



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**PERANCANGAN JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS  
DARI LABUHAN MARINGGAI KE MUARA BEKASI  
MELALUI JALUR LEPAS PANTAI**

**SKRIPSI**

**MAKBUL SUPENA**

**0806368710**

**FAKULTAS TEKNIK  
DEPARTEMEN TEKNIK MESIN  
DEPOK  
JUNI 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**PERANCANGAN JARINGAN PIPA TRANSMISI GAS  
DARI LABUHAN MARINGGAI KE MUARA BEKASI  
MELALUI JALUR LEPAS PANTAI**

**SKRIPSI**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik

**MAKBUL SUPENA**

**0806368710**

**FAKULTAS TEKNIK**

**DEPARTEMEN TEKNIK MESIN**

**PROGRAM PENDIDIKAN SARJANA EKSTENSI**

**DEPOK**

**JUNI 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Makbul Supena**

**NPM : 0806368710**

**Tanda Tangan :**

**Tanggal : 13 Juni 2011**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Makbul Supena

NPM : 0806368710

Program Studi : Teknik Mesin

Judul Skripsi : Perancangan Jaringan Pipa Transmisi Gas dari Labuhan  
Maringgai ke Muara Bekasi Melalui Jalur Lepas Pantai

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Budiarmo, M.Eng

(.....)

Penguji I : Dr. Ir. Harinaldi, M.Eng

(.....)

Penguji II : Ir. Warjito, M.Eng, Phd

(.....)

Penguji III : Prof. Dr. Ir. Yanuar, M.Eng, M.Sc

(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : .....

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Mesin pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Prof. Dr. Ir. Budiarmo, M.Eng, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini;
2. Orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral; dan
3. Sahabat yang telah banyak membantu saya dalam menyelesaikan skripsi ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, 13 Juni 2011

Penulis

## HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Makbul Supena

NPM : 0806368710

Program Studi : Sarjana Ekstensi

Departemen : Teknik Mesin

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**“Perancangan Jaringan Pipa Transmisi Gas dari Labuhan Maringgai ke Muara Bekasi Melalui Jalur Lepas Pantai”**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 13 Juni 2011

Yang menyatakan :



(Makbul Supena)

## ABSTRAK

*Dalam menentukan perhitungan desain jaringan pipa lepas pantai pada tugas akhir ini difokuskan pada beberapa hal, yaitu; perhitungan ukuran diameter dan tebal dinding pipa serta analisa kestabilan jaringan pipa dan tegangan pipa saat pengoperasian.*

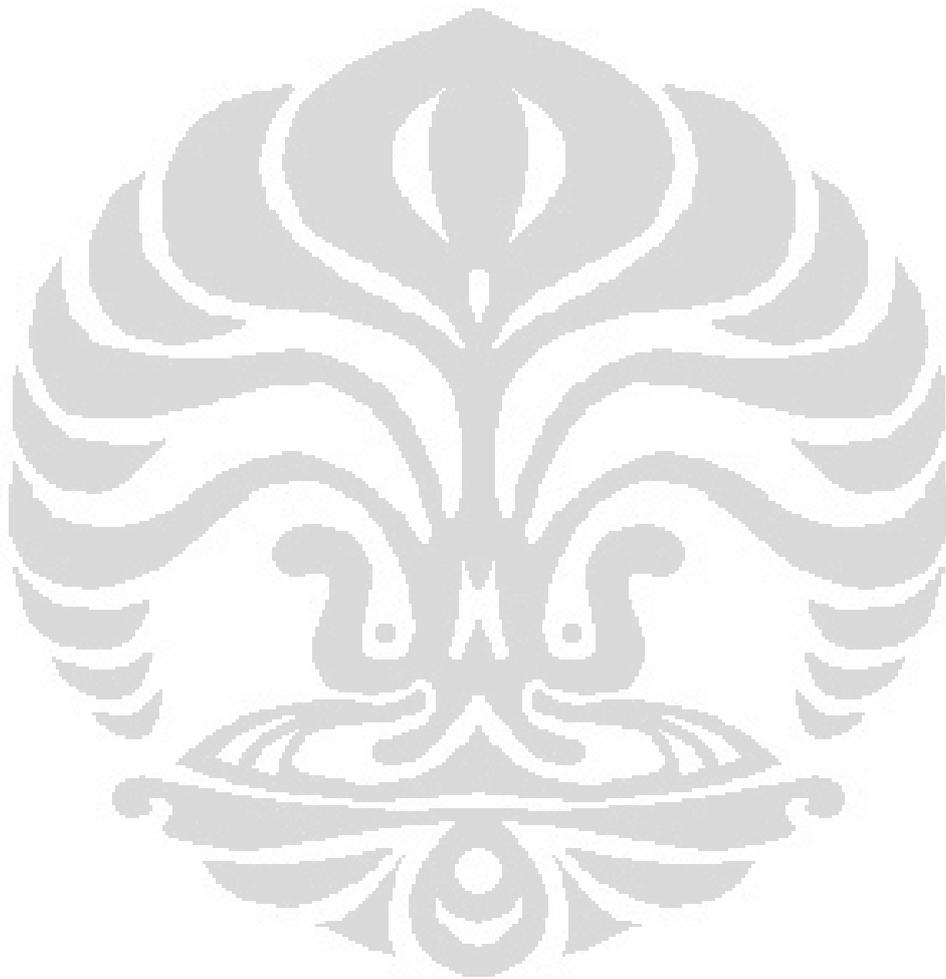
*Ukuran diameter pipa akan berpengaruh terhadap laju aliran fluida, kecepatan aliran fluida, dan nilai jatuh tekanan sepanjang saluran pipa. Sedangkan ketebalan dinding pipa sangat dipengaruhi oleh tekanan eksternal (tekanan pada kedalaman laut) tidak hanya diatur berdasarkan tekanan internal (tekanan kerja aliran fluida) dan kualitas material pipa (nilai kekuatan luluh material).*

*Analisa kestabilan saluran pipa didasar laut perlu memenuhi dua parameter. Pertama, berat pipa dalam laut (saat pengoperasian) harus diatas gaya hidrodinamis pipa yang diakibatkan oleh gelombang dan arus laut. Kedua, gejala terjadinya vortex shedding dengan memperhitungkan rentang saluran pipa tidak tertumpu.*

*Analisa tegangan pipa saat pengoperasian, memperhitungkan beberapa parameter. Pertama, tegangan tarik maksimum pipa disebabkan kerja fluida harus lebih kecil dari nilai tegangan maksimum izin material pipa. Kedua, kedalaman laut dan kekuatan luluh bahan pipa berpengaruh pada kegagalan struktur pipa, seperti buckling (kempis pada pipa). Ketiga, tegangan tarik maksimum saat melewati gundukan atau palung, agar tidak melebihi tegangan tarik izin bahan.*

*Dari hasil perhitungan diperoleh; ukuran diameter yang dipilih adalah 32 inchi, tebal dinding pipa ideal adalah 0,406 inchi material API 5L X65, berat total pipa saat beroperasi sebesar 2.749,18 N/m yang diperoleh dari tebal dinding pipa anti korosi 3 inchi, tebal lapisan beton 3,94 inchi, tegangan kritis buckling sebesar 926,067 N/m<sup>2</sup>, sehingga diperoleh kedalaman laut maksimal agar tidak terjadinya buckling sebesar 92,1 m.*

*Kata kunci; offshore pipeline design, hydrostatic pressure, stress analysis.*



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	iii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL .....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiii
<b>I. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Ruang Lingkup Permasalahan.....	3
1.3 Batasan Masalah .....	4
1.4 Tujuan Penulisan .....	5
1.5 Metode Penyelesaian .....	5
<b>II. TEORI DAN ANALISIS DIMENSI PIPA.....</b>	<b>7</b>
2.1 Gambaran Umum Jaringan Pipa .....	7
2.2 Parameter Desain Dimensi Pipa .....	10
2.3 Aliran Dalam Pipa .....	12
2.4 Dimensi Pipa .....	15
2.4.1 Diameter .....	15
2.4.2 Tebal Dinding Pipa .....	16
<b>III. ANALISA KESTABILAN PIPA DAN TEGANGAN PADA PIPA ...</b>	<b>22</b>
3.1 Kestabilan Pipa Bawah Laut .....	22
3.1.1 Pembebanan Lingkungan pada Pipa .....	22
3.1.2 Berat Minimum Pipa .....	26
3.1.3 Pusaran Arus .....	28
3.2 Analisis Tegangan Pipa saat Pengoperasian .....	32

3.2.1	Tegangan Tarik Pipa Akibat Tegangan Kerja Fluida .....	33
3.2.2	Analisa Tekuk .....	33
3.2.3	Tegangan Tarik akibat Pengaruh Permukaan Dasar Laut .....	37
<b>IV.</b>	<b>PERHITUNGAN STRUKTURAL SALURAN PIPA .....</b>	<b>40</b>
4.1	Parameter Perhitungan .....	40
4.2	Jalur Pipa .....	41
4.3	Pembagian Zona Rute Pipa .....	42
4.3.1	Kedalaman Laut .....	42
4.3.2	Gelombang dan Arus laut .....	43
4.4	Data yang Diperlukan .....	44
4.5	Hasil Perhitungan .....	45
<b>V.</b>	<b>KESIMPULAN .....</b>	<b>54</b>
	<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>56</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Klasifikasi Jaringan Pipa Bawah Laut .....	8
Gambar 2.2	Pipa Seamless .....	8
Gambar 2.3	Pipa Electric Resistance Welded .....	9
Gambar 2.4	Proses Pabrikasi Pipa Pengelasan Spiral .....	10
Gambar 3.1	Aliran Hidrodinamik disekitar Pipa .....	22
Gambar 3.2	Gaya-gaya hidrodinamik pada Pipa .....	23
Gambar 3.3	Penampang Lapisan Pipa .....	27
Gambar 3.4	Ilustrasi Pusaran (Vortex Shedding) disekitar Pipa .....	29
Gambar 3.5	Grafik variasi Bilangan Strouhal terhadap Bilangan Reynolds .....	30
Gambar 3.6	Grafik variasi Bilangan Strouhal terhadap Koefisien Hambat .....	31
Gambar 3.7	Macam-macam Buckling Pipa .....	34
Gambar 3.8	Ilustrasi Deformasi Pipa melalui Palung .....	38
Gambar 3.9	Ilustrasi Deformasi Pipa melalui Gundukan .....	39
Gambar 4.1	Peta Lokasi Instalasi Pipa .....	41
Gambar 4.2	Rute Pipa Berdasarkan Pembagian Zona .....	42

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Disain Faktor Klasifikasi Lokasi.....	17
Tabel 2.2 Faktor Temperatur Derating.....	17
Tabel 2.3 Faktor Penyambungan Longitudinal.....	18
Tabel 2.4 Hubungan Bilangan Reynolds dengan $C_D$ , $C_L$ , dan $C_M$ .....	25
Tabel 2.5 Koefisien gesek berdasarkan tipe tanah.....	25
Tabel 4.1 Kasus yang Dianalisis.....	59



## DAFTAR SINGKATAN & SIMBOL

### Singkatan

SMYS	specified minimum yield strength	[psi]
------	----------------------------------	-------

### Simbol-simbol

a	Amplitudo gelombang	[m]
a <sub>p</sub>	Konstanta Phillips'	-
C	Konstanta kondisi pipa	-
C <sub>M</sub>	Koefisien inersia	-
D	Diameter luar nominal	[inch]
d	Kedalaman perairan	[m]
E	Faktor penyambungan longitudinal	-
EI	Kekakuan pipa	[Nm <sup>2</sup> ]
F	Faktor klasifikasi lokasi	-
F <sub>D</sub>	Gaya hambat ( <i>drag force</i> )	[N]
F <sub>i</sub>	Gaya inersia	[N]
F <sub>r</sub>	Gaya tahan lateral	[N]
g	Percepatan gravitasi	[kg.m/s <sup>2</sup> ]
g <sub>p</sub>	Parameter cacat pipa	-
H	Tinggi Gelombang	[m]
I	Momen Inersia	[m <sup>4</sup> ]
k <sub>i</sub>	Hubungan disperse laut dalam	-
L	Panjang Gelombang	[m]
M	Kombinasi massa pipa dan massa tambahan	[kg]
P <sub>c</sub>	Tekanan kritis buckling	[psig]
P <sub>d</sub>	Disain tekanan internal	[psig]
P <sub>e</sub>	Tekanan eksternal	[psig]
P <sub>el</sub>	Batas tekanan eksternal	[psig]
P <sub>p</sub>	Tekanan penyebaran	[psig]
P' <sub>y</sub>	Tekanan leleh material terkoreksi	[psig]
r	Radius	[mm]
S	Bilangan Strouhal	-

$S_y$	Tegangan leleh pipa	[N/m <sup>2</sup> ]
$T$	Faktor derating Temperatur	-
$t$	Waktu	[detik]
$t_a$	Tebal dinding ( <i>wall thickness</i> ) yang diijinkan	[mm]
$t_{nom}$	Tebal dinding nominal	[mm]
$T_a$	Aksial tension	[kg]
$T_y$	Yield tension	[kg]
$U_e$	Kecepatan efektif partikel air	[m/s]
$\nu$	Viskositas kinematik	-
$W$	Berat total pipa dalam air	[kg]
$x$	Perambatan Panjang Gelombang	[m]

#### Simbol-simbol Dengan Huruf Yunani

$\alpha$	Sudut fasa	[radian]
$\gamma$	Parameter puncak JONSWAP	-
$\epsilon_b$	Regangan tekuk	-
$\epsilon_B$	Regangan tekuk akibat gagal buckling	-
$\delta_0$	Insial diameter	[mm]
$\omega$	Frekuensi angular	[rad/s]
$\omega_p$	Frekuensi angular puncak spectral	[rad/s]
$\Delta\omega$	Selisish konstanta antara frekuensi suksesif	-
$\sigma$	Parameter lebar spectral	-
$\theta$	Sudut kemiringan permukaan dasar laut	[deg]
$\mu$	Koefisien Gesek	-
$\nu$	Poisson's ratio	-

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1.Latar Belakang

Perkembangan metode desain sistem pemipaan akan terus berkembang untuk mendapatkan kehandalan dan efisiensi dalam konstruksi. Kendala teknis berdasarkan temuan kondisi dilapangan yang tidak mudah disebabkan oleh faktor geografi dan tantangan alam lainnya menuntut para *engineer* untuk terus mengembangkan kemampuan mendesain sebuah sistem yang handal dan efisien.

Khusus untuk konstruksi jalur pipa bawah laut, memiliki tantangan yang tidak sederhana. Banyak faktor yang perlu diperhitungkan terutama menghadapi situasi lingkungan/alam yang dewasa ini tidak menentu. Berbagai hal ekstrim terkait faktor lingkungan menjadi kendala yang memerlukan perhitungan komprehensif karena selain menuntut kehandalan, instalasi jalur pipa bawah laut menelan biaya yang sangat besar. Oleh karena itu berbagai pemikiran dan inovasi perlu terus dikembangkan guna memperoleh suatu instalasi jaringan pipa bawah laut yang handal sekaligus efisien.

