85 mm
- Ketebalan pipa : 20.6 mm
- SMYS : 448 MPa
- $\rho_{Pipa}$  : 7850 kg/m<sup>3</sup>
- Poisson Ratio ( $\nu$ ) : 0.3
- Modulus Young ( $E$ ) : 207000 MPa

#### 4.1.2 Data Fluida Yang Dialirkan

- Jenis Fluida : Crude Oil
- Internal Pressure : 17.24 MPa
- Suhu : 22° C
- $\rho_{Fluida}$  : 927.681 kg/m<sup>3</sup>
- Viskositas :  $8.998 \times 10^{-3}$  kg/m.dt
- Viskositas Kinematik :  $9.7 \times 10^{-6}$  m<sup>2</sup>/dt
- Kecepatan Aliran : 100 kg/dt

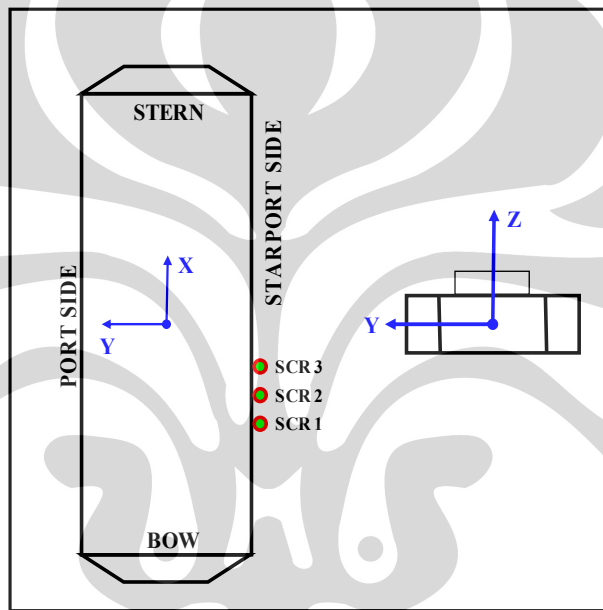
#### 4.1.3 Data Lingkungan

- Kedalaman Laut : 1890 m
- Temp. Udara : 22° C
- $\rho_{AirLaut}$  : 1025.87 kg/m<sup>3</sup>
- Temp. Permukaan Laut : 22° C
- Kadar Garam : 35‰

- Viskositas kinematik :  $1.21 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{dt}$
- Jenis seabed : soft clay

#### 4.1.4 Data FPSO

- Panjang FPSO : 285 m
- Lebar FPSO : 63 m
- Tinggi FPSO : 32 m
- Draft FPSO : 24 m



Gambar 4.1. Sistem Koordinat lokal dan Lokasi SCR pada FPSO

Tabel 4.1. Kordinat SCR pada FPSO

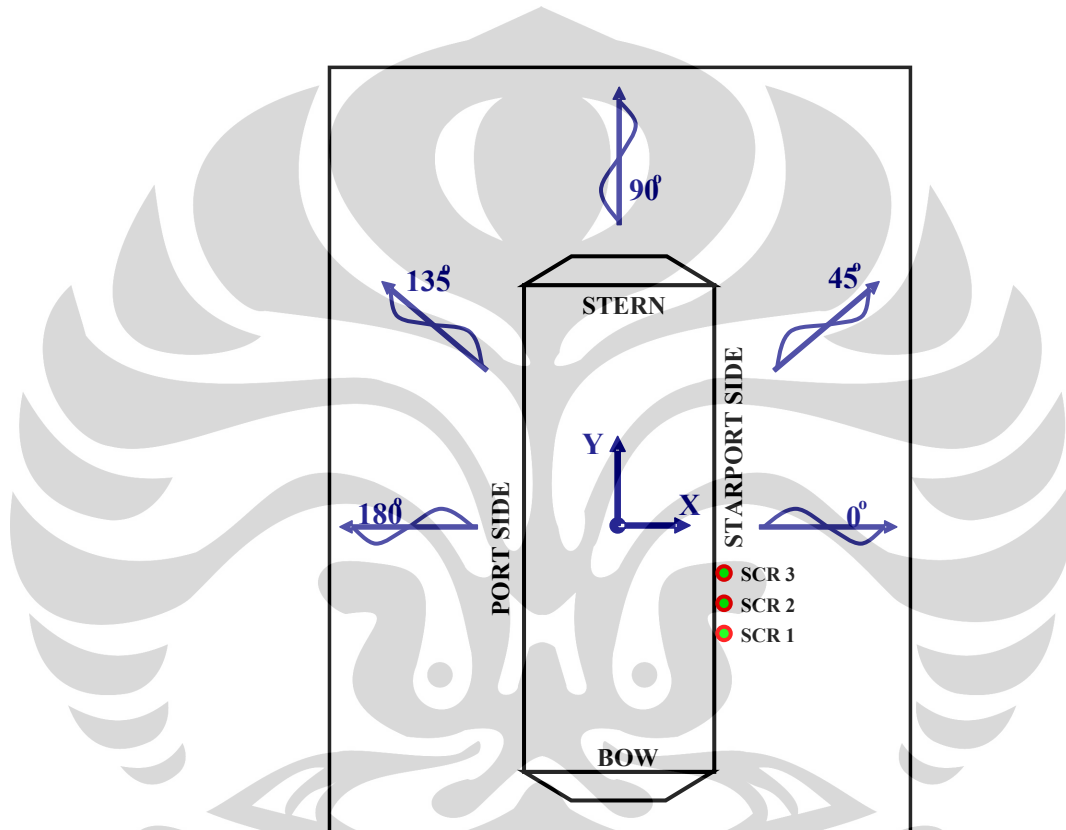
Riser Hang off Point	Koordinat Lokal SCR pada FPSO		
	X	Y	Z
SCR 1	-34 m	31.5 m	-5.56 m
SCR 2	-28 m	31.5 m	-5.56 m
SCR 3	-22 m	31.5 m	-5.56 m

Sumber : ERHA Project Documents – Stolt Offshore Comp.

## 4.2 STUDI KASUS

Dalam studi kasus ini, SCR akan disimulasikan dalam beberapa kondisi *environment* termasuk translasi *vessel* dari posisi normal akibat pengaruh angin ataupun *wave drift forces*.

Tinjauan arah datangnya *wave* dan *current* terhadap *FPSO* yaitu  $0^\circ; 45^\circ; 90^\circ; 135^\circ; 180^\circ$  dalam sistem koordinat global (lihat gambar 4.2).



**Gambar 4.2** – Arah domain gelombang dan arus terhadap FPSO dalam sistem koordinat global

### 4.2.1 Kasus 1 (Masa Instalasi)

Pada kasus 1, desain dari SCR akan ditinjau selama masa instalasi dan untuk itu diperlukan data *Metocean* baik gelombang maupun kuat arus untuk periode satu tahunan. Kasus 1 (masa instalasi) ini dikategorikan dalam kasus desain no. 5 (lihat tabel 3.3) menurut API RP 2RD, 2006 dimana nilai  $C_f$  (faktor desain) yang diambil sebesar 1.2.

Selama masa instalasi, diasumsikan pula bahwa terjadi translasi yang bersifat statik (quasi statik) pada SCR. Kondisi translasi dari vessel adalah sebagai berikut:

- FPSO pada posisi normal
- FPSO bergeser sejauh -50 m dalam arah sumbu X Global.
- FPSO bergeser sejauh +50 m dalam arah sumbu X Global.
- FPSO bergeser sejauh -50 m dalam arah sumbu Y Global.
- FPSO bergeser sejauh +50 m dalam arah sumbu Y Global.
- FPSO bergeser sejauh -5 m dalam arah sumbu Z Global.
- FPSO bergeser sejauh +5 m dalam arah sumbu Z Global.

#### 4.2.2 Kasus 2 (Masa Operasional)

Kasus 2 ini dimaksudkan untuk melihat kemampuan SCR selama masa operasi dari SCR tersebut. Menurut API RP 2RD, masa operasi dikategorikan kedalam kasus desain no.: 1 dimana nilai  $C_f$  yang digunakan untuk menghitung tegangan ijin adalah sebesar 1.0 (lihat tabel 3.3).

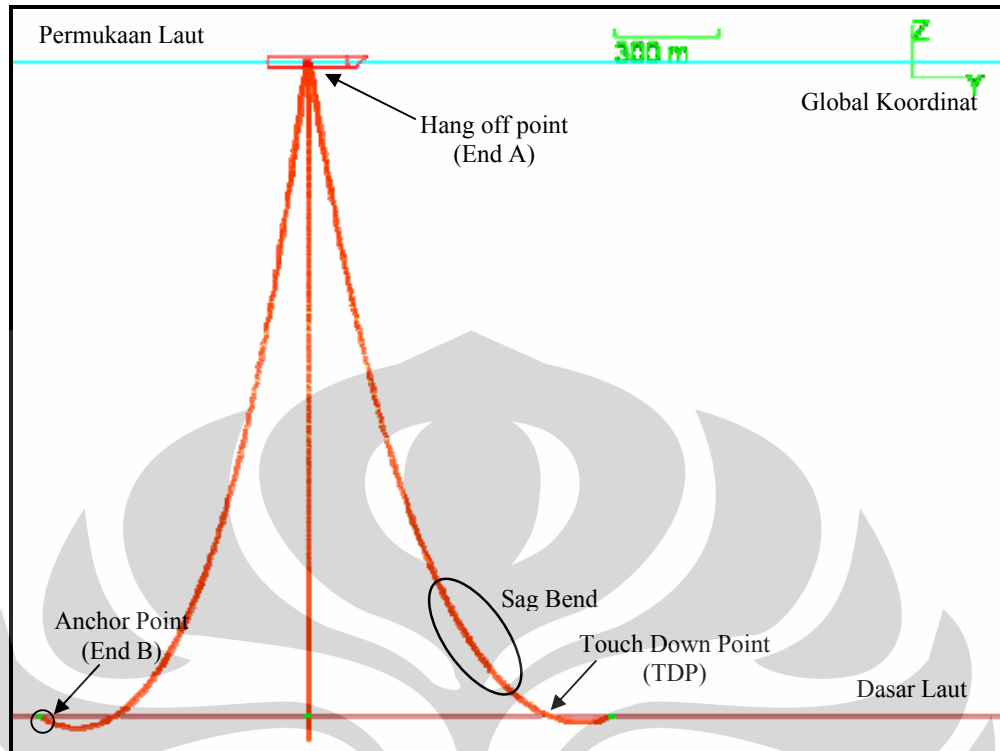
Metocean data yang digunakan untuk analisa kasus 2 ini adalah data metocean data 10 tahunan.

Untuk kasus 2 ini, vessel diasumsikan mengalami translasi selama masa operasi dengan besar dan arah translasi sama dengan kasus 1.

#### 4.2.3 Kasus 3 (Ekstrem)

Kasus 3 ini dikategorikan kedalam kasus desain ekstrem no. 4 (tabel 3.3) dimana SCR diharapkan tetap melaksanakan fungsinya disaat *FPSO* kehilangan 1 dari *Mooring Linenya* (putus). Nilai  $C_f$  yang digunakan adalah 1.2 (lihat tabel 3.3) dan metocean data yang digunakan adalah metocean data 100 tahunan.

Dalam kasus ini, dengan putusanya 1 mooring line maka dipastikan akan terjadi translasi pada *FPSO* dan untuk itu, translasi yang terjadi juga diasumsikan sama dengan kasus 1.



Gambar 4.3. Konfigurasi SCR pada program Orcaflex  
 Sumber : Program Orcaflex ver. 8.49

#### 4.3 HASIL PERHITUNGAN PROGRAM ORCAFLEX

##### 4.3.1 Hasil Perhitungan Program Orcaflex untuk Kasus 1

Hasil analisa yang dilakukan program Orcaflex disarikan kedalam tabel dibawah ini. Nilai yang ditampilkan adalah tegangan von mises yang terjadi pada 3 lokasi pengamatan yaitu hang off point (End A), touch down point (TDP) dan anchor point (End B) (lihat gambar 4.4).

Dari persamaan 3.1, maka tegangan von mises ijin adalah sebesar 358,400 kN/m<sup>2</sup> sehingga hasil simulasi untuk kasus 1 memenuhi karena tegangan yang dihasilkan kurang dari tegangan ijin.



Tabel 4.2. Besar Tegangan Von mises oleh Program Orcflex – Kasus 1

Kasus 1 - FPSO pada posisi Normal (in place)									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	152,742.06	105,686.37	100,293.31	147,544.20	107,092.83	97,416.64	156,421.31	105,816.93	101,870.08
45°	152,941.69	106,449.31	100,654.75	147,360.95	108,888.02	97,522.66	155,675.92	104,641.29	101,617.17
90°	153,410.75	106,168.65	100,779.04	147,972.55	107,355.59	97,707.05	156,265.06	106,248.74	101,983.52
135°	153,095.46	105,180.83	100,580.63	148,000.78	106,351.04	97,676.31	156,695.44	105,119.64	102,165.01
180°	153,095.53	105,067.27	100,578.09	148,034.04	107,033.96	97,682.39	156,763.33	104,809.40	102,193.97

Kasus 1 - FPSO Bertranslasi sejauh +50 m dalam sumbu X Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	150,486.17	106,957.44	99,497.38	145,474.10	107,708.28	96,893.55	153,862.49	106,187.80	100,782.30
45°	151,152.02	107,522.38	99,841.91	145,723.11	110,537.62	96,983.41	153,607.44	106,546.86	100,537.82
90°	151,579.57	107,182.64	99,948.30	146,295.45	110,052.03	97,130.94	154,168.30	106,100.23	100,747.62
135°	151,264.40	106,609.13	99,741.27	146,319.51	108,817.65	97,109.40	154,591.96	105,802.44	101,027.42
180°	151,262.65	106,440.01	99,730.60	146,351.65	107,134.54	97,114.26	154,658.34	106,554.36	101,057.98

Kasus 1 - FPSO Bertranslasi sejauh -50 m dalam sumbu X Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	154,306.64	106,049.35	101,398.76	148,984.64	106,273.58	98,112.98	158,267.18	102,876.40	103,295.67
45°	154,999.38	104,707.72	101,707.79	149,244.35	107,600.97	98,260.53	158,050.62	104,298.79	103,278.42
90°	155,510.10	106,007.86	102,041.64	149,895.08	106,646.63	98,491.68	158,666.00	104,207.03	103,669.48
135°	155,193.41	106,153.38	101,960.93	149,927.24	106,084.80	98,449.50	159,104.69	104,904.49	103,872.05
180°	155,195.14	106,102.52	101,966.55	149,961.53	104,939.57	98,457.11	159,174.21	105,422.94	103,901.72

Kasus 1 - FPSO Bertranslasi sejauh +5 m dalam sumbu Z Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	152,848.84	106,616.95	100,662.22	147,643.50	106,517.51	97,736.97	156,532.47	106,222.65	102,259.72
45°	153,534.24	106,358.81	101,058.12	147,899.80	108,576.47	97,856.23	156,295.92	105,213.28	102,051.24
90°	154,007.52	106,106.99	101,187.78	148,517.10	108,841.66	98,046.52	156,889.07	105,727.48	102,420.99
135°	153,689.59	105,058.07	100,985.63	148,545.76	106,158.62	98,014.85	157,323.26	105,664.93	102,607.82
180°	153,689.87	104,951.35	100,983.13	148,579.59	106,834.42	98,021.16	157,392.15	105,384.09	102,637.18

Kasus 1 - FPSO Bertranslasi sejauh -5 m dalam sumbu Z Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	151,676.57	105,795.55	99,871.77	146,570.85	107,455.97	97,079.03	155,291.52	105,233.56	101,392.23
45°	152,350.72	106,592.07	100,253.19	146,823.37	109,279.84	97,191.17	155,057.62	105,328.24	101,183.36
90°	152,815.55	105,060.29	100,372.32	147,429.27	107,572.78	97,369.78	155,642.74	105,722.71	101,545.93
135°	152,502.91	105,361.97	100,177.75	147,457.08	106,619.53	97,339.98	156,069.45	104,527.20	101,722.62
180°	152,502.78	105,241.19	100,175.18	147,489.80	105,225.09	97,345.87	156,136.35	105,379.87	101,750.95

#### 4.3.2 Hasil Perhitungan Program Orcaflex untuk Kasus 2

Untuk kasus 2, tegangan ijin von mises adalah sebesar 298,666.67 kN/m<sup>2</sup>. Dari ke-3 SCR, tegangan von mises terbesar dialami oleh SCR 3 saat FPSO bergeser sejauh 50 m menjauhi *anchor point (end B)* searah sumbu X Global (X-50m) dari posisi normal, yaitu sebesar: 166,275.98 kN/m<sup>2</sup> dan nilainya jauh dibawah tegangan ijin sehingga SCR masih dalam batas aman (lihat table 4.3)

#### 4.3.3 Hasil Perhitungan Program Orcaflex untuk Kasus 3

Untuk kasus 3 ini, nilai tegangan von mises yang di ijinakan adalah 358,400 kN/m<sup>2</sup>. Nilai tegangan ijin von mises untuk kasus 3 sama dengan tegangan ijin von mises pada kasus 1 karena nilai  $C_f$  yang digunakan sama yaitu 1.2 (lihat tabel 3.3).

Pada kasus 3 ini, nilai tegangan von mises maksimum yang terjadi pada *hang off point (End A)* adalah saat FPSO bertranslasi 50 m searah sumbu X Global menjauhi End B (X-50 m) dan arah datangnya *wave* dan *current* dari 180° (lihat table 4.4).

Tabel 4.3. Besar Tegangan Von mises oleh Program Orcaflex – Kasus 2

Kasus 2 - FPSO pada posisi Normal (in place)										
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> )	Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
		Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
0°		159,073.09	110,271.39	104,751.36	153,686.25	111,648.72	101,762.74	162,888.10	110,399.79	106,379.85
45°		159,767.76	111,224.00	105,160.17	153,944.98	113,748.33	101,884.66	162,657.08	110,484.23	106,159.53
90°		160,251.54	110,958.51	105,291.49	154,576.30	112,178.77	102,078.43	163,248.21	110,978.71	106,546.03
135°		159,926.13	109,901.99	105,083.16	154,605.29	111,129.62	102,046.55	163,688.55	109,829.83	106,737.93
180°		159,926.66	109,780.76	105,080.17	154,639.40	111,845.46	102,052.68	163,757.88	109,507.34	106,768.01

Kasus 2 - FPSO Bertranslasi sejauh +50 m dalam sumbu X Global										
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> )	Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
		Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
0°		157,214.89	111,718.08	103,948.62	151,977.53	112,466.64	101,226.46	160,744.54	110,906.19	105,290.12
45°		157,897.98	112,349.71	104,310.65	152,232.28	115,481.66	101,321.15	160,491.68	111,234.40	105,032.42
90°		158,339.09	112,018.72	104,423.15	152,824.34	115,003.72	101,476.19	161,057.14	110,826.94	105,254.65
135°		158,013.62	111,396.95	104,205.58	152,849.09	113,712.79	101,453.69	161,491.18	110,546.05	105,548.80
180°		158,012.25	111,218.62	104,194.39	152,882.20	111,951.95	101,458.78	161,559.26	111,335.13	105,580.82