Mengenai perhitungan nilai kapasitas atau pembebanan yang diperlukan oleh suatu jaringan pipa untuk mendistribusikan suatu produk memerlukan perencanaan yang matang terhadap kebutuhan atau kapasitas distribusi untuk jangka waktu yang panjang.[1]

Pada mulanya instalasi pipa lepas pantai bawah laut hanya berada pada laut dangkal. Kedalaman sekitar 100 meter pun sudah dianggap dalam. Teknologi yang terus berkembang telah menghadirkan jaringan pipa bawah laut pada kedalaman lebih dari 2000 meter, bahkan proyek pipa gas terdalam yang

pernah dibuat pada tahun 1995 berada pada kedalaman 3500 meter yang menghubungkan Oman dan India. [2]

Perkembangan sistem jaringan pipa bawah laut di Indonesia saat ini akan berhadapan dengan kondisi instalasi pada laut dalam. Sebagai contohnya adalah Seno Barat Field (60 km Timur Kalimantan, di Selat Makassar) yang terletak di kedalaman air sekitar 1.000 meter adalah instalasi pipa bawah laut terdalam di Indonesia pada tahun 2004, dan terus akan menyusul proyek instalasi lainnya pada kedalaman yang lebih besar. Hal ini tentunya akan menimbulkan masalah desain yang berbeda dan lebih kompleks jika dibandingkan instalasi jaringan pipa laut dangkal.

Kondisi desain untuk laut dangkal menjadi kondisi desain laut dalam memerlukan beberapa perhitungan parameter tertentu, diantaranya *external pressure*, *material grade*, *fatigue* dan *geo-hazards*. Disamping itu, proses instalasi, kondisi operasi dan aspek pemeliharaan perlu diperhitungkan berkenaan dengan penambahan kedalaman laut yang sangat signifikan.

Ketika pipa diletakan pada laut yang lebih dalam, hal dominan yang sangat berpengaruh adalah tekanan eksternal (*external pressure*), sehingga ketebalan dinding pipa (*wall thickness*) tidak hanya diatur berdasarkan *pressure containment* (tekanan internal pipa).

Masalah yang sering dihadapi pada instalasi pipa bawah laut dalam adalah terjadinya tekukan lokal, yang terdiri dari bengkok dan kempis, sehingga sangat perlu diperhitungkan dalam desain. Sebagai konsekuensi dari hal tersebut adalah perlunya penambahan ketebalan dinding pipa secara signifikan.

Cara lain yang dapat dipilih untuk mengurangi ketebalan dinding pipa adalah dengan peningkatan kualitas material pipa dan dilakukannya penambahan proses pada pabrikasi.

Tugas akhir ini akan membahas mengenai parameter-parameter penting yang mempengaruhi perhitungan desain ketebalan dinding (*wall thickness*) pipa

bawah laut yang menghubungkan Sumatera bagian Selatan dengan ujung barat Pulau Jawa.

Hal yang paling jelas dan berpengaruh pada kondisi jaringan pipa bawah laut pada perairan dalam adalah tekanan eksternal air pada pipa. Pada proses instalasi, pipa dalam keadaan kosong, tekanan eksternal akan memberikan dampak beban tekanan yang besar pada pipa sehingga dapat mengakibatkan terjadinya *failure*. Bahkan dalam operasional pun tekanan eksternal akan lebih besar dari tekanan internal. Untuk menghindari *failure*, perlu dipertimbangkan bukan hanya desain tebal dinding pipa (*wall tickness*), tetapi juga analisa *on-bottom stress*.

## 1.2. Ruang Lingkup Permasalahan

Dalam studi ini akan dipelajari analisis desain jalur pipa bawah laut pada perairan untuk dua hal:

A. Perhitungan ketebalan dinding pipa (*wall tickness*), berdasarkan;

1. Desain ideal untuk menahan tekanan internal

Menghitung tekanan pada pipa yang terjadi secara internal untuk kemudian menentukan nilai minimum ketebalan dinding pipa (*wall tickness*) yang disyaratkan untuk menghindari terjadinya *failure*. Tekanan total akan maksimal pada kondisi kedalam perairan nol (desain pipa untuk perairan dangkal), dimana tekanan eksternal sama dengan nol.

2. Desain untuk menahan tekanan eksternal.

Selain memperhitungkan tekanan internal, desain jaringan pipa bawah laut perlu memperhitungkan nilai tekanan eksternal yang bekerja pada pipa untuk menghindari terjadinya kegagalan dan penyebaran *buckle* ketika pipa diletakan pada kedalaman laut tertentu.

Sehingga diperoleh nilai ketebalan dinding pipa yang optimal dalam menghindari terjadinya kegagalan tersebut.

3. Desain untuk menjaga kestabilan pipa.

Jaringan pipa bawah laut perlu memperhitungkan gaya hidrodinamis

yang bekerja pada pipa akibat gelombang dan arus bawah laut. Berat minimum pipa dan besar rentang pipa tak tertumpu perlu diperhitungkan untuk menghasilkan kestabilan pipa dan mencegah terjadinya kegagalan.

## B. Pemilihan Material (*material properties*)

Sehingga diperoleh dimensi pipa yang paling efisien untuk menjamin kehandalan dan keekonomian dari instalasi jalur pipa tersebut selama masa konstruksi dan operasional nantinya.

Beberapa rumusan yang digunakan sebagai analisa desain mekanikal untuk jaringan pipa lepas pantai adalah sebagai berikut:

- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- EN 14161 Petroleum and Natural Gas Industries – Pipeline Transportation Systems
- API RP1111 Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)
- DNV OS-F101 Submarine Pipeline Systems

### 1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dan penggunaan asumsi dalam perhitungan jalur pipa transmisi gas Labuhan Maringgai–Muara Tawar melalui jalur lepas pantai, adalah sebagai berikut:

- 1 Saluran pipa gas merupakan pipa transmisi jenis *trunk lines/export pipeline* yang menghubungkan Sumatera Selatan - Jawa Barat dengan *landing point* Muara Tawar *Gas Plant*, Jawa Barat.
- 2 Seluruh data yang akan dianalisis sudah diketahui terlebih dahulu (kondisi lingkungan laut, *flow assurance*, termasuk jalur pipa), sehingga pembahasan akan terfokus pada perhitungan dimensi (diameter dan tebal dinding) untuk memperoleh kondisi batas operasional pipeline (stabilitas jaringan pipa dan analisa kegagalan) yang ideal.

- 3 Material Pipa yang akan dianalisis adalah jenis Carbon Steel, karena material jenis ini di Indonesia memiliki sifat mudah dikerjakan (*workability*) yang baik, mudah diperoleh, dan harganya relatif lebih murah.
- 4 Perhitungan tidak dilakukan terhadap proses instalasi jaringan pipa.
- 5 Gaya hidrodinamik akibat arus diperhitungkan berdasarkan pada gelombang dan kecepatan arus maksimal dari data yang diperoleh berdasarkan hasil survey.
- 6 Analisis kegagalan hanya menghitung tegangan maksimum yang terjadi terhadap pipa yang telah disambung dan telah dilapisi beton, sehingga tegangan pada sambungan bernilai sangat kecil dan diabaikan.

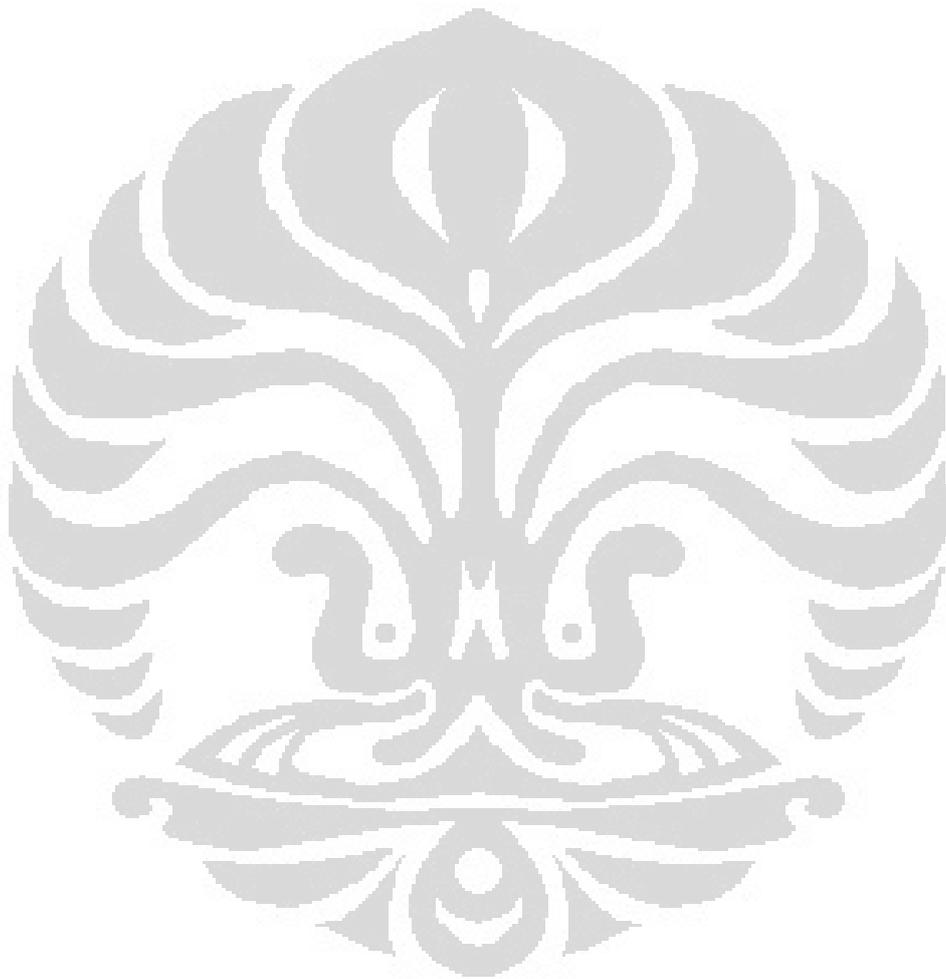
#### **1.4. Tujuan Penulisan**

Tugas akhir ini bertujuan:

1. Menghitung secara teknis kondisi operasional yang aman atau ideal berdasarkan pemilihan dimensi pipa (diameter dan tebal dinding).
2. Membandingkan dan memilih hasil perhitungan teknis yang bernilai paling maksimal, untuk kemudian dibahas terpisah mengenai aspek kelayakan ekonomi.

#### **1.5. Metode Penyelesaian**

Metode yang digunakan dalam analisis ini adalah studi literatur. Sebagai acuan dalam melakukan pembahasan masalah dalam tugas akhir ini diterangkan dalam diagram alir berikut ini:



## Diagram Alir Perancangan jalur Pemipaan

Sumber: *Pipeline Design & Installation Analysis Flow Chart*, PT.OSI 2009

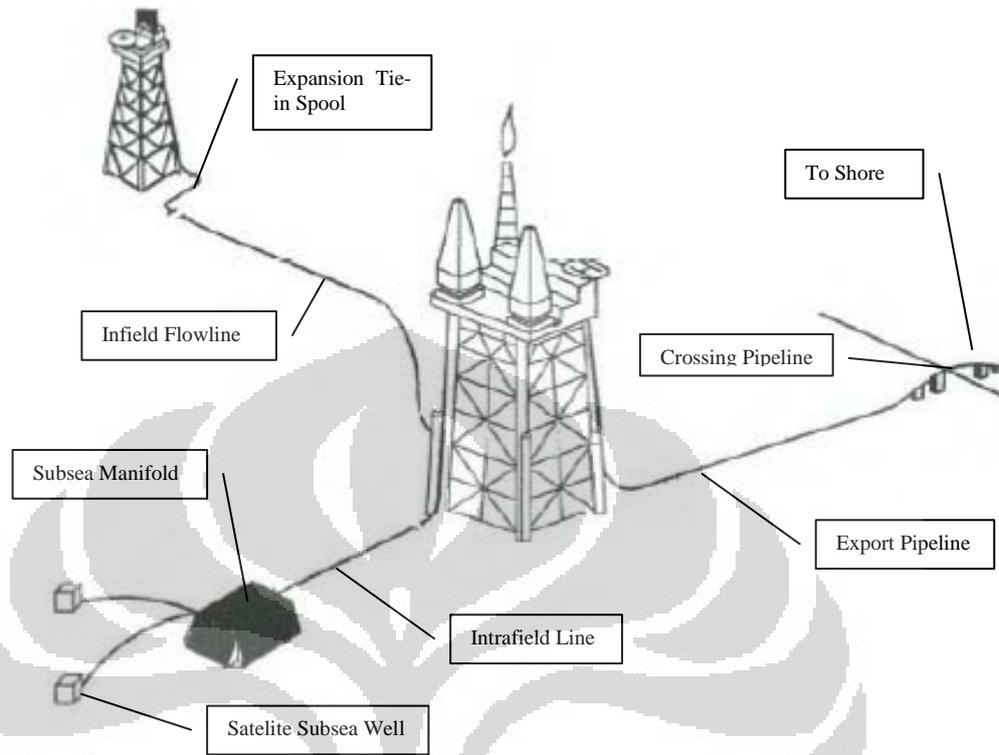
## BAB II

### TEORI DAN ANALISIS DIMENSI PIPA

#### 2.1. Gambaran Umum Jaringan Pipa

Teknologi jaringan pipa, khususnya jaringan pipa lepas pantai, ikut berkembang sejalan dengan teknologi pertambangan lepas pantai. Dimana manusia dapat membangun terminal produksi, sehingga prosesnya dapat langsung berjalan dilapangan. Untuk itu dibutuhkan jaringan pipe yang dibentangkan antara sumur ke fasilitas produksi, atau dari fasilitas *platform* produksi yang satu ke fasilitas *platform* produksi lainnya, dan bahkan dialirkan ke darat dari fasilitas produksi lepas pantai. Hal ini membuat jaringan pipa lepas pantai diklasifikasikan dalam beberapa kriteria:

- *Intrafield Line*, adalah sebuah jaringan pipa yang menghubungkan antara platform dan *subsea manifold*. Jaringan pipa ini beroperasi pada tekanan reservoir, atau dengan kata lain tidak ada tambahan tekanan dari pompa atau kompresor.
- *Gathering Lines*, yaitu jaringan pipa yang menghubungkan antara platform (*multiwell*) dengan platform yang lainnya dan biasanya fluida dialirkan menuju dimensi pipa yang lebih besar. Jaringan pipa ini dapat berupa gabungan minyak, gas, kondensat, atau aliran dua fase. Jaringan pipa dengan klasifikasi ini biasanya bekerja pada tekanan 1000-1400 psi yang dihasilkan dari tekanan pompa atau kompresor yang dipasang pada platform.
- *Trunk Line/Export Pipeline*, merupakan jaringan pipa yang menangani kombinasi aliran dari satu atau banyak platform ke darat.
- *Loading Line*, adalah *pipeline* yang fungsinya memuat atau mengosongkan dari platform ke fasilitas produksi. Diameter yang digunakan bisa besar atau kecil, dan hanya memuat liquid saja. [3]



Gambar 2.1 Klasifikasi Jaringan Pipa bawah Laut

Adapun tipe pipa yang digunakan untuk *pipeline* adalah:

1. *Seamless pipe*

Adalah jenis pipa yang dibuat dari besi bulat pejal yang dibentuk sedemikian rupa sehingga menjadi bentuk pipa. Pipa jenis ini memiliki dimensi diameter luar 1/8 inchi hingga 26 inchi.