Kasus 2 - FPSO Bertranslasi sejauh -50 m dalam sumbu X Global										
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> )	Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
		Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
0°		161,212.75	110,737.41	105,934.65	155,652.24	110,942.22	102,500.19	165,353.35	107,435.83	107,915.36
45°		161,917.62	109,397.83	106,260.65	155,914.51	112,393.93	102,655.65	165,143.00	108,898.12	107,894.62
90°		162,444.05	110,785.90	106,611.18	156,584.65	111,434.52	102,898.58	165,757.16	108,853.90	108,307.75
135°		162,117.38	110,916.62	106,525.44	156,617.60	110,848.27	102,854.52	166,205.33	109,601.87	108,521.47
180°		162,119.65	110,862.05	106,531.26	156,652.56	109,651.17	102,862.51	166,275.98	110,146.66	108,552.62

Kasus 2 - FPSO Bertranslasi sejauh +5 m dalam sumbu Z Global										
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> )	Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
		Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
0°		159,686.50	111,343.11	105,165.36	154,247.54	111,207.92	102,107.50	163,537.52	110,928.95	106,833.29
45°		160,386.76	111,128.50	105,581.58	154,508.06	113,421.47	102,233.11	163,305.39	109,806.55	106,612.91
90°		160,874.83	110,892.77	105,718.54	155,145.15	113,733.84	102,433.08	163,900.26	110,434.10	107,003.00
135°		160,546.73	109,772.07	105,505.98	155,174.59	110,926.47	102,399.99	164,344.38	110,399.30	107,200.25
180°		160,547.49	109,658.64	105,503.32	155,209.26	111,635.78	102,406.61	164,414.72	110,108.19	107,231.04

Kasus 2 - FPSO Bertranslasi sejauh -5 m dalam sumbu Z Global										
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> )	Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
		Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
0°		158,461.27	110,486.23	104,339.67	153,126.30	112,190.34	101,420.20	162,240.49	110,954.11	105,927.12
45°		159,150.40	111,374.22	104,740.65	153,383.22	114,158.09	101,538.37	162,010.57	109,926.94	105,706.44
90°		159,629.89	109,797.52	104,866.55	154,008.77	112,406.94	101,726.08	162,597.95	110,429.47	106,088.89
135°		159,307.18	110,091.77	104,661.95	154,037.35	111,410.59	101,694.95	163,034.62	109,209.97	106,275.46
180°		159,307.49	109,963.60	104,659.23	154,070.91	109,952.30	101,701.12	163,102.97	110,105.29	106,305.17

Tabel 4.4 – Besar Tegangan Von mises oleh Program Orcaflex – Kasus 3

Kasus 3 - FPSO pada posisi Normal (in place)									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	159,073.09	110,271.39	104,751.36	153,686.25	111,648.72	101,762.74	162,888.10	110,399.79	106,379.85
45°	159,767.76	111,224.00	105,160.17	153,944.98	113,748.33	101,884.66	162,657.08	110,484.23	106,159.53
90°	160,251.54	110,958.51	105,291.49	154,576.30	112,178.77	102,078.43	163,248.21	110,978.71	106,546.03
135°	159,926.12	109,901.37	105,082.86	154,605.29	111,128.71	102,046.31	163,688.55	109,829.32	106,737.64
180°	159,926.66	109,780.76	105,080.17	154,639.40	111,845.46	102,052.68	163,757.88	109,507.34	106,768.01

Kasus 3 - FPSO Bertranslasi sejauh +50 m dalam sumbu X Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	157,214.89	111,718.08	103,948.62	151,977.53	112,466.64	101,226.46	160,744.54	110,906.19	105,290.12
45°	157,897.98	112,349.71	104,310.65	152,232.28	115,481.66	101,321.15	160,491.68	111,234.40	105,032.42
90°	158,339.09	112,018.72	104,423.15	152,824.34	115,003.72	101,476.19	161,057.14	110,826.94	105,254.65
135°	158,013.62	111,396.95	104,205.58	152,849.09	113,712.79	101,453.69	161,491.18	110,546.05	105,548.80
180°	158,012.25	111,218.62	104,194.39	152,882.20	111,951.95	101,458.78	161,559.26	111,335.13	105,580.82

Kasus 3 - FPSO Bertranslasi sejauh -50 m dalam sumbu X Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	161,212.75	110,737.41	105,934.65	155,652.24	110,942.22	102,500.19	165,353.35	107,435.83	107,915.36
45°	161,917.62	109,397.83	106,260.65	155,914.51	112,393.93	102,655.65	165,143.00	108,898.12	107,894.62
90°	162,444.05	110,785.90	106,611.18	156,584.65	111,434.52	102,898.58	165,757.16	108,853.90	108,307.75
135°	162,117.38	110,916.62	106,525.44	156,617.60	110,848.27	102,854.52	166,205.33	109,601.87	108,521.47
180°	162,119.65	110,862.05	106,531.26	156,652.56	109,651.17	102,862.51	166,275.98	110,146.66	108,552.62

Kasus 3 - FPSO Bertranslasi sejauh +5 m dalam sumbu Z Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	159,686.50	111,343.11	105,165.36	154,247.54	111,207.92	102,107.50	163,537.52	110,928.95	106,833.29
45°	160,386.76	111,128.50	105,581.58	154,508.06	113,421.47	102,233.11	163,305.39	109,806.55	106,612.91
90°	160,874.83	110,892.77	105,718.54	155,145.15	113,733.84	102,433.08	163,900.26	110,434.10	107,003.00
135°	160,546.73	109,772.07	105,505.98	155,174.59	110,926.47	102,399.99	164,344.38	110,399.30	107,200.25
180°	160,547.49	109,658.64	105,503.32	155,209.26	111,635.78	102,406.61	164,414.72	110,108.19	107,231.04

Kasus 3 - FPSO Bertranslasi sejauh -5 m dalam sumbu Z Global									
Arah gelombang dan arus	Zona Tinjauan pada SCR 1			Zona Tinjauan pada SCR 2			Zona Tinjauan pada SCR 3		
	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)	Hang off point (End A)	Touch Down Point (TDP)	Anchor point (End B)
Tegangan Von Mises (kN/m <sup>2</sup> ) 0°	158,461.27	110,486.23	104,339.67	153,126.30	112,190.34	101,420.20	162,240.49	110,954.11	105,927.12
45°	159,150.40	111,374.22	104,740.65	153,383.22	114,158.09	101,538.37	162,010.57	109,926.94	105,706.44
90°	159,629.89	109,797.52	104,866.55	154,008.77	112,406.94	101,726.08	162,597.95	110,429.47	106,088.89
135°	159,307.18	110,091.77	104,661.95	154,037.35	111,410.59	101,694.95	163,034.62	109,209.97	106,275.46
180°	159,307.49	109,963.60	104,659.23	154,070.91	109,952.30	101,701.12	163,102.97	110,105.29	106,305.17

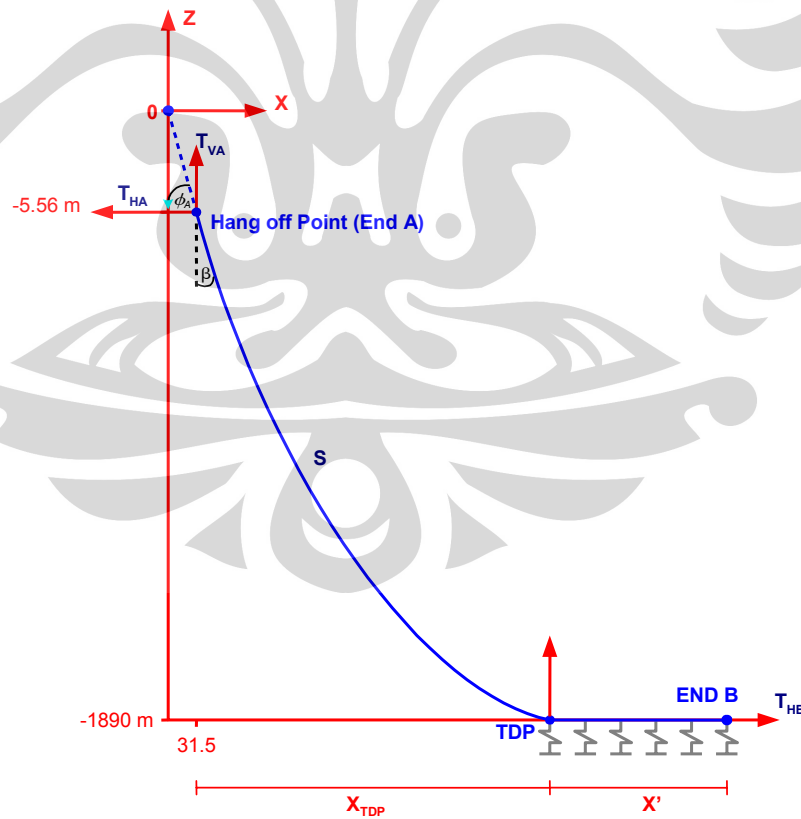
#### 4.4 ANALISA MANUAL

Untuk memverifikasi hasil dari program Orcaflex, perlu dilakukan analisa perhitungan manual untuk kemudian, hasil perhitungan manual tersebut akan dibandingkan dengan hasil program Orcaflex. Analisa perhitungan manual akan dilakukan dengan persamaan analitis sederhana dan difokuskan pada SCR 2 dengan mengambil studi kasus 1 yaitu FPSO pada posisi normal dan arah datangnya gelombang dan arus dibatasi hanya dari arah  $0^\circ$ .

##### 4.4.1 Perhitungan Bentuk Catenari (*Catenary Shape*) – SCR 2

Data:

- Kedalaman Laut ( $Z$ ) = -1890 m
- Hang off point (End A) berada pada kedalaman ( $Z$ ) = - 5.56 m
- Total  $Z$  =  $1890 - 5.56 = -1884.44$  m
- Tegangan Tarik Horizontal ( $T_H$ ) = 375 kN  $\approx$  38.26 Ton (Asumsi)
- Total Panjang Riser ( $S_{A-B}$ ) = 2350 m (Asumsi)

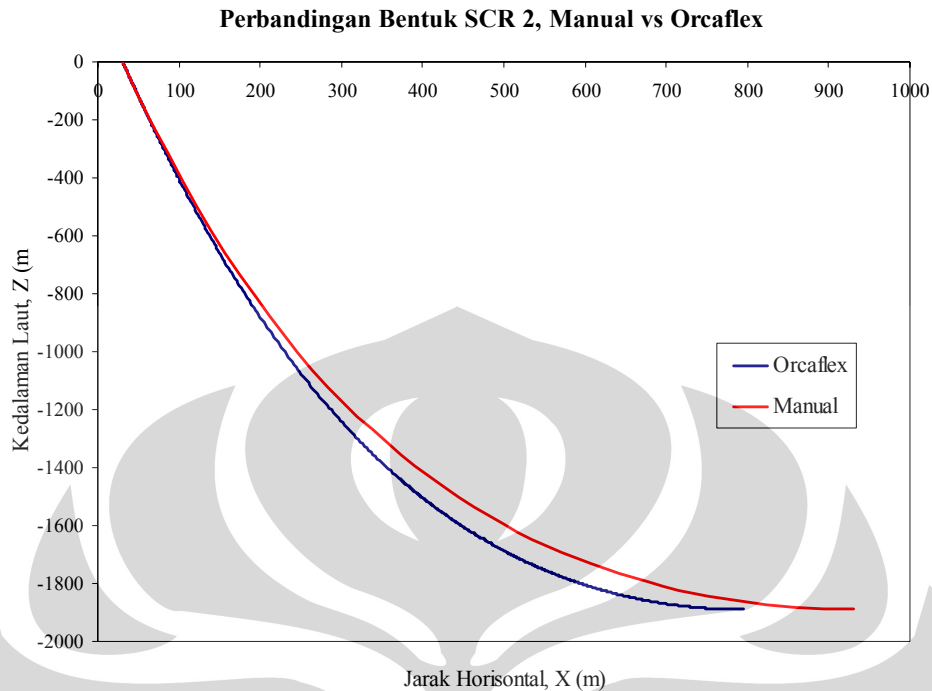


Gambar 4.4. Konfigurasi SCR

Perhitungan:

- $A_{baja} = \frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2) = 0,01636 \text{ m}^2$
- $A_{fluida} = \frac{\pi}{4}ID^2 = 0,04222 \text{ m}^2$
- $A_{eksternal} = \frac{\pi}{4}OD^2 = 0,05858 \text{ m}^2$  (luasan buoyancy)
- Berat SCR didalam air (w) =  
$$\rho_{baja} \cdot g \cdot A_{baja} + \rho_{fluida} \cdot g \cdot A_{fluida} - \rho_{eksternal} \cdot g \cdot A_{eksternal} = 1053,42 \text{ N/m}$$
- Total jarak  $X = \frac{T_H}{w} \times \sinh^{-1} \left( \frac{w \times S_{A-B}}{T_H} \right) = 920.627 \text{ m}$
- Jarak horisontal ( $X_{TDP}$ ) dimana  $Z = -1884.44$   
$$\frac{T_H}{w} \times \cosh^{-1} \left( \frac{z \times w}{T_H} + 1 \right) = 899.336 \text{ m}$$
- Panjang Kurva sampai ke TDP ( $S_{TDP}$ ) =  
$$\frac{T_H}{w} \times \sinh \left( \frac{w \times X_{TDP}}{T_H} \right) = 2211.967 \text{ m}$$
- $T_{VA} = w \times S_{TDP} = 1.0534 \text{ kN/m} \times 1995.107 \text{ m} = 2330.086 \text{ kN}$
- $T_{HA} = T_{HB} = 375 \text{ kN}$
- Tegangan tarik di ujung atas SCR ( $T$ ) =  $\sqrt{T_{VA}^2 + T_{HA}^2} = 2360.069 \text{ kN}$
- $\phi = \cos^{-1} \left( \frac{T_{HA}}{T} \right) = 80.85^\circ$
- Sudut antara pipa terhadap Hull FPSO ( $\beta$ ) =  $90^\circ - 80.86^\circ = 9.14^\circ$
- Panjang Riser yang terletak didasar laut ( $X'$ ) =  $X - X_{TDP} = 21.29 \text{ m}$

Perbandingan bentuk SCR 2 yang didapat dari perhitungan manual dan hasil dari program orcaflex dapat dilihat pada gambar 4.5.



Gambar 4.5. Perbandingan bentuk SCR2 hasil perhitungan manual vs Orcaflex

#### 4.4.2 Perhitungan Beban Lingkungan

Sebagaimana yang telah dibahas pada paragraf 3.2.2 bahwa beban lingkungan dibagi dalam 3 kategori yaitu: beban gelombang, beban arus dan angin. Dan untuk itu diperlukan data metocean. Data metocean yang lengkap, dapat dilihat dilampiran B pada halaman akhir dari skripsi ini.

Dalam data metocean tersebut, besarnya nilai kecepatan baik kecepatan gelombang, arus dan angin, cukup jelas diberikan. Dengan demikian, tidak perlu lagi dilakukan perhitungan spectrum gelombang untuk mencari nilai tinggi gelombang signifikan ( $H_s$ ) karena telah ditentukan.

##### Perhitungan kecepatan aliran partikel gelombang.

Data Gelombang untuk  $0^\circ$ :

- $H_s = 4.4 \text{ m}$
- $T_s = 8.5 \text{ dt}$
- Kedalaman ( $d$ ) = 1890 m

Perhitungan kecepatan dan percepatan gelombang dalam arah  $0^\circ$ :

- $L = \frac{gT_s^2}{2\pi} = 112.69 \text{ m}$

- Kecepatan horisontal max. di permukaan ( $u_0$ ), dimana  $z = 0$

$$u_0 = \frac{\pi \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 1.63 \text{ m/dt}$$

- Percepatan horisontal di permukaan ( $\dot{u}_0$ ), dimana  $z = 0$

$$\dot{u}_0 = \frac{2\pi^2 \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 1.2 \text{ m/dt}^2$$

- Kecepatan horisontal max. ( $u_0$ ) dimana  $z = -5.56 \text{ m}$  (lokasi SCR)

$$u_0 = \frac{\pi \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 1.19 \text{ m/dt}$$

- Percepatan horisontal ( $\dot{u}_0$ ), dimana  $z = -5.56$  (lokasi SCR)

$$\dot{u}_0 = \frac{2\pi^2 \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 0.88 \text{ m/dt}^2$$

- Kecepatan horisontal max. di permukaan ( $u_1$ ), dimana  $z = -150$

$$u_1 = \frac{\pi \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 0.000379 \text{ m/dt}$$

- Percepatan horisontal di permukaan ( $\dot{u}_1$ ), dimana  $z = -150$

$$\dot{u}_1 = \frac{2\pi^2 \cdot H_s}{T_s} \cdot e^{kz} = 0.00028 \text{ m/dt}^2$$

Dari hasil perhitungan diatas, didapat bahwa kecepatan gelombang pada kedalaman 150m mendekati 0 yang artinya, pada kedalaman 150 m ~ 1890 m, gelombang tidak memberikan kontribusi beban lagi terhadap SCR.

#### Perhitungan kecepatan aliran arus laut.

Dalam metocean data 1 tahunan (lihat lampiran), besarnya kecepatan arus adalah sebagai berikut:

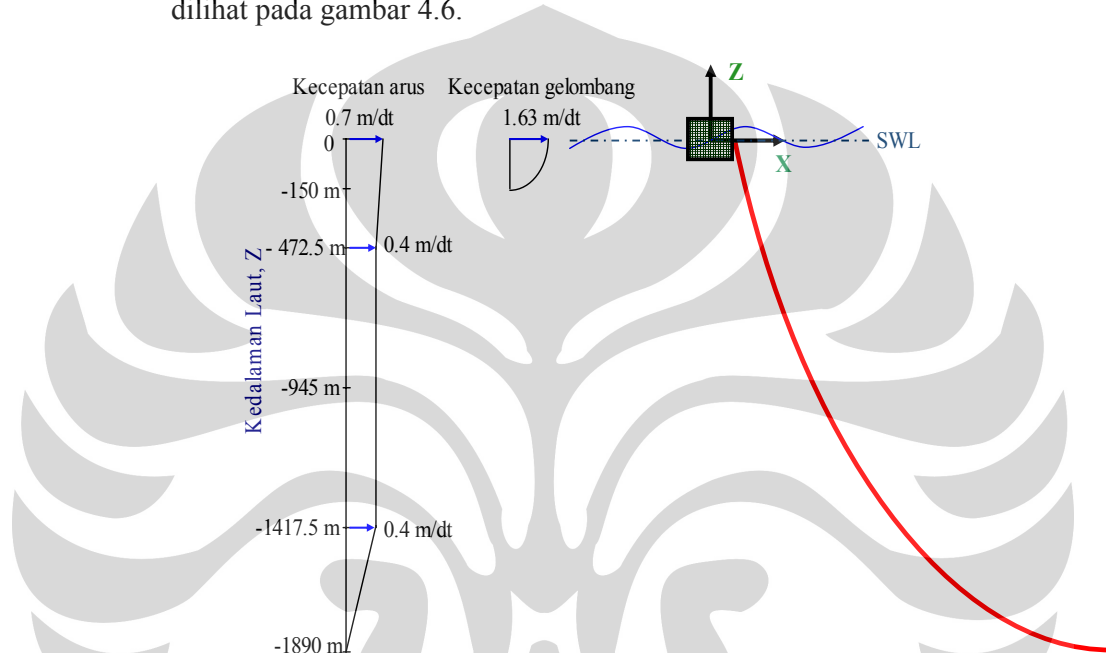
- Permukaan ( $Z = 0 \text{ m}$ ) = 0.7 m/dt
- 25% kedalaman ( $Z = -472.5 \text{ m}$ ) = 0.4 m/dt
- 50% kedalaman ( $Z = -945 \text{ m}$ ) = 0.4 m/dt
- 75% kedalaman ( $Z = -1417.5 \text{ m}$ ) = 0.4 m/dt
- 1 m diatas dasar laut ( $Z = -1889 \text{ m}$ ) = 0.1 m/dt