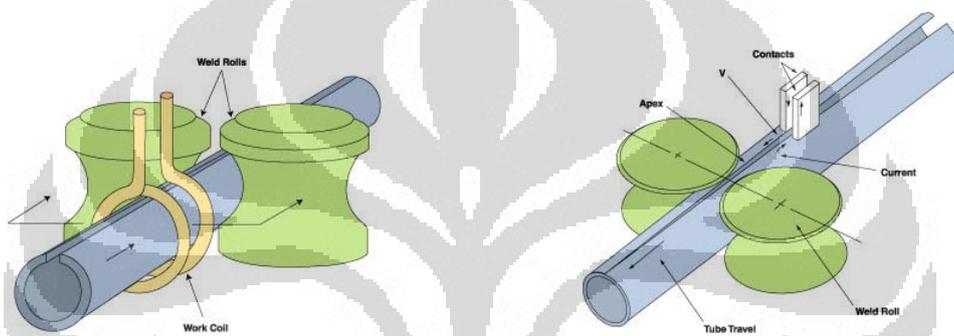
Gambar 2.2 Pipa *Seamless*

## 2. *Submerged arc Weld (SAW)*

Adalah pipa yang dibentuk dari plat datar kemudian dibengkokan sehingga menjadi bentuk pipa dengan bantuan pipe mill. Kemudian di sambung dengan metode submerged arc weld, sehingga terlindung dari udara luar.

## 3. *Electric Resistance Welded (ERW)*

Adalah pipa yang dibentuk dari plat datar yang dihubungkan dengan pengelasan butt weld dengan induksi frekuensi tinggi.



Gambar 2.3 Pipa *Electric Resistance Welded*

## 4. *Spiral Weld*

Pipa dengan spiral weld jarang sekali dipakai dalam industri minyak dan gas, karena sampai sekarang masih sulit menemukan metode pabrikasinya agar dapat menjamin keakuratan dimensi pipa tersebut. [4]



Gambar 2.4 Proses Pabrikasi Pipa Pengelasan Spiral

Biasanya tipe jaringan pipa yang digunakan adalah tipe *Seamless* atau *Submerged Arc Welded (SAW)*. Hanya saja pipa tipe *Seamless* ini biasanya digunakan untuk diameter 12 inch ke bawah. Sedangkan penggunaan pipa tipe ERW membutuhkan inspeksi khusus seperti *full body ultrasonic test*. Selain itu pipa tipe spiral tidak biasa digunakan untuk industry migas, dan hanya digunakan pada jaringan-jaringan yang bertekanan rendah seperti air bertekanan rendah. [5]

## 2.2. Parameter Desain Dimensi Pipa

Seorang engineer penting untuk memahami lingkungan yang seperti apa yang akan dihadapi jaringan pipa tersebut selama diinstal dan dioperasikan. Seberapa dalamkah jaringan pipa tersebut dipasang nantinya, seberapa besar gelombang yang akan terjadi selama pipeline tersebut beroperasi. Dan semua parameter di atas berefek pada disain mekanikal pada sistem *pipeline* yang akan dirancang.

Adapun data-data yang dibutuhkan:

### i. Performa Reservoir

Bagaimana performa reservoir selama umur ladang tersebut memiliki pengaruh pada *pipeline* yang akan didisain dan dioperasikan nantinya.

Karena berbeda debit aliran gas dan liquid yang dialirkan akan berpengaruh terhadap kelakuan aliran di dalam pipeline itu sendiri.

a. Tekanan & Temperatur Reservoir

Tekanan dan temperatur reservoir berpengaruh terhadap disain *pipeline* selama operasi nantinya. Tekanan reservoir akan berpengaruh langsung terhadap tekanan *wellhead*, sehingga tekanan operasi akan naik/turun mengikuti tekanan reservoir.

Sedangkan temperatur reservoir juga mempunyai efek terhadap bahan yang akan digunakan sebagai *pipeline* yang akan digunakan nantinya. Semakin tinggi temperaturnya, maka menuntut material yang sesuai dengan temperature tersebut. Akhirnya biaya yang digunakan semakin besar.

b. Formasi Reservoir

Formasi reservoir berpengaruh terhadap berapa banyak pasir yang terbawa selama operasi jaringan pipa tersebut.

c. Profil Produksi

Profil produksi juga ikut berpengaruh, masalahnya air juga akan tercipta selama operasional jaringan pipa karena umur sumur. Mungkin pada awal umur sumur air yang terbawa akan sedikit sekali, namun seiring bertambah usia sumur dan metode penggunaan air untuk mendorong isi reservoir pada sumur yang sudah tua, akan mempengaruhi jumlah air yang mengalir dalam jaringan pipa.

ii. Komposisi Fluida & Air

Komposisi fluida dan air mempengaruhi umur pipeline. Karena keduanya menyebabkan korosi di dalam pipeline akibat pengaruh kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S. sehingga perlu metode pencegahan, baik dengan penambahan *Corrosion Resistance Alloy* dalam material pipeline atau dengan menyuntikan cairan kimia *corrosion inhibitor*.

iii. Properti PVT Fluida

Kelakuan PVT fluida yang mengalir di dalam jaringan pipa sangat berpengaruh terhadap dimensi pipa. Karena kelakuan fluida *compressible* akan sangat berbeda dengan kelakuan fluida *incompressible*. Pada fluida

yang *compressible* hanya membutuhkan sedikit kenaikan temperatur  $T$  untuk menaikkan tekanan  $P$  secara signifikan.

iv. Data Periode Gelombang Laut

Data periode gelombang laut digunakan oleh *engineer* untuk meramalkan gelombang puncak yang akan terjadi selama jaringan pipa tersebut beroperasi. Hal ini dimaksudkan untuk mencegah jaringan pipa bergetar yang mengakibatkan kegagalan pipa (retak) akibat kelelahan (*fatigue*) material oleh gelombang laut.

v. Data Bathymetri/Data Survey Geometri

Data survey geoteknik menyediakan data-data penting mengenai kondisi dasar laut yang akan berpengaruh terhadap disain dan operasional nantinya. Pengaruh data ini sangat luas, diantaranya adalah:

- Menjadi dasar bagi *engineer* untuk menentukan rute jaringan pipa yang akan dibuat.
- Membantu *pipeline engineer* dalam menentukan kapan jaringan pipa tersebut tetap pada jalurnya atau harus dibuatkan belokan akibat cacat laut (*seabed pockmark*) yang terlalu besar sehingga akan mempengaruhi aliran fluida dalam pipa.
- Menyediakan informasi penting seberapa banyak palung dan punggung di permukaan dasar laut yang akan dilalui oleh jaringan pipa.
- Data tersebut juga menyediakan informasi data macam-macam lapisan dasar laut, sehingga *engineer* dapat meramalkan apakah pipa tersebut terbenam atau hanya menumpu pada permukaan laut.

### 2.3. Aliran Dalam Pipa

A. Faktor kompresibilitas (*Compressibility factor*)

Konsep dari faktor kompresibilitas atau faktor penyimpangan gas adalah suatu ukuran kedekatan (kemiripan) antara kondisi gas nyata (*real gas*) dengan kondisi gas ideal. Faktor kompresibilitas ( $Z$ ) adalah suatu angka tidak berdimensi dengan nilai maksimal 1. Suatu nilai yang tidak bergantung pada kuantitas gas, tetapi tergantung pada parameter gravity ( $G$ ), temperature dan tekanan gas.

Tersedia suatu grafik yang menggambarkan variasi nilai Z terhadap temperatur dan tekanan.

Nilai Z dapat pula dihitung dengan menggunakan beberapa metode diantaranya metode *California Natural Gas Association* (CNGA). Metode tersebut merupakan salah satu persamaan yang paling mudah untuk menghitung faktor kompresibilitas berdasarkan data gravity (G), temperature dan tekanan gas.

$$Z = \frac{1}{1 + P_{avg} (344,400) 10^{1.785 G / T_f^{3.825}}} \dots\dots\dots 2.1$$

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left( P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \dots\dots\dots 2.2$$

Persamaan tersebut hanya berlaku untuk tekanan gas  $P_{avg} > 100$  psia, jika  $P_{avg} < 100$  psia maka nilai Z diasumsikan 1.

#### B. Faktor Friksi

Tahanan dari suatu fluida yang bersinggungan antara fluida dan penampangnya (pipa) dikenal dengan istilah faktor friksi. Dalam mekanika fluida, terdapat dua jenis faktor friksi; *Fanning friction factor* dan *Darcy-Weisbach factor*, atau biasa disebut *Moody friction factor*.

Kedua faktor tersebut memiliki hubungan, dimana *Darcy factor* memiliki nilai empat kali lebih besar dibanding *Fanning factor*.

Pada umumnya *Fanning factor* digunakan dibidang kimia, sedangkan engineering dibidang sipil dan mekanikal menggunakan *Darcy factor*.

Untuk aliran laminar dengan  $Re < 2000$ , faktor friksi dapat dihitung:

$$f = \frac{64}{Re} \dots\dots\dots 2.3$$

Faktor friksi untuk aliran laminar hanya tergantung kepada bilangan Reynolds, sedangkan untuk aliran turbulen selain bilangan Reynolds  $> 4000$ , perlu juga memperhitungkan besar diameter dan kekasaran permukaan pipa.

Untuk aliran turbulen, faktor friksi dapat dihitung dengan menggunakan 2 persamaan; Colebrook-White equation atau AGA equation.

#### Modified Colebrook-White equation

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{e}{3.7d} + \frac{2.825}{Re \sqrt{f}} \right) \dots\dots\dots 2.4$$

$$F = -4 \log_{10} \left( \frac{e}{3.7d} + \frac{1.4125F}{Re} \right) \dots\dots\dots 2.5$$

Dimana:

$$F = 2 \cdot \frac{1}{\sqrt{f}} \dots\dots\dots 2.6$$

American Gas Association (AGA) NB-13

Untuk aliran turbulen penuh:

$$F = 4 \log_{10} \left( \frac{3.7d}{e} \right) \dots\dots\dots 2.7$$

Untuk aliran transisi laminar ke turbulen:

$$F = 4 D_f \log_{10} \left( \frac{Re}{1.4125 F_t} \right) \dots\dots\dots 2.8$$

dimana:

$$F_t = 4 \log_{10} \left( \frac{Re}{F_t} \right) - 0.6 \dots\dots\dots 2.9$$

Sistem perpipaan tidak hanya terdiri atas pipa, namun juga terdapat berbagai instrumen lainnya seperti *fitting*. Efek dari *fitting* ini seperti adanya *valve*, *elbow* dan lain-lain pada jalur pipa perlu diperhatikan karena kehadiran komponen-komponen tersebut akan menyebabkan kehilangan energi akibat adanya friksi (*fitting losses*) bertambah besar, namun bernilai sangat kecil karena komponen atau instrument pendukung tersebut berjumlah sangat sedikit pada jaringan pipa bawah laut sehingga dalam perhitungan ini diabaikan.

Hubungan antara penurunan tekanan fluida dengan faktor friksi, kecepatan fluida, panjang pipa dan diameter pipa dinyatakan sebagai berikut :

$$P_1^2 - P_2^2 = \left( \frac{Q}{77.54 \frac{1}{\sqrt{f}} \rho_b d^{2.5}} \right)^2 G T_f L_e Z \dots\dots\dots 2.10$$

Dalam sistem perpipaan gas dikenal istilah kecepatan gas ( $U_s$ ) dan kecepatan erosional ( $U_e$ ) dari gas yang mengalir didalam pipa. Berdasarkan litetur kecepatan gas didalam pipa harus lebih kecil dari kecepatan erosional gas tersebut. Hal ini dikarenakan jika kecepatan gas

berada diatas kecepatan erosional maka akan terjadi vibrasi dan erosi terhadap pipa, sehingga usia dari pipa akan secara significant berkurang. Syarat ASME B.31 menyatakan bahwa kecepatan gas dalam aliran pipa harus berada dibawah 30,84 m/s. Dari hasil yang diperoleh kecepatan gas dari rancangan yaitu 21,37 m/s. Sehingga disimpulkan kecepatan aliran gas didalam pipa memenuhi aturan ASME B.31 dan persyaratan dengan menggunakan batasan kecepatan erosional. [6]

Perhitungan kecepatan gas

$$U_f = (2.653 \cdot 10^{-3}) \frac{Q_b T P_b Z}{d^2 (P + P_b) T_b Z_b} \dots\dots\dots 2.11$$

Perhitungan kecepatan erosional

$$U_e = \frac{100}{\sqrt{\frac{29 G P}{Z R T}}} \dots\dots\dots 2.12$$

## 2.4. Dimensi Pipa

### 2.4.1 Diameter

Persamaan aliran umum disebut juga sebagai persamaan aliran dasar, yang berhubungan dengan laju aliran, properti gas, ukuran pipa, temperatur aliran, tekanan aliran dari *up stream* hingga *down stream*, kekasaran dalam pipa yang digunakan untuk menghitung faktor friksi maupun faktor transmisi, maupun ukuran diameter dari suatu jaringan pipa yang sangat menentukan nilai jatuh tekanan (*pressure drop*) dari suatu aliran fluida.

$$Q = 38.77 F \frac{T_b}{P_b} \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{G T_f L Z} \right)^{0.5} d^{2.5} \dots\dots\dots 2.13$$

Panjang saluran yang dipengaruhi oleh beda ketinggian pipa akan mempengaruhi persamaan aliran umum diatas. Pengaruh beda ketinggian antara *up stream* dan *down stream* dari setiap ruas pipa diperhitungkan dengan memodifikasi panjang pipa untuk setiap ruas dalam rentang  $P_1^2 - P_2^2$ . Jika ketinggian dari *up stream pipe* adalah  $H_1$  dan *down stream* adalah  $H_2$ , panjang ruas pipa  $L$  diganti dengan panjang ekivalen  $[L_e]$ , seperti persamaan dibawah ini:

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \dots\dots\dots 2.14$$

Persamaan ini berlaku jika hanya terjadi satu bagian lengkungan (beda ketinggian) antara titik 1 (upstream) dan titik 2 (downstream).

Faktor koreksi terhadap ketinggian nondimensional (s) bergantung pada beda ketinggian  $H_2 - H_1$  dan dapat dihitung seperti dibawah ini:

$$s = \frac{0.0375 G(H_2 - H_1)}{T_f Z} \dots\dots\dots 2.15$$

Jika terjadi bagian lekukan secara seri, perlu didefinisikan suatu parameter j untuk setiap lengkungan (beda ketinggian) setiap ruas pipa, sebagai berikut:

$$j = \frac{e^s - 1}{s} \dots\dots\dots 2.15$$

Panjang ekivalen dapat dihitung sebagai berikut:

$$L_e = j_1 L_1 + j_2 L_2^{S_1} + j_3 L_3^{S_2} + \dots\dots\dots 2.16$$

Setelah memperhitungkan koreksi dari ketinggian, persamaan aliran umum dapat dibentuk untuk memperoleh besar diameter jaringan pipa didasarkan pada kapasitas aliran (debit) yang diharapkan tersedia sewaktu umur operasi jaringan pipa tersebut, melalui persamaan dibawah ini:

$$D = \left( \frac{Q}{38.77 F \frac{T_b}{P_b} \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{G T_f L Z} \right)^{0.5}} \right)^{\frac{1}{2.5}} \dots\dots\dots 2.17$$

#### 2.4.2 Tebal Dinding Pipa

Hasil desain dimensi pipa dalam jaringan selain dari penentuan diameter adalah *wall thickness* (tebal dinding), dan material yang akan digunakan nantinya. Hal ini mendorong kebutuhan akan analisis menyeluruh *flow assurance* yang merupakan keadaan terburuk yang diramalkan akan terjadi selama periode operasi.

Penentuan ketebalan dinding (*wall thickness*) didasarkan pada tekanan internal dan tekanan hidrostatik lingkungan dimana

jaringan itu dipasang. Penambahan *wall thickness* akan sangat membantu kestabilan jaringan pipa didasar laut.

Prosedur yang digunakan untuk memprediksi *wall thickness* adalah sebagai berikut:

1. Langkah 1, menghitung *wall thickness* minimum yang diperlukan untuk desain tekanan internal.
2. Langkah 2, menghitung *wall thickness* minimum yang diperlukan untuk penambahan tekanan eksternal.
3. Langkah 3, Penambahan *wall thickness* untuk korosi.
4. Langkah 4, Memilih tebal dinding nominal tertinggi. Dalam kasus tertentu, mungkin diinginkan untuk memesan *wall thickness* non-standar.
5. Langkah 5, Mengecek pemilihan *wall thickness* untuk kondisi hidrostatik.

Berdasarkan peraturan desain:

- a. Disain *Pipeline* Untuk Ketahanan Terhadap Tekanan Internal

Menurut ASME B.31.8, *wall thickness* nominal *pipeline* dihitung dengan rumus:

$$t_{nom} = \frac{P_d D}{2S_y FET} + t_a \dots\dots\dots 2.18$$

Dimana  $P_d$  adalah desain tekanan internal yang merupakan perbedaan antara tekanan internal ( $P_i$ ) and tekanan eksternal ( $P_e$ ),  $D$  adalah diameter luar nominal,  $t_a$  adalah ketebalan untuk menyisihkan korosi, dan  $S_y$  adalah *specified minimum yield strength*.

$P_i$  didefinisikan sebagai Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP) pada kondisi normal, diindikasikan dengan besar tekanan hingga 110% MAOP. Pada beberapa kasus,  $P_i$  didefinisikan sebagai *Wellhead Shut-In Pressure* (WSIP).

Faktor efisiensi pengelasan [E] dapat dilihat pada tabel 2.3.

Faktor *de-rating temperature* [T] dapat dilihat pada tabel 2.2.

Penggunaan faktor klasifikasi lokasi [F] didefinisikan pada tabel 2.1.

Nilai tekanan eksternal yang bekerja pada pipa dapat dihitung dengan persamaan:

$$P_e = \rho_w g h_{min} \dots\dots\dots 2.19$$

Tabel 2.1  
Desain Faktor Klasifikasi Lokasi

Location Class	Design Factor (F)	Keterangan
Location class 1, deviation 1	0.80	Berdasarkan tingkat aktifitas manusia dilokasi sekitar
Location class 1, deviation 2	0.72	
Location class 2	0.60	
Location class 3	0.50	
Location class 4	0.40	

Sumber: ASME B.31.8, 2007

Tabel 2.2  
Faktor Temperatur Derating

Temperature (F°)	Temperature Derating Factor (T)
250 or less	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Sumber: ASME B.31.8, 2007

Tabel 2.3  
Faktor Penyambungan

Spec. No.	Pipe Class	E Factor
ASTM A 53	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
	Furnace Butt Weld: Continuous Welded	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric Fusion Arc Welded	0.80
ASTM A 135	Electric Resistance Welded	1.00
ASTM A 139	Electric Fusion Welded	0.80
ASTM A 211	Spiral Weld Steel Pipe	0.80
ASTM A 333	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
ASTM A 381	Double Submerged Arc Welded	1.00
ASTM A 671	Electric Fusion Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A 672	Electric Fusion Welded	
	Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
	Electric Flash Welded	1.00
	Submerged Arc Welded	1.00
	Furnace Butt Welded	0.60

Sumber: ASME B.31.8, 2007

b. Desain Dinding Pipa untuk Ketahanan terhadap Tekanan Eksternal

Berdasarkan aturan dasar desain *pipeline*, direkomendasikan untuk memperhitungkan analisis kriteria penyebaran untuk

diameter *pipeline* di bawah 16 inch dan kriteria kegagalan diatas atau sama dengan 16 inch.

i. Kriteria Kegagalan atau Kritis

Mode kriteria kegagalan merupakan fungsi perbandingan  $D/t$ , cacat *pipeline*, dan kondisi pembebanan. Sebuah formula umum dapat digunakan untuk semua situasi. Hal ini cocok untuk kegagalan mode transisi terhadap tekanan eksternal, tarik aksial, dan regangan tekuk berdasarkan API RP 1111. Saat *pipeline* didesain dengan menggunakan kriteria kegagalan tekanan aksial & regangan tekuk perlu diperhitungkan pada keadaan yang konservatif.

ii. Analisis Kriteria Penyebaran atau Perambatan

situasi dimanaya timbulnya lekukan melintang (yang disebabkan oleh pembengkokan yang berlebihan) berubah dengan sendirinya menjadi pembengkokan (*buckling*) dan merambat disepanjang jalur pipa ini. Hal ini dapat menyebabkan kegagalan pipa selama pengoperasiannya. Energy penggerak (*driving energy*) yang menyebabkan *buckling* menyebar adalah tekanan hidrostatik.

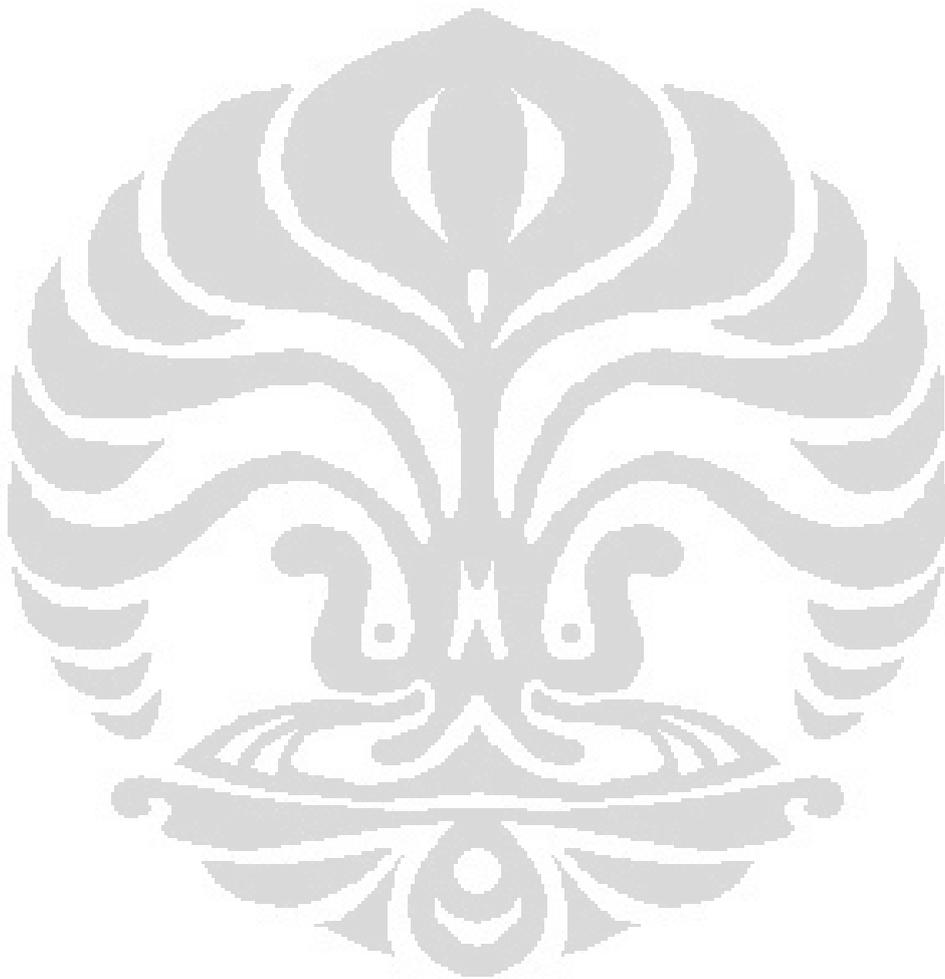
c. Korosi yang Diiijinkan

Untuk menghitung korosi pada saat air ikut mengalir bersama aliran fluida dalam pipa juga akibat dari komposisi campuran fluida yang dapat membuat karat pipa seperti kandungan oksigen, hydrogen sulfide ( $H_2S$ ), karbon dioksida ( $CO_2$ ). Karena itulah perlu untuk menambah *wall thickness*.

d. Pemeriksaan *Hydrotest*

Tekanan hidrotetes minimum untuk jalur migas sama dengan 1.25 dari disain tekanan. Peraturan tidak mengisyaratkan bahwa jaringan pipa didisain untuk kondisi hidrotetes, tetapi kadang kala batas tegangan hoop sama dengan 90% SMYS, yang mana dapat memuaskan apabila diasumsikan tidak dipengaruhi oleh tekanan eksternal jaringan pipa. Untuk kasus-kasus dimana

disain tekanan adalah selisih tekanan internal dengan tekanan eksternal, maka peraturan merekomendasikan untuk tidak menggunakan regangan di atas dari SMYS materialnya.



## BAB III

### ANALISA KESTABILAN PIPA DAN TEGANGAN PADA PIPA

#### 3.1. Kestabilan Pipa Bawah Laut

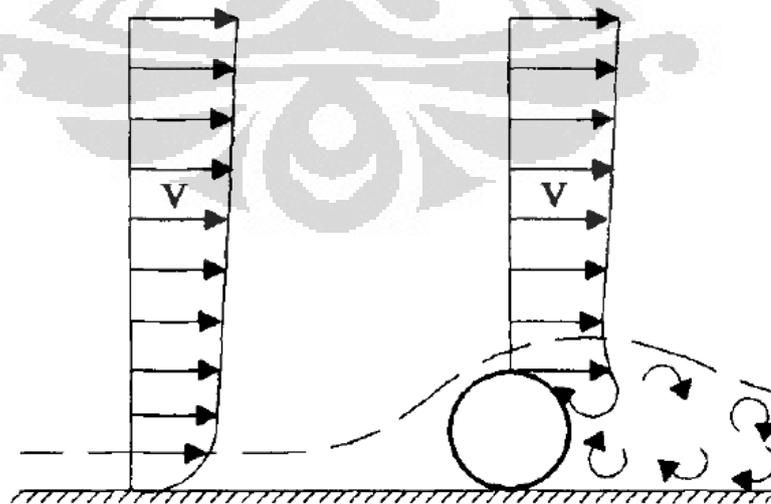
##### 3.1.1 Pembebanan Lingkungan pada Pipa

Dalam mendisain jaringan pipa bawah laut, harus diperhatikan bahwa pipa tahan terhadap gaya hidrodinamik yang dibebankan pada pipa dalam lingkungan laut. Pengaruh pembebanan dari lingkungan laut seperti pengaruh ombak, arus dan keadaan dasar laut mengakibatkan adanya gaya horizontal, gaya vertikal, dan pusaran arus (*vortex shedding*).

Dalam hal ini pipa diasumsikan rigid dan dipatok didasar laut dan dikondisikan sedemikian rupa agar tidak bergerak (stabil) dibawah pengaruh gerakan-gerakan arus laut.