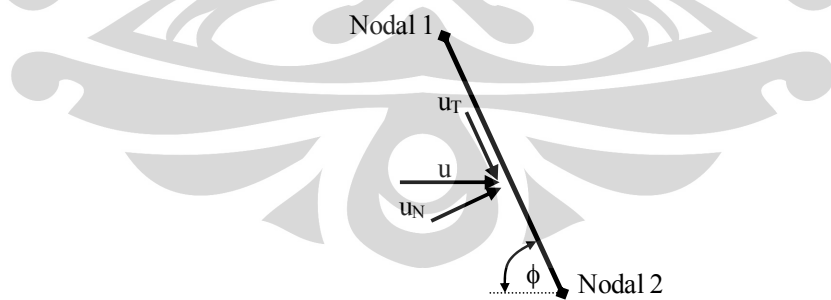
Untuk mendapatkan besar kecepatan arus pada kedalaman tertentu (sesuai dengan koordinat SCR), dapat dicari dengan melakukan interpolasi dengan menggunakan data tersebut diatas.

Dari hasil interpolasi didapat bahwa kecepatan arus pada kedalaman -5.56 m (lokasi ujung SCR, *End A*) adalah sebesar 0.696 m/dt.

Kombinasi kecepatan gelombang dan arus yang bekerja pada SCR dapat dilihat pada gambar 4.6.



Gambar 4.6. Kombinasi kecepatan gelombang dan arus 1 tahunan pada SCR



Gambar 4.7. Penguraian kecepatan arus yang bekerja pada segmen 1

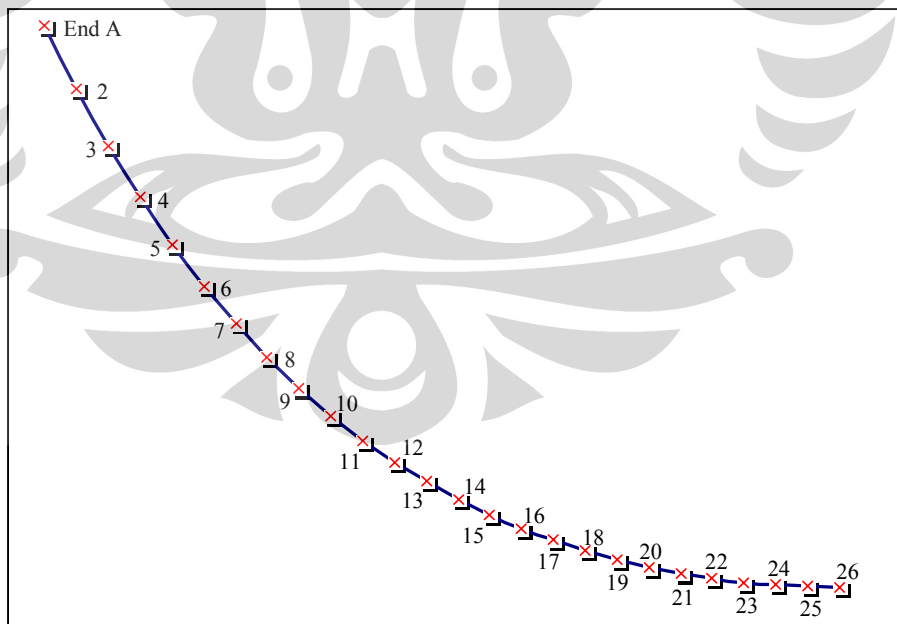
Mencari nilai koefisien hambat "Cd"

Untuk dapat menghitung besarnya beban oleh gelombang dan arus, maka ditentukan pula besarnya nilai Cd dimana besarnya tergantung pada nilai

*Reynold*. Karena pengaruh kecepatan gelombang pada SCR ini sangat kecil, maka nilainya dapat diabaikan dalam menghitung besarnya kecepatan total akibat beban lingkungan. Sehingga, untuk menghitung nilai Reynold ( $Re$ ), digunakan hanya kecepatan arus ( $u$ ) yaitu = 0.696 m/dt. Kemudian nilai “ $u$ ” ini harus uraikan menjadi “ $u$  normal” ( $u_N = u \sin\phi$ ) = 0.687 m/dt dan “ $u$  tangensial” ( $u_T = u \cos\phi$ ) = - 0.116 m/dt. Dengan menggunakan persamaan 2.7, maka nilai  $Re$  untuk  $u_N = 1.55 \times 10^5$  sehingga dari tabel 2.4 didapat nilai  $C_d = 1.01$ . Sedangkan nilai  $Re$  untuk  $u_T = - 2.62 \times 10^4$ , maka berdasarkan table 2.4, nilai  $C_d = 1.3$ . Dengan demikian, besarnya gaya hambat yang bekerja pada masing-masing segmen dari SCR dapat dicari.

#### 4.4.3 Perhitungan Efektif Tension

Untuk memudahkan perhitungan tegangan yang bekerja sepanjang SCR, maka terlebih dahulu profil SCR dari hasil perhitungan diatas didiskritisasi. Panjang SCR2 sampai ke *Touch Down Point* (TDP) dibagi kedalam 25 segmen dimana segmen 1 adalah SCR antara nodal1 (End A) ke nodal 2 (lihat 4.7), demikian seterusnya untuk penomoran segmen.



Gambar 4.8. Pembagian SCR 2 menjadi 25 elemen/segmen

Dari hasil perhitungan konfigurasi SCR didapat bahwa panjang SCR2 sampai ke nodal 26 ( $S_{TDP}$ ) adalah sebesar 2211.967 m dan tegangan pada ujung atas (top tension end A) adalah sebesar 2360.069 kN dan sudut pada End A terhadap horizontal ( $\phi_1$ ) adalah :  $80.85^\circ$  (kuadran II).

#### Nodal 2

Panjang busur 1-2 = 215.479 m

Berat SCR di air = 1.053 kN/m

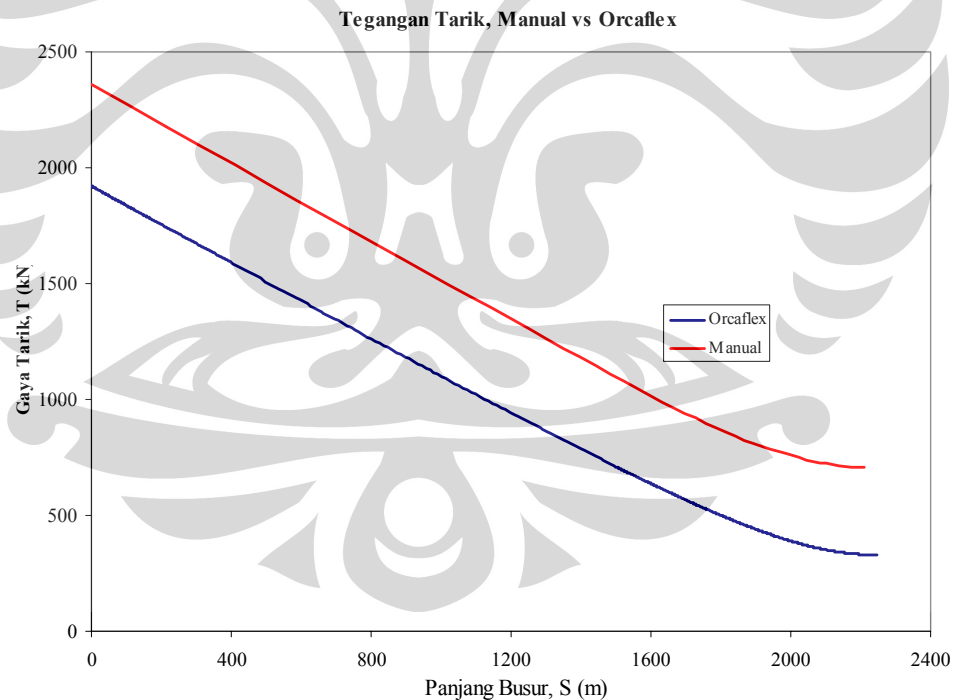
Fdt = 5.197 kN

Wt = 223.8 kN

Tension pada nodal 2 ( $T_2$ ) = 2131.070 kN

Demikian seterusnya dilakukan terhadap titik nodal lainnya sampai pada titik nodal 26.

Perbandingan hasil perhitungan manual dengan hasil Orcaflex dapat dilihat di bawah ini:



Gambar 4.9. Perbandingan Besar gaya Tarik, Manual vs Program Orcaflex

#### 4.4.4 Perhitungan Momen Tekuk

Untuk menghitung bending momen di tiap nodal, maka formula yang digunakan adalah:

$$M = \frac{EI}{R} \quad (4.1)$$

$$\theta = \frac{S}{R} \quad (4.2)$$

, dimana :

E = Modulus Young (kN/m<sup>2</sup>)

I = Momen Inersia (m<sup>4</sup>)

R = Radius kurva (m)

S = Panjang Busur (m)

$\theta$  = deviasi sudut antar segemen yang berurutan (Radians)

##### Segment 1-2

$$E = 2.07 \times 10^8 \text{ kN/m}^2$$

$$I = 1.31342 \times 10^{-4} \text{ m}^4$$

$$L = 215.479 \text{ m}$$

$$\text{Sudut pada nodal 1 terhadap garis horizontal } (\phi_1) = 80.85^\circ$$

$$\text{Sudut segment } (\phi_2) \text{ 1-2} = 80.39^\circ$$

$$\theta = 0.00816 \text{ rad}$$

$$R = 26401.2 \text{ m}$$

$$M_{1-2} = 1.029 \text{ kNm}$$

##### Segment 2-3

$$L = 195.074 \text{ m}$$

$$\text{Sudut segment 2-3} = 79.37^\circ$$

$$\theta = 0.01774 \text{ rad}$$

$$R = 10997.2 \text{ m}$$

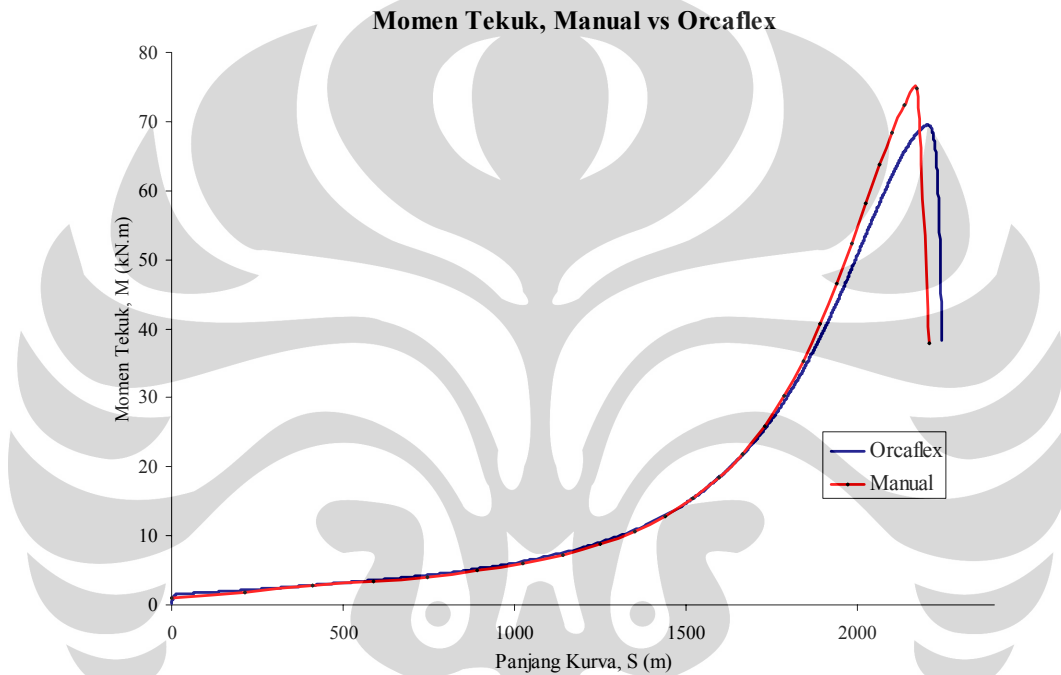
$$M_{2-3} = 2.470 \text{ kNm}$$

Momen yang terjadi pada nodal 2 adalah:

$$M_2 = \frac{M_{1-2} + M_{2-3}}{2} = 1.749 \text{ kNm}$$

Perhitungan untuk nodal – nodal lainnya, dilakukan dengan cara yang sama seperti di atas. Hasil lengkap dari momen tekuk untuk tiap nodal dapat dilihat pada lampiran A.

Dengan demikian, hasil perbandingan antara analisa manual dengan Orcaflex adalah seperti gambar dibawah ini.



Gambar 4.10. Perbandingan Besar Momen Tekuk, Manual vs Orcaflex

#### 4.4.5 Perhitungan Tegangan Von Mises

Tegangan Von Mises didapat dengan menghitung *hoop stress*, *radial stress* dan aksial *stress* terlebih dahulu sesuai dengan persamaan 3.2, 3.3 dan 3.4.

##### Tegangan Von Mises di Nodal 1

$$\text{Hoop Stress } \sigma_{p\theta} = (P_i - P_o) \frac{D_o}{2t} - P_i = -86.012 \text{ kN/m}^2$$

$$\text{Radial Stress } \sigma_{pr} = \frac{(P_o D_o + P_i D_i)}{D_o + D_i} = 53.441 \text{ kN/m}^2$$

Rumus Axial stress pada persamaan 3.4 digunakan untuk mendapatkan stress pada lapisan tengah dinding pipa , sehingga untuk mendapatkan stress pada permukaan luar pipa, persamaan tersebut menjadi:

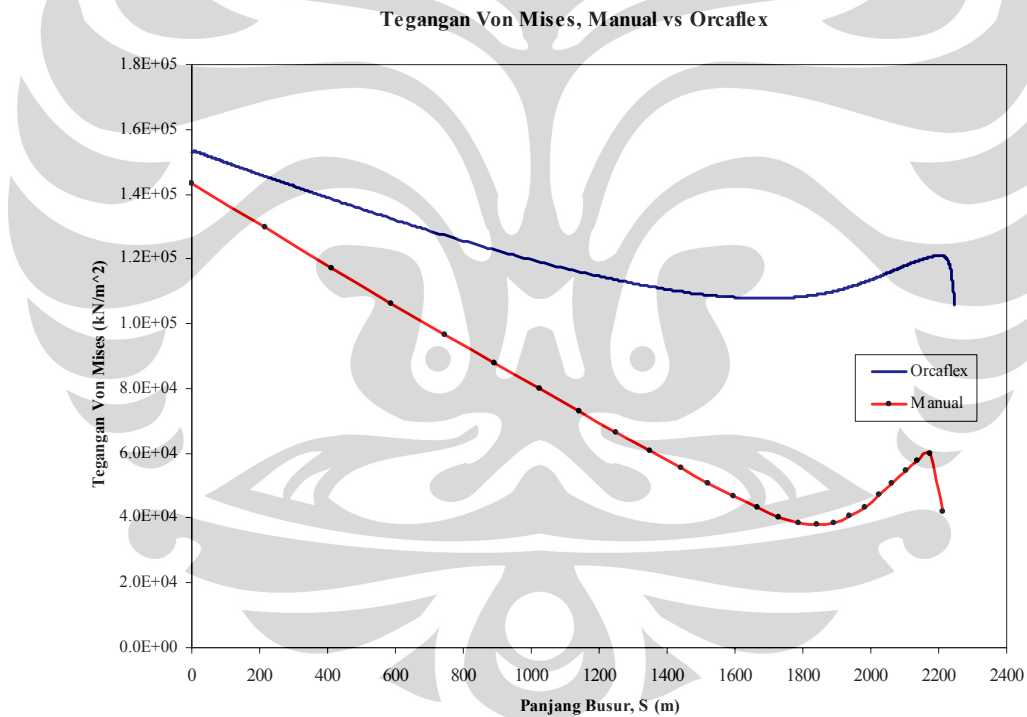
$$\sigma_{pz} = \frac{T}{A} \pm \frac{M}{2I} (D_o)$$

Karena nilai tegangan aksial memiliki 2 nilai yaitu maksimum dan minimum, untuk mendapatkan tegangan von mises yang maksimum maka diambil nilai tegangan aksial yang maksimum pula.

Axial stress maks. pada nodal 1 adalah: 145255.378 kN/m<sup>2</sup>.

Von Mises pada nodal 1 adalah:

$$\sigma_{v1} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{pr} - \sigma_{p\theta})^2 + (\sigma_{p\theta} - \sigma_{pz})^2 + (\sigma_{pz} - \sigma_{pr})^2} = 145271.713 \text{ kN/m}^2$$



Gambar 4.11. Perbandingan Besar Tegangan Von Mises, Manual vs Orcaflex

Hasil lengkap untuk masing-masing nodal dapat dilihat pada lampiran A.

# BAB V

## KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Dari hasil analisa yang dilakukan dengan berbagai macam kasus dan simulasi kondisi lingkungan yang mungkin dialami oleh SCR selama masa operasional, dapat diambil beberapa kesimpulan antara lain:

1. Tegangan von mises maksimum terjadi pada SCR 3 dengan arah domain gelombang dan kuat arus datang dari arah  $180^\circ$  (lihat gambar 4.4).
2. Pada saat FPSO bertranslasi, maka tegangan von mises maksimum terjadi ketika FPSO bertranslasi sejauh 50 m dalam arah sumbu X global menjauhi ujung B (end B) dan terjadi pada SCR 3 dengan arah domain gelombang dan kuat arus datang dari  $180^\circ$ .
3. Hasil perhitungan manual dengan hasil dari program Orcaflex terlihat ada deviasi yang cukup besar. Hal ini dikarenakan karena program Orcaflex mempunyai kemampuan melakukan iterasi untuk mendapatkan bentuk catenari yang paling ideal berdasarkan data-data input, data-data lingkungan maupun lokasi penempatan SCR tersebut. Dalam perhitungan manual, pembagian elemen dibatasi hanya 26 elemen sedangkan diskritisasi pada program Orcaflex mencapai ribuan elemen. Hal-hal inilah yang mungkin menyebabkan terjadinya deviasi yang cukup besar antara perhitungan manual dan hasil Orcaflex.