##### A. Gaya hidrodinamik

Beban pada struktur pipa yang berada di dasar laut adalah kombinasi efek dari arus yang konstan, arus yang berubah/bergetar (*oscillatory current*), dan gaya yang disebabkan gelombang laut. Untuk memperkirakan stabilitas dari pipa yang disebabkan gaya-gaya ini dan aksi-aksi gaya yang ditimbulkan, dapat diperlihatkan pada gambar

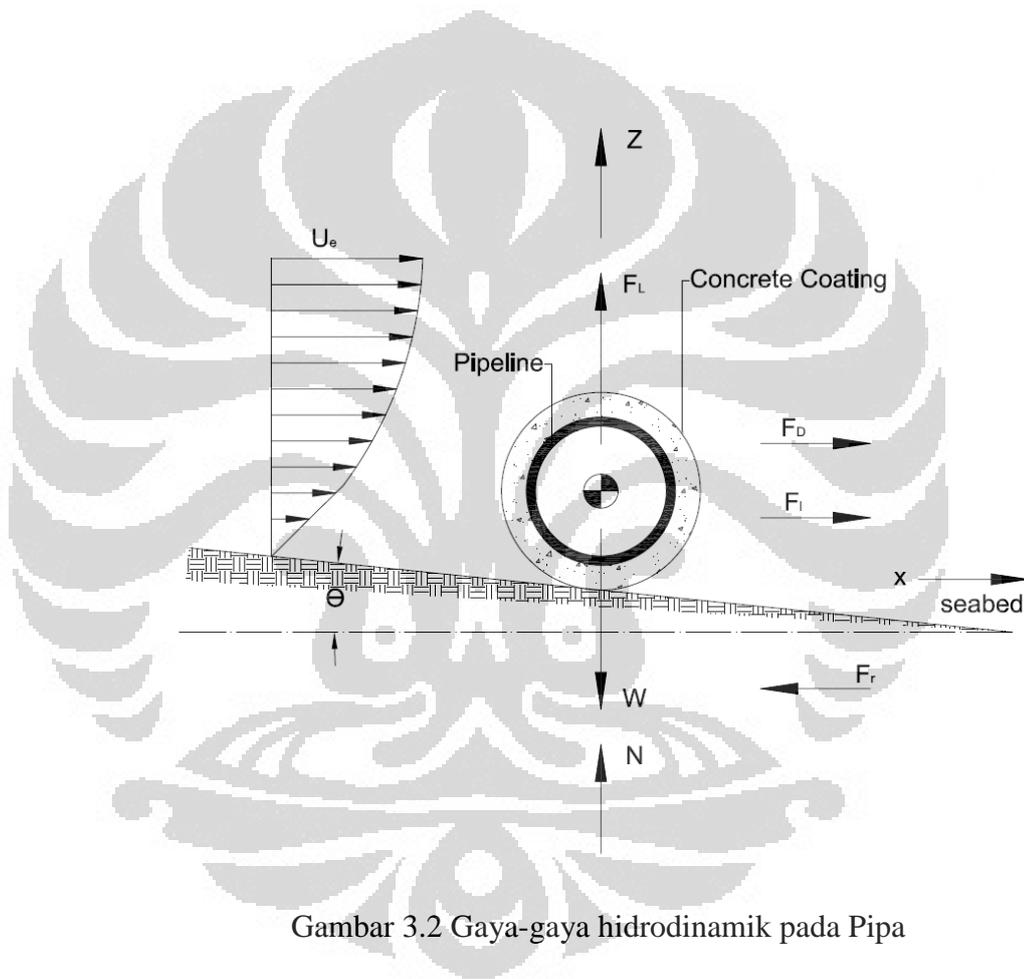


Gambar 3.1 Aliran Hidrodinamik disekitar Pipa

Sumber: Subsea Pipelines & Riser, Y.Bai et.al, El Sevier 2005

Gaya-gaya yang termasuk didalamnya adalah:

- Berat pipa dalam air
- Berat isi pipa
- Kombinasi gaya hambat (*drag forces*)
- Kombinasi gaya angkat (*lift forces*)
- Gaya inersia
- Gaya gesek antara pipa dengan permukaan dasar laut



Gambar 3.2 Gaya-gaya hidrodinamik pada Pipa

Dari fenomena di atas, dapat dituliskan persamaan kesetimbangan untuk sumbu x dan sumbu y:

a). Terhadap sumbu x:

Gaya horizontal:

$$F_D - F_i - F_r - W \cdot \sin\theta = 0 \dots\dots\dots 3.1$$

Gaya yang bekerja pada benda karena aliran fluida dalam arah horizontal disebabkan oleh dua komponen gaya, yaitu gaya hambat ( $F_D$ ) dan gaya inersia ( $F_i$ ), untuk benda yang berbentuk silinder dengan diameter luar ( $D$ ), besarnya gabungan kedua gaya tersebut ditulis dalam persamaan Morrison (A.H. Moselli, 1981), yaitu:

$$F = F_D - F_i \dots\dots\dots 3.2$$

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w OD C_D (U_e)^2 \dots\dots\dots 3.3$$

$$F_i = \rho \cdot C_M \cdot \left(\frac{\pi D^2}{4}\right) \frac{du}{dt} \dots\dots\dots 3.4$$

Kecepatan efektif dari arus dapat diperoleh berdasarkan jenis gelombang yang terjadi di tempat tersebut, yang besarnya adalah:

$$(U_e)^2 = 0.778 \cdot (U_c)^2 \cdot (D/y_c)^{0.285} \dots\dots\dots 3.5$$

b). Terhadap sumbu y:

Gaya-gaya vertikal:

$$N + F_L - W \cdot \cos\theta = 0 \dots\dots\dots 3.6$$

Untuk pipa yang berada persis di atas dasar laut dengan sedikit terbenam pada tanah, kemudian gaya tahan lateral ( $F_r$ ) dipengaruhi oleh gaya normal ( $N$ ), dengan persamaan:

$$F_r = \mu \cdot N$$

Untuk gaya angkat persamaannya adalah:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho C_L (U_e)^2 \dots\dots\dots 3.7$$

Kesulitan yang utama untuk mengetahui besarnya gaya angkat, gaya hambat dan gaya inersia adalah menentukan harga-harga koefisien masing-masing gaya tersebut. Pada kondisi aliran yang tetap koefisien angkat, koefisien hambat, dan koefisien inersia tergantung dari bilangan Reynolds dan kekasaran permukaan saluran pipa itu sendiri.

Dari penelitian para ahli secara intensif, diambil suatu pemecahan masalah tersebut dengan grafik, yang kemudian diambil rata-ratanya serta untuk mudahnya dibuat tabel seperti tercantum dalam

tabel. Tabel ini berisikan beberapa harga bilangan Reynold untuk menentukan besarnya ketiga koefisien tersebut dengan mengambil harga rata-rata kekasaran permukaan saluran pipa.

Pada umumnya table ini bisa juga digunakan untuk aliran yang tetap dengan memilih harga maksimum dari gabungan antara arus dan gelombang yang menyebabkan kecepatan aliran bervariasi, maka kecepatan efektif ( $U_e$ ) dipergunakan untuk menghitung bilangan Reynolds, yang kemudian dipergunakan lagi untuk menentukan koefisien hambat, angkat dan inersia.

Bilangan Reynolds adalah:

$$Re = \frac{U_e \cdot OD}{\nu} \dots\dots\dots 3.8$$

Tabel 3.1  
Hubungan Bilangan Reynolds dengan  $C_D$ ,  $C_L$ , dan  $C_M$

<b>Reynolds Number (Re)</b>	<b>Drag Coefficient (<math>C_D</math>)</b>	<b>Lift Coefficient (<math>C_L</math>)</b>	<b>Inertia Coefficient (<math>C_M</math>)</b>
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 10^5$	1.2	1.0	2.0
$10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$5.0 \times 10^5 < Re$	0.7	0.7	1.5

Sumber: A.H. Moesselli, 1981

Koefisien gesek antara permukaan pipa dengan tanah harus juga diperhitungkan, dimana tergantung pada lapisan permukaan pipa dan karakteristik dasar laut.

Dari pengukuran yang telah dilakukan, didapat koefisien gesek setiap tipe tanah yang ada, seperti terlihat pada table berikut ini:

Tabel 3.2  
Koefisien Gesek Berdasarkan Tipe Tanah

Tipe Tanah	Koefisien Gesek ( $\mu$ )
Tanah Liat ( <i>Clay</i> )	0.3 ÷ 0.6
Pasir ( <i>Sand</i> )	0.5 ÷ 0.7
Pasir Kerikil ( <i>Gravel</i> )	0.5

Sumber: A.H. Moesselli, 1981

Kombinasi persamaan [3.1] dan persamaan [3.6] didapat:

$$F_D + F_i + \mu(F_L - W \cdot \cos\theta) = W \cdot \sin\theta \dots\dots\dots 3.9$$

Resultan gaya-gaya hidrodinamik yang bekerja pipa akibat arus bawah laut.

$$W_h = \frac{F_D + F_i + F_L}{\mu \cdot \cos\theta + \sin\theta} \dots\dots\dots 3.10$$

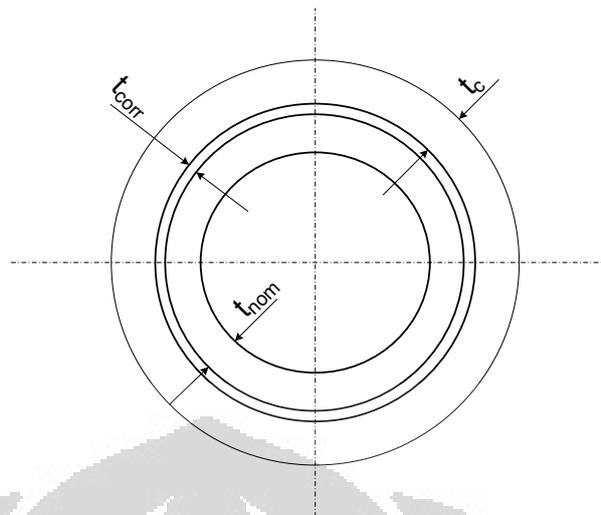
Untuk dasar laut yang datar,  $\theta = 0^0$ , maka:

$$W_h = F_L + \frac{1}{\mu} (F_D + F_i) \dots\dots\dots 3.11$$

### 3.1.2 Berat Minimum Pipa

Gaya yang diperhitungkan dalam menjaga stabilitas jaringan pipa adalah gaya gravitasi dan gaya hidrodinamik akibat arus laut yang bekerja dibawah permukaan laut.

Secara grafis diperlihatkan berat pipa efektif pada gambar dibawah ini:



Gambar 3.3 Penampang Lapisan Pipa

i. Berat Efektif Pipa ( $W_s$ )

Merupakan berat pipa baja diudara (tanpa berat isi pipa)

$$W_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rho_s g \dots\dots\dots 3.12$$

ii. Buoyancy (B)

Berat air yang dipindahkan per satuan panjang pipa, dimana merupakan gaya dorong keatas yang besar.

$$B = \frac{\pi}{4} (D + 2t_c + 2t_w)^2 \rho_L \dots\dots\dots 3.13$$

iii. Berat Lapisan Anti Korosi ( $W_c$ )

$$W_c = \frac{\pi}{4} [(D + 2t_c)^2 - D^2] \rho_c g \dots\dots\dots 3.14$$

iv. Berat Fluida dalam Pipa

$$W_f = \frac{\pi}{4} d^2 \rho_{fg} g \dots\dots\dots 3.15$$

v. Berat Lapisan Beton

$$W_w = \frac{\pi}{4} [(D + 2t_c + 2t_w)^2 - (D + 2t_c)^2] \rho_w g \dots\dots\dots 3.16$$

Berat total pipa saat dioperasikan dengan menambah berat fluida didalam pipa dan sudut  $\alpha = 0^\circ$ .

$$W_{pf} = W_s + W_c + W_w + W_f - B \cos\theta \dots\dots\dots 3.17$$

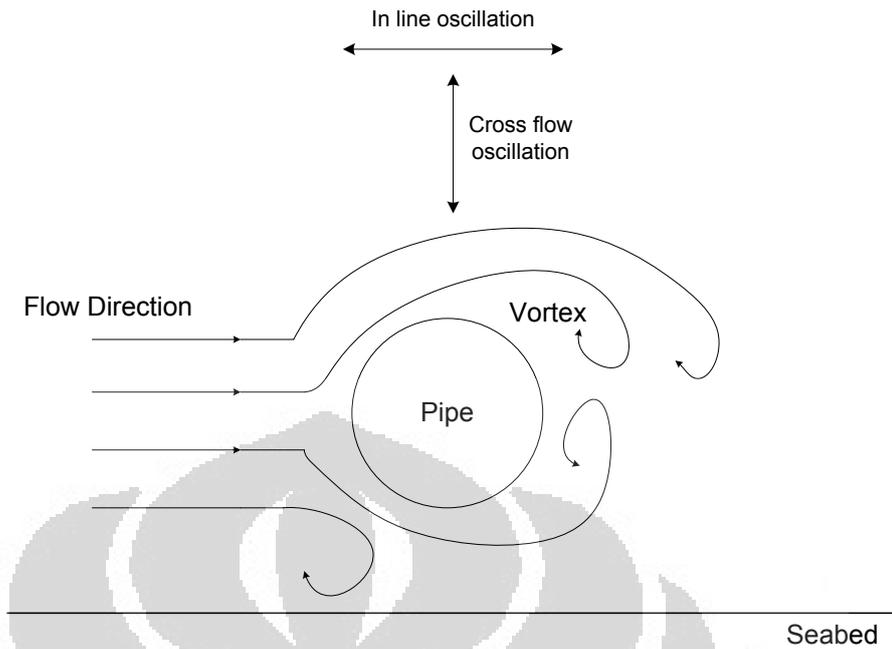
Untuk mendapatkan kestabilan, pipa dikondisikan sedemikian rupa agar tidak bergerak (stabil), maka berat pipa harus lebih besar dari resultasn gaya hidrodinamik.

$$W_{pf} > W_h, \text{ kondisi aman}$$

### 3.1.3 Pusaran Arus

Jika arus melewati pipa horizontal yang terdapat di dasar laut, maka akan terjadi pusaran arus yang arahnya membalik ke arah pipa. Pusaran ini (*vortex shedding*) disebabkan oleh aliran turbulen dan ketidakstabilan pada bagian bawah pipa (adanya celah di bawah pipa). Pusaran arus menyebabkan perubahan periodik sejumlah tekanan hidrodinamik pada pipa, dimana akan menyebabkan getaran pada rentang pipa.

Frekuensi *vortex shedding* tergantung pada diameter pipa. Kecepatan aliran dan bilangan *Strouhal*. Jika frekuensi *vortex shedding* ini sinkron (bernilai sama) dengan salah satu frekuensi alami dari rentang pipa, maka akan terjadi resonansi atau mengakibatkan rentangan pipa tersebut bergetar. Dan akibatnya akan terjadi gangguan tegangan pada pipa, seperti kelelahan material (*material fatigue*) dan kegagalan saluran pipa. Terjadinya fortex ini dapat diilustrasikan seperti pada gambar 3.4



Gambar 3.4 Ilustrasi Pusaran (Vortex Shedding) disekitar Pipa

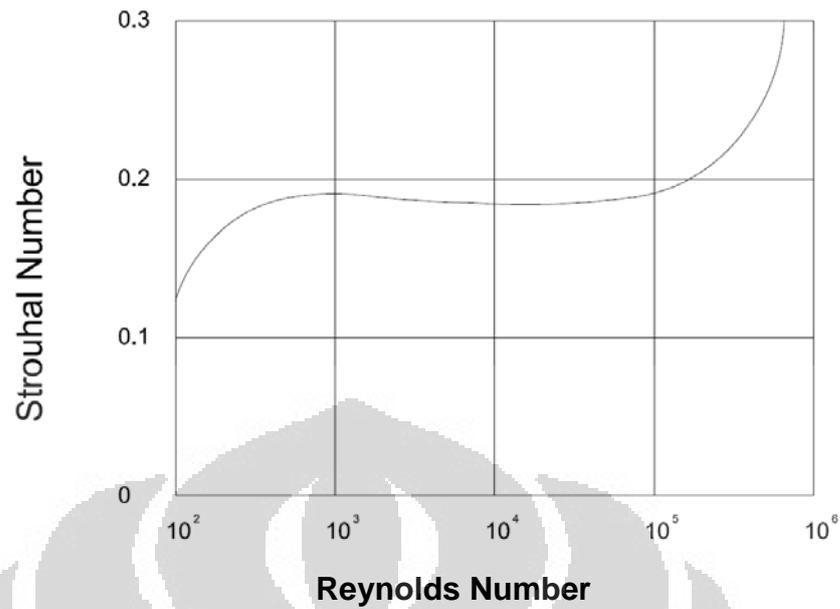
Sumber: A.H. Mouselli, 1981

Kegagalan saluran pipa yang disebabkan oleh vortex ini dapat dicegah, jika frekuensi *vortex shedding* berbeda dari frekuensi natural dari rentangan pipa seperti getaran dinamik pipa diperkecil. Besarnya frekuensi *vortex shedding* adalah:

$$f_s \neq f_n$$

$$f_s = \frac{S.V_a}{D} \dots \dots \dots 3.18$$

Bilangan Strouhal ini merupakan fungsi dari bilangan Reynolds dari aliran, yang diperlihatkan oleh grafik pada gambar 3.5.



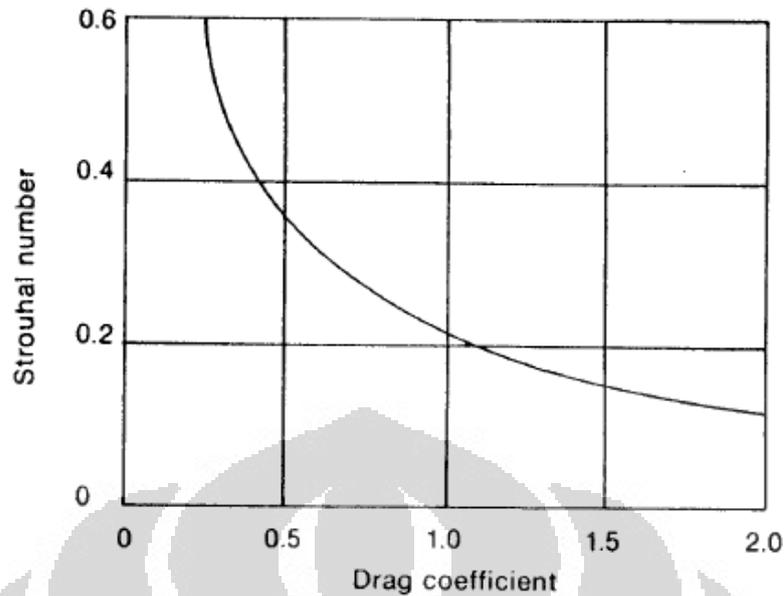
Gambar 3.5 Grafik variasi Bilangan Strouhal terhadap Bilangan Reynolds

Sumber: A.H. Mouselli, 1981

Karena koefisien hambat merupakan fungsi dari bilangan Reynolds, maka bilangan Strouhal juga dapat ditentukan dari koefisien hambat, dengan persamaan sebagai berikut:

$$S = \frac{0.21}{(C_D)^{0.75}} \dots \dots \dots 3.19$$

Persamaan di atas juga dapat diplot dari gambar 3.6 tetapi kebanyakan dalam permasalahan jalur pipa bilangan Strouhal diambil sebesar 0.2.



Gambar 3.6 Grafik variasi Bilangan Strouhal terhadap Koefisien Hambat

Sumber: A.H. Mouselli, 1981

Frekuensi alami dari retang pipa tergantung pada kekauan (*stiffness*) material pipa dan kondisi rentang pipa, panjang rentang, dan kombinasi massa pipa (termasuk isi dan penambahan massa oleh pelapisan, dll). Penambahan massa biasanya 1 sampai 2 kali massa air yang dipindahkan oleh pipa.

Frekuensi Natural ini dapat dituliskan sebagai berikut:

$$f_n = \frac{C}{L^2} \sqrt{\frac{EI}{M}} \dots\dots\dots 3.20$$

Konstanta kondisi pipa  $C = \pi/2 = 1.57$  untuk pipa dengan kedua ujungnya ditumpu dan  $C = 3.5$  jika kedua ujung pipa diklem.

Dari penelitian yang dilakukan, menghasilkan perbandingan antara frekuensi *vortex shedding* dan frekuensi natural adalah:

$$f_s \leq 0.7 f_n \dots\dots\dots 3.21$$

Kemudian didalam perhitungan, analisis yang dilakukan adalah menentukan panjang rentang ,panjang jalur pipa yang tidak ditumpu, (L) maksimum. Dimana (L) adalah fungsi dari frekuensi dari frekuensi natural yang didapat dari:

$$f_n = f_s \times 1.4285714 \dots\dots\dots 3.22$$

dan untuk menentukan panjang jalur pipa yang tidak ditumpu maksimum adalah dengan menggunakan persamaan berikut:

$$L = \sqrt{\left(\frac{1.57}{f_n} \sqrt{EI/M}\right)} \dots\dots\dots 3.23$$

### 3.2. Analisis Tegangan Pipa saat Pengoperasian

Dalam mendisain jalur pipa yang menyalurkan fluida dengan temperatur dan tekanan yang tinggi, perlu memperhatikan tegangan-tegangan yang timbul dan fleksibilitas yang diperlukan untuk mengatasi tegangan-tegangan tersebut. Masalah ini menjadi dasar utama dalam mendisain jalur pipa yang akan dipakai nantinya, apakah jalur pipa ini aman dan sesuai dengan standar yang telah ditentukan atau tidak. Dalam hal ini, peninjauan yang dilakukan terbatas pada tegangan yang terjadi akibat tekanan kerja fluida yang mengalir di dalam pipa (*internal pressure*) dan analisis *buckling* pipa atau perubahan penampang pipa secara melintang akibat tekanan hidrostatik air, dimana akan dianalisis apakah kedalaman laut tempat dimana jalur pipa ini diletakkan aman dari *buckling* atau tidak.

Pada saat pengoperasiannya, tegangan pipa juga dipengaruhi oleh perbedaan permukaan laut yang dilewati oleh jalur pipa, dalam hal ini diambil dua kasus dimana analisis tegangan pipa melewati cacat permukaan laut atau palung laut dan analisis tegangan saat pipa melewati gundukan atau karang didasar laut.

#### 3.2.1 Tegangan Izin Material Pipa

Untuk mengetahui apakah sistem saluran pipa yang didesain aman untuk dipakai pada kondisi kerja, maka hasil perhitungan tegangan izin material pipa harus lebih besar dari tegangan tarik akibat tekanan yang bekerja pada pipa, baik yang berasal dari lingkungan maupun internal.

Untuk menghitung tegangan izin yang sesuai, dilakukan perhitungan dengan:

$$\sigma = F E Y T \dots\dots\dots 3.24$$

### 3.2.2 Tegangan Tarik Pipa Akibat Tegangan Kerja Fluida

Setelah ukuran pipa ditentukan, ketebalan dinding pipa dipilih agar tekanan tangensial maksimum (tekanan keliling pipa karena tekanan aliran fluida) tidak melebihi tekanan yang diizinkan, dapat dilakukan perhitungan dengan persamaan:

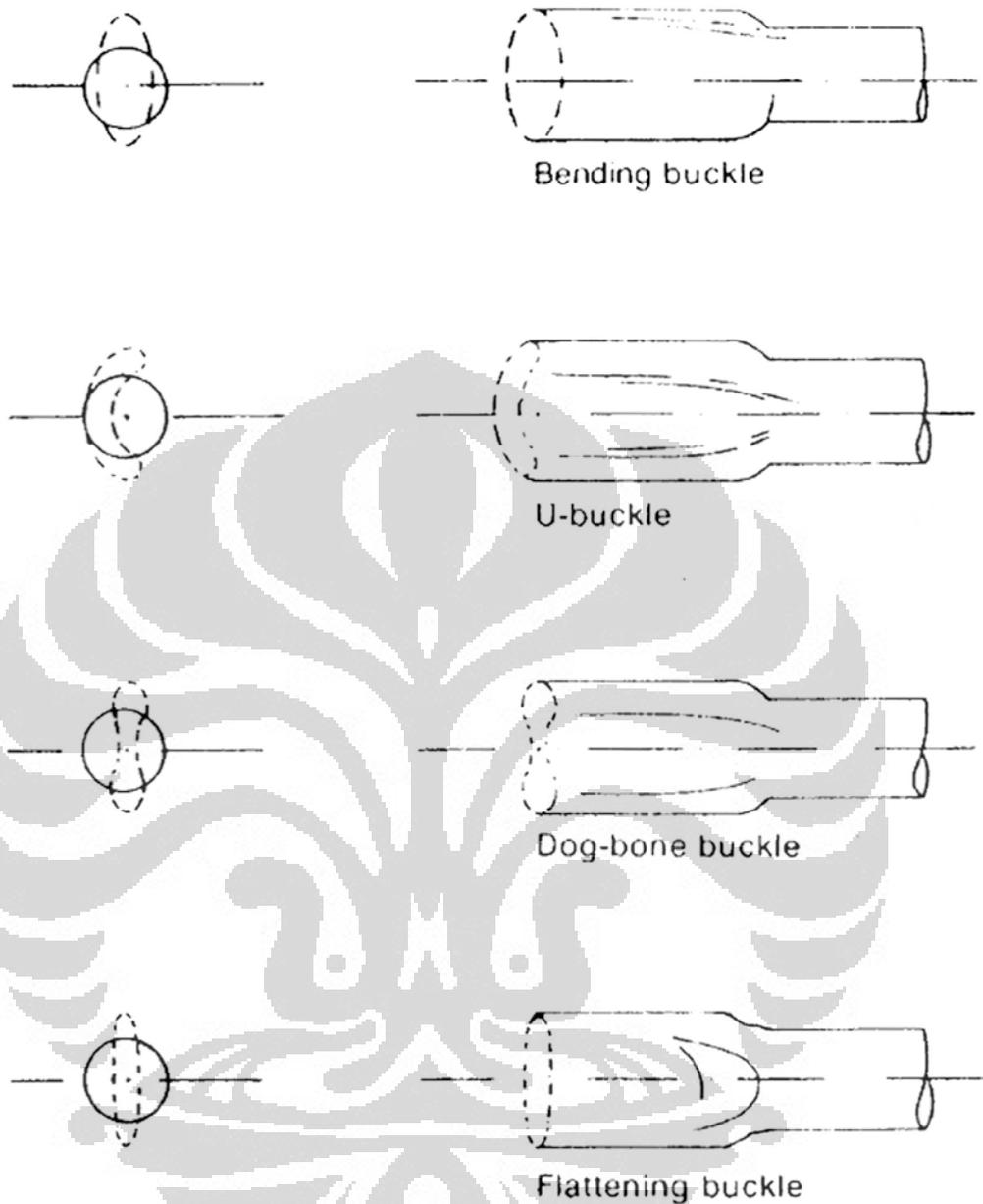
$$\sigma = \frac{P D}{2t} \dots\dots\dots 3.25$$

### 3.2.3 Analisa Tekuk

Salah satu masalah gagal atau rusaknya suatu jalur pipa, baik saat jalur pipa tersebut diluncurkan maupun saat beroperasi, adalah dengan meningkatnya tekanan hidrostatik.

Kegagalan jalur pipa tergantung pada beberapa faktor. Seperti perbandingan diameter terhadap tebal dinding pipa ( $D/t$ ), sifat *stress-strain*, perubahan bentuk jalur pipa secara melintang (perubahan *ovality* lingkaran pipa atau *buckling*), tekanan hidrostatik dan momen tekuk pipa (*bending moment*). Gaya aksial juga berpengaruh pada kegagalan pipa, tetapi lebih kecil dibanding momen tekuk maupun tekanan hidrostatik.

*Buckling* dapat diartikan juga sebagai perubahan kebulatan (*flattening*) atau terjadinya perubahan melintang pipa, dan contoh *buckling* ini dapat dilihat pada gambar 3.7 di bawah ini:



Gambar 3.7 Macam-macam Buckling Pipa

Sumber: A.H. Mouselli, 1981

i. Tekanan Kritis *Buckling*

Tekanan kritis *buckling* pipa berlaku pada pipa-pipa dengan perbandingan diameter terhadap tebal dinding  $D/t$  yang besar. Dalam prakteknya, perubahan deformasi dari permukaan pipa akan terjadi sebelum kegagalan pipa. Oleh sebab itu, kegagalan akibat

tekanan hidrostatik juga merupakan fungsi dari sifat luluh (*yield*) material pipa.

Untuk mendapatkan tekanan kritis *buckling* pipa perlu memperhitungkan kekuatan luluh material pipa, dan perhitungan kekuatan ini berdasarkan API RP.1111 didapat dengan persamaan:

$$P_c = \frac{P_y P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \dots\dots\dots 3.26$$

$$P_y = 2S_y (t/D) \dots\dots\dots 3.27$$

$$P_e = 2E \frac{(t/D)^3}{(1-\nu^2)} \dots\dots\dots 3.28$$

Nantinya tekanan *collapse* pipa akan diperiksa terhadap tekanan yang diakibatkan tekanan hidrostatik eksternal pipa ( $P_o$ ) dan tekanan internal pipa ( $P_i$ ) (dalam hal ini tekanan internal diambil dari tekanan rencana maksimum yang masih diijinkan):

$$P_o - P_i \leq f_o P_c \dots\dots\dots 3.29$$

dimana:

$f_o$  = faktor *collapse*

= 0.7 untuk pipa *seamless* atau ERW

= 0.6 untuk *expanded pipe*, seperti DSAW

Dengan menggunakan tekanan kritis *buckling* yang didapat dari persamaan di atas, maka dengan ketentuan persamaan hidrostatik eksternal pipa ( $P_o$ ) didapatkan kedalaman maksimum laut agar tidak terjadi *buckling*, yaitu:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_w g} \dots\dots\dots 3.30$$

ii. Tekanan Perambatan *Buckling*

Perambatan *buckling* yang dimaksud disini adalah situasi dimanaya timbulnya lekukan melintang (yang disebabkan oleh pembengkokan yang berlebihan) berubah dengan sendirinya

menjadi pembengkokan (*buckling*) dan merambat disepanjang jalur pipa ini. Hal ini dapat menyebabkan kegagalan pipa selama pengoperasiannya. Energy penggerak (*driving energy*) yang menyebabkan *buckling* menyebar adalah tekanan hidrostatik.

Secara teori dan eksperimen yang dibuat oleh berbagai organisasi guna mempelajari fenomena penyebaran *buckling* dan untuk mempelajari fenomena tekuk pada *offshore pipeline*. Dari hasil penelitian didapatkan persamaan mengenai tekanan penyebaran *buckling*, yaitu:

$$P_p = 24S_y \left(\frac{t}{D}\right)^{2.4} \dots\dots\dots 3.31$$

Yang perlu diperhatikan bahwa tekanan penyebaran *buckling* tergantung hanya pada kekuatan leleh (*yield*) material pipa dan perbandingan D/t dan tidak tergantung pada keadaan gaya-gaya dari pipa. Sifat yang menyebabkan pembengkokan dalam pipa tergantung ada parameter pipa maupun gaya eksternal yang ada pada pipa. Fenomena penyebaran ditujukan pada jalannya tekuk/pembengkokan pipa yang disebabkan tekanan hidrostatik setelah pembengkokan dimulai.

Dengan persamaan hidrostatik juga dapat ditentukan kedalaman maksimum jalur pipa agar tidak terjadi perambatan *buckling*.