### 5.2 SARAN - SARAN

Berdasarkan hasil analisa, ada beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam mendesain SCR, antara lain:

1. Kemampuan *flexible joint* (lihat gambar 2.5) sangat penting untuk diketahui (besar maksimum sudut antara hull dan SCR) karena hal ini akan mempengaruhi berapa besar FPSO dapat bertranslasi. Dengan mengetahui besar sudut yang mampu di tahan oleh Flexible Joint, kita dapat memperkirakan maksimum translasi yang diijinkan.

2. Dalam kasus sebenarnya, mendesain SCR jauh lebih kompleks karena harus turut pula dilakukan analisa secara keseluruhan sistem yang ada, baik itu riser, *floater*, *mooring*, menjadi satu kesatuan yang utuh.





## DAFTAR PUSTAKA

1. SARPKAYA, T. & ISAACSON, M. 1981 Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures, New York: Van Nostrand Reinhold Co.
2. BAI, Y. 2001 Pipeline and Riser Design, Oxford: Elsevier Ocean Engineering Book Series, Vol. 5
3. BERTEAUX, H.O. 1976 Buoy Engineering, New York: John Wiley & Sons, Inc.
4. API RP 2RD, 2006 Design of Riser for Floating Production System (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs), American Petroleum Institute.
5. API RP 2SK, 2001 Recommended Practise for Design and Analysis of Stationkeeping System for Floating Structures, American Petroleum Institute.
6. DnV-OSF-201, 2001 Dynamic Riser, Det Norks Veritas
7. CHAKRABARTI, S.K. 2005 Handbook of Offshore Engineering, Elsevier Ltd. Vol. 1.
8. CHAKRABARTI, S.K. 1986 Hydrodynamics of Offshore Structures, Boston: Computational Mechanics Publications
9. MOE, G. and ARNTSEN, Ø. 2001 An Analytic Model for Static Analysis of Catenary Risers, NTNU Norway: 11<sup>th</sup> International Offshore and Polar Engineering Conference
10. MOUSSELLI, A.H. 2001 Offshore Pipeline Design, Analysis and Method, Oklahoma: Penn Well Books
11. MCS, 1998 Technical Note: SCR Design Methodology Guidelines for Chevron Petroleum, MCS International.
12. Handbook of Ocean and Underwater Engineering, McGraw Hill



**LAMPIRAN A**  
**TABULASI HASIL PERHITUNGAN MANUAL**

### Dimensi dan Besar Gaya yang bekerja setiap segmen

Segmen	$\phi$	cos	sin	L (m)	A (m <sup>2</sup> )	W(kN)	W <sub>n</sub> = Wcos $\alpha$ (kN)	W <sub>t</sub> = Wsin $\alpha$ (kN)	U <sub>N</sub> = U sin $\alpha$ (m/dt)	U <sub>T</sub> = U cos $\alpha$ (m/dt)	F <sub>DN</sub> (kN)	F <sub>DT</sub> (kN)
1 - 2	-80.39	-0.167	0.986	215.479	58.826	226.986	-37.894	223.800	0.687	-0.116	141.330	5.197
2 - 3	-79.37	-0.184	0.983	195.074	53.255	205.491	-37.894	201.967	0.552	-0.104	90.925	3.732
3 - 4	-78.25	-0.204	0.979	176.663	48.229	186.097	-37.894	182.198	0.392	-0.081	44.618	2.091
4 - 5	-77.01	-0.225	0.974	160.058	43.696	168.605	-37.894	164.292	0.390	-0.090	40.042	2.308
5 - 6	-75.64	-0.248	0.969	145.088	39.609	152.836	-37.894	148.064	0.388	-0.099	35.878	2.546
6 - 7	-74.14	-0.273	0.962	131.602	35.927	138.629	-37.894	133.349	0.385	-0.109	32.084	2.807
7 - 8	-72.47	-0.301	0.954	119.460	32.613	125.839	-37.894	119.998	0.381	-0.120	28.621	3.092
8 - 9	-70.64	-0.331	0.943	108.539	29.631	114.335	-37.894	107.873	0.377	-0.133	25.457	3.403
9 - 10	-68.63	-0.364	0.931	98.727	26.953	103.999	-37.894	96.850	0.373	-0.146	22.559	3.741
10 - 11	-66.42	-0.400	0.916	89.925	24.549	94.727	-37.894	86.817	0.447	-0.195	29.568	6.103
11 - 12	-63.99	-0.438	0.899	82.041	22.397	86.422	-37.894	77.671	0.375	-0.183	19.048	4.912
12 - 13	-61.34	-0.480	0.877	74.996	20.474	79.001	-37.894	69.320	0.312	-0.170	12.008	3.887
13 - 14	-58.43	-0.523	0.852	68.718	18.760	72.387	-37.894	61.676	0.255	-0.157	7.991	3.017
14 - 15	-55.27	-0.570	0.822	63.142	17.238	66.513	-37.894	54.663	0.206	-0.142	4.759	2.287
15 - 16	-51.83	-0.618	0.786	58.211	15.892	61.319	-37.894	48.209	0.162	-0.127	2.728	1.686
16 - 17	-48.11	-0.668	0.744	53.875	14.708	56.752	-37.894	42.247	0.125	-0.112	1.493	1.201
17 - 18	-44.10	-0.718	0.696	50.090	13.675	52.765	-37.894	36.717	0.093	-0.096	0.771	0.821
18 - 19	-39.79	-0.768	0.640	46.817	12.781	49.317	-37.894	31.563	0.067	-0.080	0.370	0.533
19 - 20	-35.20	-0.817	0.576	44.023	12.018	46.374	-37.894	26.731	0.045	-0.064	0.161	0.324
20 - 21	-30.33	-0.863	0.505	41.679	11.378	43.904	-37.894	22.172	0.029	-0.049	0.062	0.181
21 - 22	-25.21	-0.905	0.426	39.760	10.855	41.884	-37.894	17.839	0.017	-0.036	0.020	0.090
22 - 23	-19.86	-0.941	0.340	38.249	10.442	40.291	-37.894	13.690	0.008	-0.023	0.0049060	0.038
23 - 24	-14.33	-0.969	0.247	37.128	10.136	39.111	-37.894	9.680	0.003	-0.014	0.0007900	0.012
24 - 25	-8.66	-0.989	0.150	36.388	9.934	38.331	-37.894	5.768	0.001	-0.006	0.0000561	0.00242
25 - 26	-2.89	-0.999	0.051	36.019	9.833	37.943	-37.894	1.916	0.000078	-0.002	0.0000004	0.00015

## Tegangan Tarik, Momen dan Tegangan Von Mises pada tiap Nodal

Nodal	Panjang Segmen/Busur (m)	Wall Tension (kN)	Tekanan Luar, $P_e$ (kN)	Tekanan Dalam, $P_i$ (kN)	Effektif Tension (kN)	Final Momen (kN.m)	Radial Stress $\sigma_{pr}$ (kN/m <sup>2</sup> )	Hoop Stress $\sigma_p \theta$ (kN/m <sup>2</sup> )	Axial Stress $\sigma_{pz}$ (kN/m <sup>2</sup> )		Von Mises Stress $\sigma_v$ (kN/m <sup>2</sup> )	
									Max.	Min	Max.	Min
1 (End A)	0	2360.069	55.898	50.547	2361.209	1.029	53.441	-86.012	145255.378	143275.637	145271.713	143291.973
2	215.479	2131.072	2191.820	1982.035	2175.785	1.749	2095.496	-3372.627	131950.580	128584.303	132673.685	129309.609
3	410.554	1925.372	4119.371	3725.094	2009.408	2.741	3938.337	-6338.615	120330.741	115056.284	121856.336	116596.602
4	587.217	1741.083	5858.251	5297.540	1860.592	3.341	5600.798	-9014.287	109643.041	103213.648	112066.834	105681.073
5	747.275	1574.484	7426.230	6715.444	1725.979	4.069	7099.869	-11426.989	100159.577	92329.455	103573.441	95845.517
6	892.364	1423.874	8839.334	7993.295	1604.197	4.950	8450.871	-13601.379	91800.843	82275.343	96289.013	86973.272
7	1023.965	1287.718	10112.005	9144.155	1494.003	6.014	9667.612	-15559.681	84501.390	72928.972	90135.255	78957.766
8	1143.425	1164.628	11257.249	10179.785	1394.277	7.294	10762.527	-17321.907	78209.129	64172.836	85041.045	71703.521
9	1251.964	1053.352	12286.773	11110.770	1304.003	8.830	11746.806	-18906.070	72884.516	55893.387	80941.121	65128.634
10	1350.691	952.761	13211.096	11946.624	1222.268	10.663	12630.508	-20328.357	68499.473	47980.607	77775.354	59169.379
11	1440.616	859.841	14039.667	12695.890	1146.251	12.840	13422.666	-21603.307	64913.879	40206.273	75377.010	53687.077
12	1522.658	777.258	14780.953	13366.225	1078.791	15.408	14131.374	-22743.949	62336.097	32687.843	73898.914	48871.338
13	1597.654	704.051	15442.530	13964.481	1019.080	18.412	14763.877	-23761.940	60751.474	25322.524	73285.792	44749.347
14	1666.372	639.358	16031.160	14496.771	966.395	21.892	15326.639	-24667.684	60145.808	18019.142	73490.245	41406.283
15	1729.513	582.408	16552.859	14968.536	920.088	25.878	15825.410	-25470.439	60498.976	10703.536	74470.851	38988.058
16	1787.724	532.514	17012.958	15384.598	879.579	30.376	16265.289	-26178.409	61776.820	3325.834	76186.906	37678.889
17	1841.600	489.066	17416.159	15749.208	844.357	35.365	16650.771	-26798.829	63921.485	-4130.607	78589.324	37640.283
18	1891.690	451.527	17766.585	16066.093	813.967	40.785	16985.796	-27338.040	66840.952	-11639.326	81608.276	38925.889
19	1938.507	419.432	18067.815	16338.492	788.017	46.522	17273.788	-27801.553	70399.191	-19121.419	85139.535	41423.075
20	1982.530	392.377	18322.928	16569.188	766.166	52.409	17517.691	-28194.105	74409.223	-26439.010	89032.740	44860.005
21	2024.208	370.025	18534.533	16760.539	748.131	58.218	17719.996	-28519.708	78631.985	-33394.473	93085.622	48859.812
22	2063.969	352.096	18704.791	16914.501	733.675	63.672	17882.771	-28781.689	82783.964	-39738.383	97048.008	52999.144
23	2102.218	338.369	18835.442	17032.647	722.613	68.465	18007.681	-28982.727	86555.596	-45188.231	100638.013	56852.617
24	2139.346	328.677	18927.822	17116.185	714.806	72.286	18096.001	-29124.876	89640.189	-49457.678	103570.079	60028.050
25	2175.734	322.906	18982.875	17165.969	710.158	74.867	18148.635	-29209.588	91769.971	-52292.976	105591.089	62199.938
26	2211.753	320.990	19001.164	17182.507	708.615	37.908	18166.120	-29237.729	56093.834	-16851.132	74051.037	42583.804