Kemudian tekanan perambatan *buckling* pipa akan diperiksa terhadap tekanan yang diakibatkan tekanan hidrostatik eksternal pipa ( $P_e$ ) dan tekanan internal pipa ( $P_i$ ) (dalam hal ini tekanan internal diambil dari tekanan rencana maksimum yang masih diijinkan):

$$P_o - P_i \leq f_p P_p \dots\dots\dots 3.32$$

dimana:

$$f_p = \text{faktor disain } \textit{buckle propagation}$$

$$= 0.8$$

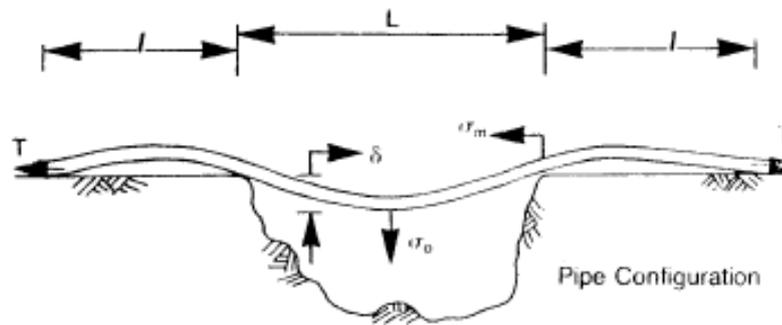
$$h_p = \frac{P_p}{\rho_w g} \dots\dots\dots 3.33$$

### 3.2.4 Tegangan Tarik akibat Pengaruh Permukaan Dasar Laut

Selama beroperasinya jalur pipa yang berada persis di atas permukaan dasar laut sering kali melewati permukaan yang bermacam-macam, faktor ini mempengaruhi terhadap tegangan jalur pipa. Dalam tugas ini, penulis hanya akan menganalisis tegangan jalur pipa saat pipa melalui cacat muka laut atau palung laut dan melewati gundukan atau karang. Dengan permukaan yang tidak teratur ini, gaya rentang dan gaya melengkung akan diinduksi oleh pipa, dan ini harus dipertahankan pada tingkatan yang aman untuk mencegah kerusakan yang diakibatkannya. Agar mendapatkan tingkatan yang aman, maka pengukuran harus diambil pada tiap perubahan rute pipa atau menghindari permukaan laut yang tidak teratur dengan metode pengecekan permukaan laut terlebih dahulu (*presweeping*). Pengukuran disini didasarkan pada pertimbangan secara teknik dan ekonomis. Sehingga, untuk merencanakan system instalasi pipa yang sesuai dengan prosedur, perkiraan yang akurat dari tegangan pada permukaan laut yang tidak teratur mejadi suatu yang penting.

i. Tegangan Pipa saat Melalui Palung Laut (*Flow Depression*)

Ilustrasi pipa saat melewati cacat permukaan dasar laut atau palung laut dapat dilihat pada gambar 3.8 di bawah ini



Gambar 3.8 Ilustrasi deformasi yang akan terjadi ketika pipa melalui palung

Secara geometri konfigurasi pipa, hanya sebagian dari rentang jalur pipa yang perlu dipertimbangkan. Pipa dibagi dalam tiga prinsip bagian pipa, seperti terlihat pada gambar di atas. Kondisi batasnya adalah penyeimbangan gaya-gaya dari masing-masing bagian.

Dari analisis yang dilakukan, didapat parameter-parameter dimensional yang diperlukan dalam menentukan tegangan pembengkokan maksimum  $\sigma_m$ , yang harganya tergantung dari dimensi rentangan dengan karakteristik panjangnya ( $L/L_c$ ), dimana:

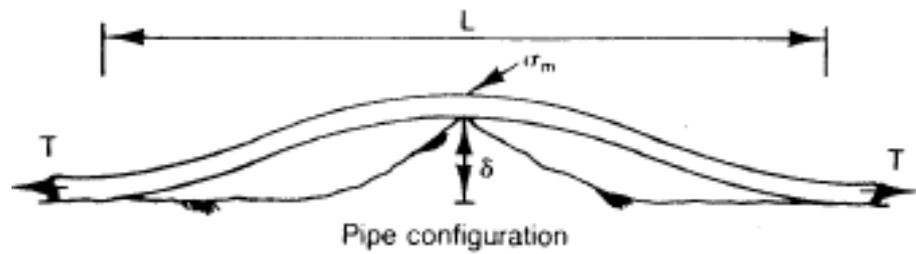
$$L_c = \left( \frac{EI}{W_{pf}} \right)^{1/3} \dots\dots\dots 3.34$$

$$\sigma_c = \frac{E_s r_c}{L_c} \dots\dots\dots 3.35$$

$$\beta = \frac{T}{W.L_c} \dots\dots\dots 3.36$$

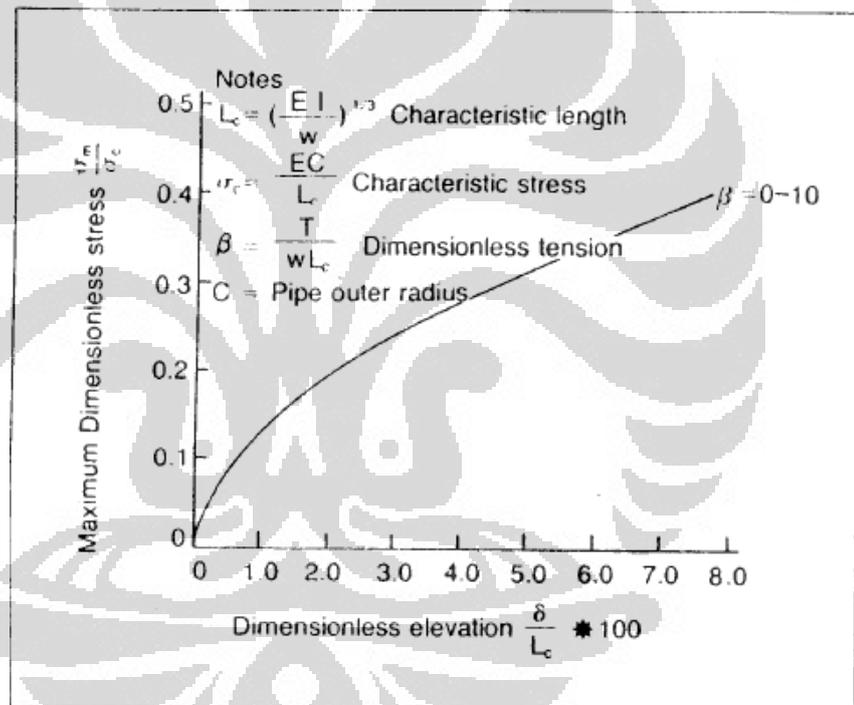
ii. Tegangan Pipa saat Melalui Gundukan atau Karang (*Elevated Obstruction*)

Ilustrasi tegangan pipa saat melalui gundukan atau karang dapat dilihat pada konfigurasi pada gambar di bawah ini



Gambar 3.8 Ilustrasi Deformasi Pipa melalui Gundukan

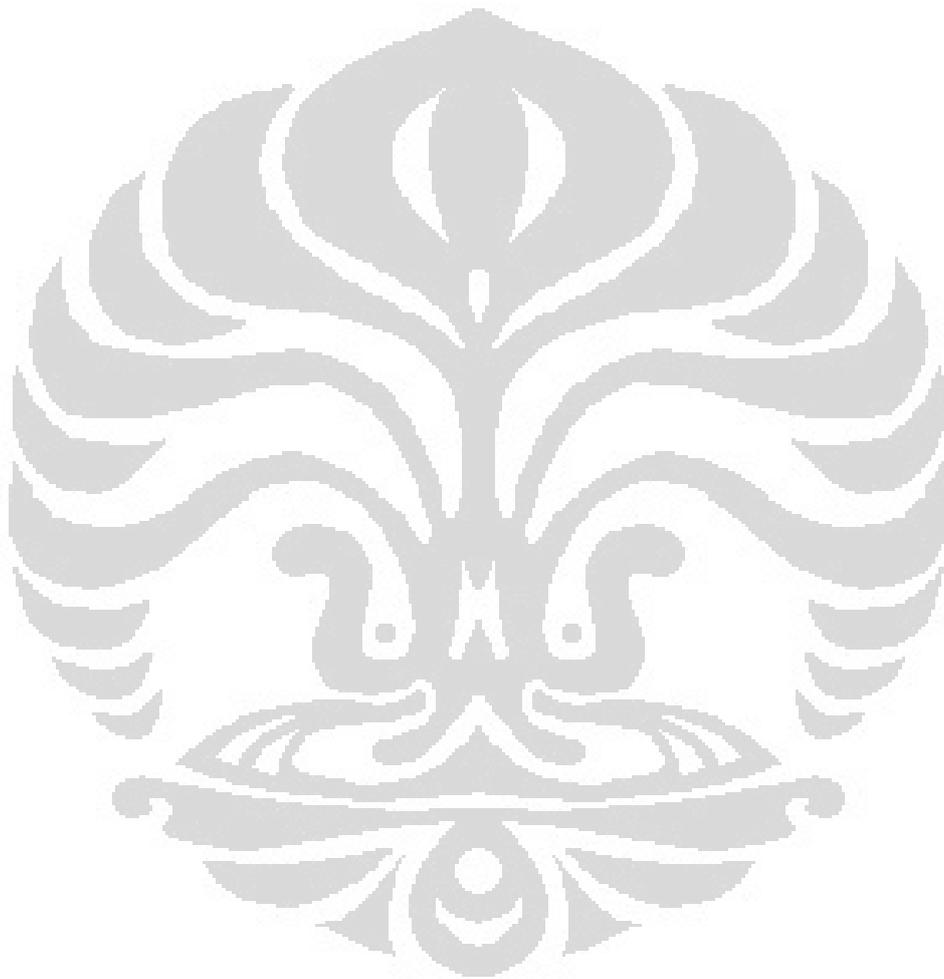
Dari ilustrasi di atas, panjang rentangan pipa  $L$ , yang melalui gundukan atau karang tergantung pada tingkatan gundukan  $\delta$ . Penentuan persamaan pipa dipecahkan dengan cara grafik.



Gambar 3.9 Grafik Tegangan Maksimal karena Tinggi Gangguan

Sebab panjang rentangan tidak diketahui dengan pasti, prosedur iterasi dipakai untuk menarik kesimpulan panjang rentangan dan gaya-gaya dari pipa. Hasil dari solusi ini didapat dimensional parameter-parameter pipa, yang dilukiskan dengan grafik. Dalam grafik ini akan ditentukan berapakah tegangan maksimum pipa dengan mengetahui ketinggian gundukan atau karang  $\delta$ , yang dilalui jalur pipa.

Perbandingan antara maksimum *tensile strength* material pipa dengan tegangan karakteristik  $\sigma_c$  menghasilkan persamaan karakteristik panjang pipa  $L_c$ , sehingga diperoleh tinggi maksimum gangguan (gundukan) yang mampu dilewati pipa.



## **BAB IV**

### **PERHITUNGAN STRUKTURAL SALURAN PIPA**

#### **4.1. Parameter Perhitungan**

Untuk mengetahui desain dan analisis struktural saluran pipa secara jelas, diambil suatu kasus dari sistem saluran pipa yang sudah terpasang, yakni jaringan pipa lepas pantai milik PT PGN yang menghubungkan Labuan Maringgai hingga ke Muara Bekasi sejauh 160 km.

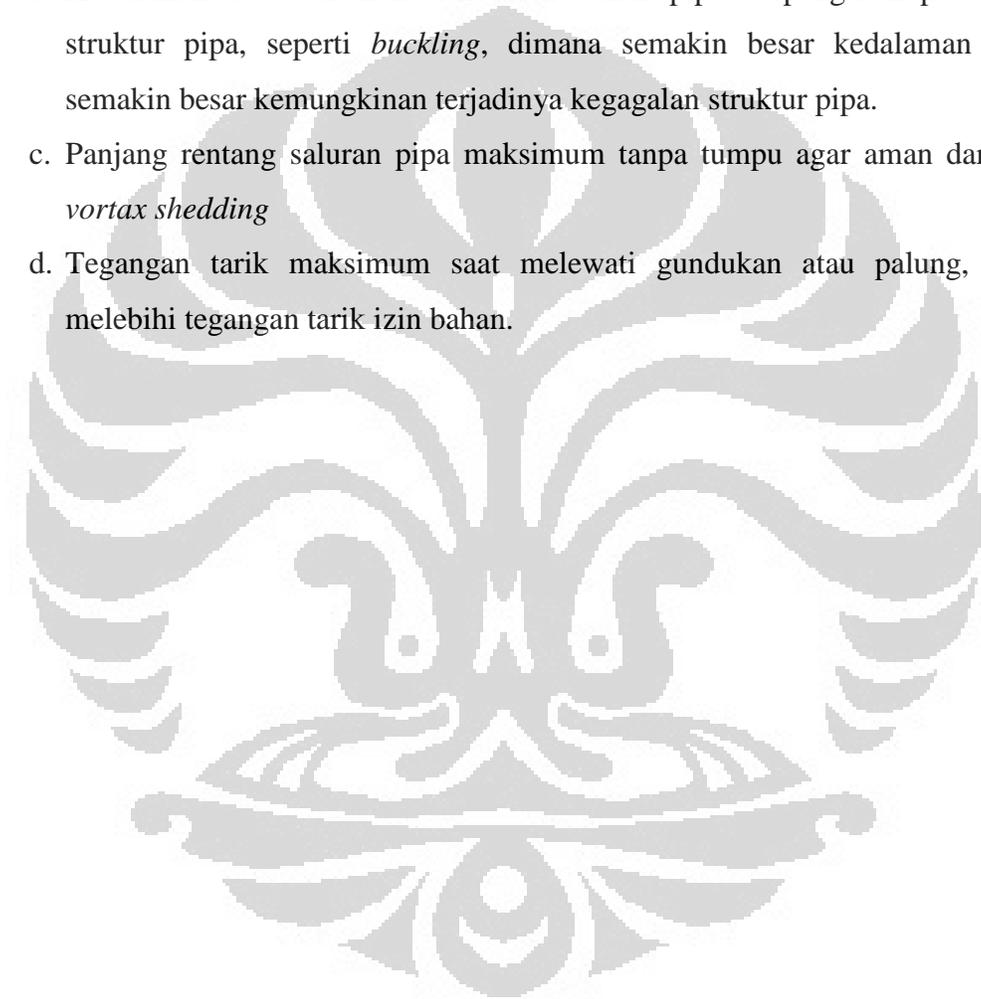
Pengambilan contoh permasalahan harus memperhatikan kriteria batasan kemampuan, yaitu:

1. Gaya hidrodinamik akibat arus diperhitungkan berdasarkan pada gelombang dan kecepatan arus yang paling maksimal selama periode survey 100 tahun terakhir.
2. Jenis aliran adalah gas.
3. Perhitungan didasarkan pada perbandingan beberapa jenis pemilihan material dan dimensi atau ukuran diameter pipa.