**LAMPIRAN B**  
**METOCEAN DATA**

**Table 5.1: Directional 1 Year Extremes**

Location: 34°29'30"N, 007°48'25"W, Water depth: 1890m LAT

Descriptive area: Rabat-Sale Haute

Season: All Year

The extremes likely to be reached or exceeded once, on average, during the season shown and during the return period shown are as follow:

1 YEAR	DIRECTION FROM							
	360°	045°	090°	135°	180°	225°	270°	315°
<b>Return Period</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>WIND SPEED</b>								
6 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	16	16	17	11	16	20	19	18
3 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	16	16	17	12	16	21	20	18
Hourly mean wind speed at 10m (m/s)	16	16	18	12	16	21	20	19
10 minute mean wind speed at 10m (m/s)	18	18	19	12	18	23	21	20
1 minute mean wind speed at 10m (m/s)	19	19	21	13	19	25	24	22
3 second gust wind speed at 10m (m/s)	21	21	23	15	21	28	26	25
<b>SEA STATE (3 HOUR)</b>								
Maximum individual wave height (m)	8.2	7.3	5.4	3.6	5.5	10.7	12.5	13.4
Minimum associated period (s)	7.7	7.3	6.2	5.1	6.3	10.2	11.0	9.8
Typical associated period (s)	8.5	8.0	6.8	5.6	6.9	11.1	12.0	10.8
Maximum associated period (s)	9.2	8.7	7.4	6.1	7.6	12.1	13.0	11.7
Associated wave length (m)	112	99	73	49	75	193	226	182
Significant wave height (m)	4.4	3.9	2.9	1.9	3.0	5.8	6.7	7.2
Minimum zero crossing period (sec)	6.7	6.3	5.4	4.4	5.5	8.2	8.8	8.6
Typical zero crossing period (sec)	7.1	6.7	5.8	4.7	5.9	8.6	9.3	9.1
Maximum zero crossing period (sec)	7.6	7.1	6.1	5.0	6.2	9.1	9.9	9.7
Minimum peak energy period (s)	8.4	7.9	6.8	5.5	6.9	11.1	12.0	10.7
Typical peak energy period (s)	9.2	8.7	7.4	6.1	7.5	12.1	13.1	11.7
Maximum peak energy period (s)	10.0	9.4	8.1	6.6	8.2	13.1	14.2	12.8
<b>WATER LEVELS</b>								
Wave crest elevation (m)	4.1	3.7	2.7	1.8	2.8	5.4	6.3	6.7
Tidal rise (MHWS) (m)	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Storm surge (m)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
<b>CURRENT</b>								
Total surface current (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
Current at 25% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at mid-depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 75% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 1m above seabed (m/s)	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Depth averaged over top 10 m (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5
Depth averaged over top 20 m (m/s)	0.6	0.6	0.5	0.3	0.3	0.4	0.3	0.5

**N.B Currents due to solitons of up to 1m/s are possible in otherwise calm conditions**

**Table 5.3: Directional 10 Year Extremes**

Location: 34°29'30"N, 007°48'25"W, Water depth: 1890m LAT

Descriptive area: Rabat-Sale Haute

Season: All Year

The extremes likely to be reached or exceeded once, on average, during the season shown and during the return period shown are as follow:

10 YEAR	DIRECTION FROM							
	360°	045°	090°	135°	180°	225°	270°	315°
<b>Return Period</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>WIND SPEED</b>								
6 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	17	17	19	12	17	22	21	20
3 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	18	18	19	13	18	23	22	21
Hourly mean wind speed at 10m (m/s)	18	18	20	13	18	24	22	21
10 minute mean wind speed at 10m (m/s)	20	20	21	14	20	26	24	23
1 minute mean wind speed at 10m (m/s)	22	22	23	15	22	28	27	25
3 second gust wind speed at 10m (m/s)	24	24	26	17	24	32	30	28
<b>SEA STATE (3 HOUR)</b>								
Maximum individual wave height (m)	10.4	9.3	6.8	4.5	7.0	13.5	15.8	16.9
Minimum associated period (s)	8.7	8.2	7.0	5.7	7.1	11.5	12.4	11.1
Typical associated period (s)	9.5	9.0	7.7	6.3	7.8	12.5	13.5	12.1
Maximum associated period (s)	10.3	9.8	8.4	6.8	8.5	13.6	14.6	13.2
Associated wave length (m)	141	126	92	61	95	244	285	230
Significant wave height (m)	5.6	5.0	3.6	2.4	3.8	7.3	8.5	9.1
Minimum zero crossing period (sec)	7.6	7.1	6.1	5.0	6.2	9.2	9.9	9.7
Typical zero crossing period (sec)	8.0	7.6	6.5	5.3	6.6	9.7	10.5	10.3
Maximum zero crossing period (sec)	8.5	8.0	6.9	5.6	7.0	10.3	11.1	10.9
Minimum peak energy period (s)	9.4	8.9	7.6	6.2	7.7	12.5	13.5	12.0
Typical peak energy period (s)	10.3	9.8	8.3	6.8	8.5	13.6	14.7	13.2
Maximum peak energy period (s)	11.2	10.6	9.1	7.4	9.2	14.7	15.9	14.4
<b>WATER LEVELS</b>								
Wave crest elevation (m)	5.2	4.6	3.4	2.3	3.5	6.8	7.9	8.5
Tidal rise (MHWS) (m)	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Storm surge (m)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
<b>CURRENT</b>								
Total surface current (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5
Current at 25% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at mid-depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 75% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 1m above seabed (m/s)	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Depth averaged over top 10 m (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
Depth averaged over top 20 m (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5

N.B Currents due to solitons of up to 1m/s are possible in otherwise calm conditions

**Table 5.5: Directional 100 Year Extremes**

Location: 34°29'30"N, 007°48'25"W, Water depth: 1890m LAT

Descriptive area: Rabat-Sale Haute

Season: All Year

The extremes likely to be reached or exceeded once, on average, during the season shown and during the return period shown are as follow:

100 YEAR	DIRECTION FROM							
	360°	045°	090°	135°	180°	225°	270°	315°
<b>Return Period</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>WIND SPEED</b>								
6 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	19	19	21	14	19	25	23	22
3 Hour mean wind speed at 10m (m/s)	20	20	21	14	20	26	24	23
Hourly mean wind speed at 10m (m/s)	20	20	22	14	20	26	25	23
10 minute mean wind speed at 10m (m/s)	22	22	24	15	22	28	27	25
1 minute mean wind speed at 10m (m/s)	24	24	26	17	24	32	30	28
3 second gust wind speed at 10m (m/s)	27	27	29	19	27	36	33	31
<b>SEA STATE (3 HOUR)</b>								
Maximum individual wave height (m)	12.6	11.2	8.2	5.5	8.5	16.4	19.1	20.5
Minimum associated period (s)	9.5	9.0	7.7	6.3	7.8	12.6	13.6	12.2
Typical associated period (s)	10.4	9.9	8.4	6.9	8.6	13.8	14.9	13.3
Maximum associated period (s)	11.4	10.7	9.2	7.5	9.3	14.9	16.1	14.5
Associated wave length (m)	170	152	111	74	115	295	345	278
Significant wave height (m)	6.7	6.0	4.4	2.9	4.5	8.8	10.3	11.0
Minimum zero crossing period (sec)	8.3	7.8	6.7	5.5	6.8	10.1	10.9	10.6
Typical zero crossing period (sec)	8.8	8.3	7.1	5.8	7.3	10.7	11.5	11.3
Maximum zero crossing period (sec)	9.4	8.8	7.6	6.2	7.7	11.3	12.2	11.9
Minimum peak energy period (s)	10.4	9.8	8.4	6.8	8.5	13.7	14.8	13.2
Typical peak energy period (s)	11.4	10.7	9.2	7.5	9.3	15.0	16.2	14.5
Maximum peak energy period (s)	12.4	11.7	10.0	8.2	10.1	16.2	17.5	15.8
<b>WATER LEVELS</b>								
Wave crest elevation (m)	6.3	5.6	4.1	2.7	4.2	8.2	9.5	10.2
Tidal rise (MHWS) (m)	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Storm surge (m)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>CURRENT</b>								
Total surface current (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6
Current at 25% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at mid-depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 75% of water depth (m/s)	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Current at 1m above seabed (m/s)	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Depth averaged over top 10 m (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.5	0.4	0.5
Depth averaged over top 20 m (m/s)	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5

N.B Currents due to solitons of up to 1m/s are possible in otherwise calm conditions