Dalam perhitungan desain difokuskan pada beberapa hal:

1. Pemilihan ukuran atau dimensi diameter pipa dengan memperhitungkan parameter sebagai berikut:
  - a. Pengaruh besarnya diameter terhadap laju aliran fluida, kecepatan aliran fluida, dan nilai jatuh tekanan sepanjang saluran pipa.
  - b. Kecepatan aliran fluida tidak boleh melebihi kecepatan erosi aliran fluida.
  - c. Nilai jatuh tekanan perlu sangat diperhatikan untuk memenuhi kebutuhan konsumen diakhir saluran. Nilai tekanan yang kurang akan memerlukan bantuan kompresor guna memenuhi nilai tekanan yang dikehendaki dan mengakibatkan bertambahnya ongkos produksi pada saluran pipa.
2. Analisa kestabilan saluran pipa didasar laut perlu memenuhi 2 (dua) parameter, yaitu:
  - a. Berat pipa dalam air (saat pengoperasian) harus diatas gaya hidrodinamis pipa yang diakibatkan oleh gelombang dan arus laut.

- b. Memperhatikan kemungkinan terjadinya *vortex shedding* dengan memperhitungkan rentang saluran pipa tidak tertumpu yang harus lebih kecil (pendek) dari rentang maksimum yang diizinkan (berdasarkan perhitungan).
3. Analisa kerja operasi pipa, meliputi:
  - a. Tegangan tarik maksimum disebabkan kerja fluida, yang harus lebih kecil dari nilai tegangan maksimum izin bahan
  - b. Kedalaman laut dan kekuatan luluh bahan pipa berpengaruh pada kegagalan struktur pipa, seperti *buckling*, dimana semakin besar kedalaman laut maka semakin besar kemungkinan terjadinya kegagalan struktur pipa.
  - c. Panjang rentang saluran pipa maksimum tanpa tumpu agar aman dari pengaruh *vortex shedding*
  - d. Tegangan tarik maksimum saat melewati gundukan atau palung, agar tidak melebihi tegangan tarik izin bahan.

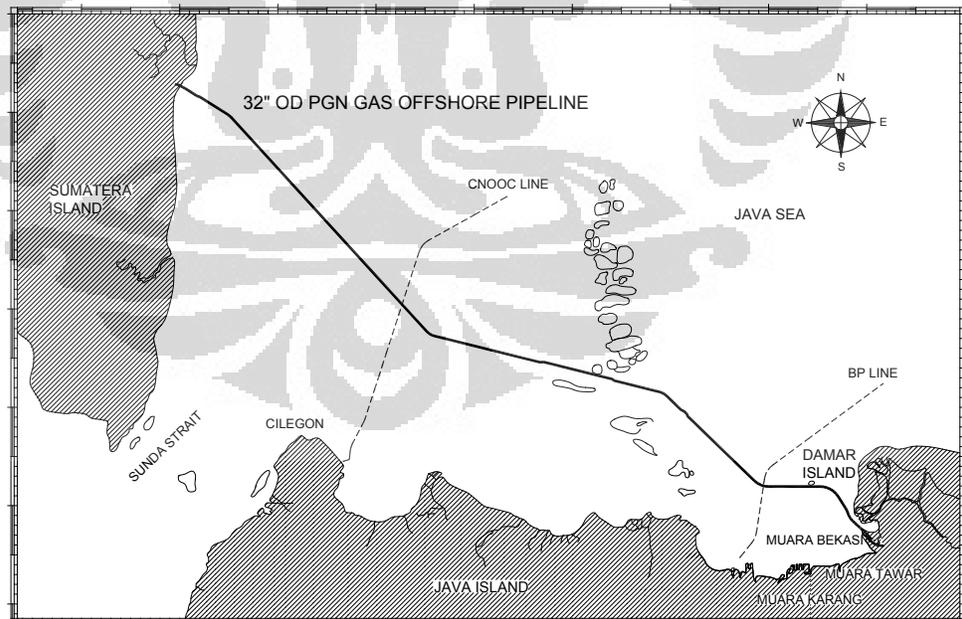


## 4.2. Jalur Pipa

Pembuatan alternatif rute dilakukan berdasarkan data suplai dan data kondisi geografis. Beberapa pertimbangan yang digunakan dalam pembuatan alternatif rute awal adalah sebagai berikut:

1. Lokasi rute dibuat sedekat mungkin dengan lokasi konsumen  
Pertimbangan ini dilakukan dengan dasar penekanan terhadap biaya pembangunan jalur pipa, semakin panjang rute yang tidak ekonomis maka akan menurunkan nilai *feasibilitas* dari proyek tersebut.
2. Lokasi rute perlu memperhatikan infrastruktur pipa yang telah ada.
3. Total panjang rute diusahakan sekecil mungkin
4. Rute yang dilalui sepanjang perairan harus memiliki aktivitas yang rendah  
Hal ini mencegah timbulnya kerusakan terhadap pipa dikarenakan aktivitas, seperti penurunan jangkar, aktivitas penangkapan ikan dengan menggunakan bahan peledak.

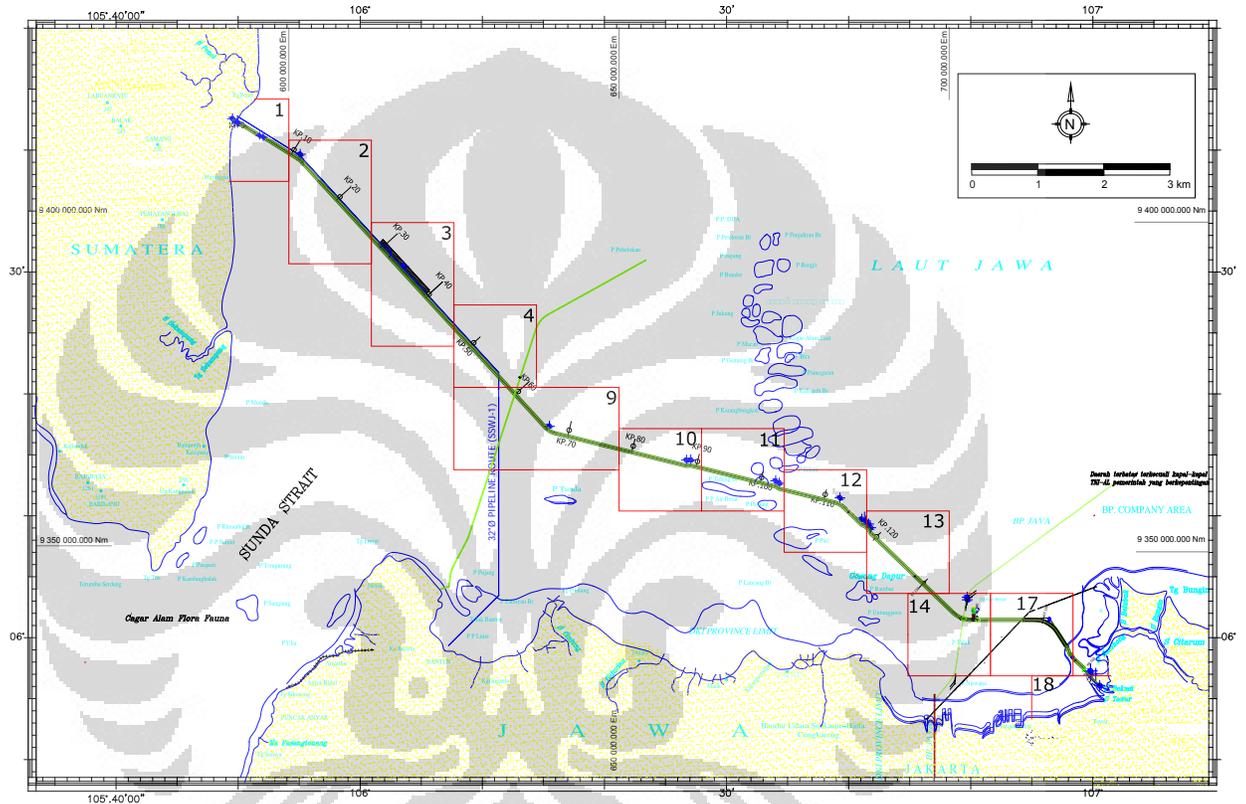
Gambar 4.1 Peta Lokasi Instalasi Pipa



### 4.3. Pembagian Zona Rute Pipa

Secara lebih rinci, kondisi lingkungan perairan Labuhan Maringgai - Muara Bekasi dipetakan dan beberapa zona berdasarkan kedalaman laut.

Gambar 4.2 Rute Pipa Berdasarkan Pembagian Zona



#### 4.3.1 Kedalaman Laut

Tabel dibawah ini menerangkan pembagian zona rute pipa berdasarkan kedalaman laut.

Tabel 4.1. Pembagian Wilayah Kedalaman Laut

Zone	KP from	KP to	Min depth	Max depth
1	0	10	0	8.5
2	10	29	9	26.5
3	29	48	22.5	50.5
4	48	59	45.5	59

9	59	73	51	63.5
10	73	86	42.5	60.8
11	86	99	33.5	45.5
12	99	114	43.5	84.7
13	114	128	30.5	50
14	128	139.6	21.8	29.8
17	139.6	155.7	8.0	21.8
18	155.7	161.3 (LF)	0	8.0

#### 4.3.2 Gelombang dan Arus laut

Berikut ini adalah data nilai rata-rata gelombang dan arus laut dalam periode 100 tahun terakhir.

Tabel 4.2 Data Arus dan Gelombang dalam 100 Tahun Terakhir

Zones	Z1	Z2	Z3	Z4	Z9	Z10	Z11	Z12	Z13	Z14	Z17	Z18
<b>WAVES</b>												
Significant Wave Height (Hs) (m)	4.1	4.13	4.49	4.98	4.98	4.98	4.49	4.98	5.03	4.73	380	3.46
Spectral peak period (Ts) (sec)	8.18	8.21	8.55	9	9	9	8.55	9	9.04	8.77	7.88	7.52
<b>CURRENT SPEED (m/s)</b>												
At 0% of depth	1.72	1.36	1.7	1.6	1.57	1.53	1.58	1.55	1.61	1.26	1.28	1.42
10% of depth	1.18	0.81	0.95	0.85	0.82	0.78	0.83	0.8	0.86	0.73	0.75	0.89
20% of depth	1.17	0.8	0.93	0.83	0.81	0.76	0.82	0.79	0.84	0.72	0.74	0.88
30% of depth	1.16	0.79	0.91	0.82	0.79	0.75	0.8	0.77	0.82	0.71	0.73	0.87
40% of depth	1.15	0.78	0.89	0.79	0.76	0.72	0.77	0.75	0.8	0.69	0.71	0.85
50% of depth	1.13	0.76	0.85	0.76	0.73	0.69	0.74	0.71	0.77	0.67	0.69	0.83
60% of depth	1.1	0.74	0.81	0.71	0.68	0.51	0.69	0.66	0.72	0.64	0.66	0.8
70% of depth	1.07	0.7	0.74	0.64	0.62	0.58	0.63	0.6	0.65	0.6	0.62	0.76
80% of depth	1.02	0.65	0.66	0.56	0.53	0.49	0.54	0.51	0.57	0.54	0.56	0.7
90% of depth	0.96	0.59	0.53	0.44	0.41	0.37	0.42	0.39	0.45	0.47	0.49	0.63
100% of depth	0.87	0.5	0.37	0.27	0.24	0.2	0.25	0.23	0.28	0.36	0.38	0.52

#### 4.4. Data yang Diperlukan

Perhitungan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini hanya salah satu zona dari 18 pembagian zona rute pipa, yaitu zona ke-12 sejauh 15 km. Pemilihan zona ke-12 berdasarkan pertimbangan kedalaman laut yang paling dalam, dengan rentang minimum-maksimum sebesar 43 m – 84,7 m.

##### Data Lingkungan Laut

Kedalaman laut	$h = 84,7 \text{ m}$
Kecepatan arus maks	$V_s = 1,55 \text{ m/s}$
Data gelombang:	
- Tinggi gelombang signifikan	$H_s = 4,98 \text{ m}$
- Periode gelombang signifikan	$T_s = 9 \text{ m}$
Berat jenis air laut	$\rho_w = 1025 \text{ kg/m}^3$
Gravitasi bumi	$g = 9,8 \text{ m/s}^2$

##### Data Pipa dan Material

Seperti disebutkan diatas, dalam perhitungan digunakan zona ke-12, diameter digunakan 3 pilihan ukuran yang dipadukan kedalam 5 jenis material (API 5L; X52, X56, X60, X65, X70).

Panjang pipa	$l = 15 \text{ km}$
Mutu material	
- Berat jenis pipa	$\rho_{st} = 7850 \text{ kg/m}^3$
- Modulus Young Pipa	$E_{st} = 207.000 \text{ N/mm}^2$
- Berat jenis lapisan beton	$\rho_{wc} = 3043 \text{ kg/m}^3$
- Berat jenis lapisan anti korosi	$\rho_{cc} = 1280 \text{ kg/m}^3$
- Kekauan efektif pipa dan lapisan beton	$MI = 660.10^6 \text{ Nm}^2$
- Kekesaran permukaan dalam pipa	$e = 0,01 \text{ in}$

## Data Fluida

Temperatur gas	$T_f = 555 \text{ }^\circ\text{R}$
Desain tekanan	$P_1 = 1150 \text{ psig}$
Tekanan internal (fluida mengalir)	$P_i = 1000 \text{ psia}$
Densitas fluida	$\rho_{fg} = 50 \text{ kg/m}^3$
Laju aliran	$Q = 440 \text{ MMSCFD}$
Faktor Kompresi Gas	$Z = 0,887$
Specific Gravity	$SG = 0,577$

## 4.5. Hasil perhitungan

Ukuran Diameter : 32 in

Pemilihan Material : API 5L X52

### Aliran Gas dalam Pipa

1. Faktor transmisi aliran gas  $F = 20,24$
2. Kecepatan aliran gas  $U_f = 13,27 \text{ ft/s}$
3. Kecepatan erosi aliran gas  $U_e = 53,73 \text{ ft/s}$

### Ukuran Dinding Pipa

4. Tebal dinding pipa baja  $t_{\text{nom}} = 0,500 \text{ in}$
5. Tebal dinding anti korosi  $t_{\text{corr}} = 0,98 \text{ in}$
6. Tebal lapisan beton  $t_{\text{coat}} = 3,94 \text{ in}$

### Parameter Gelombang

7. Panjang gelombang  $L_o = 126,475 \text{ m}$
8. Kecepatan partikel air horizontal  $U_c = 1,74 \text{ m/s}$
9. Kecepatan efektif partikel air  $U_e = 1,535 \text{ m/s}$

### Gaya Hidrodinamik akibat Arus

10. Koefisien angkat  $C_L = 0,7$
11. Koefisien geser  $C_D = 0,7$

12. Koefisien massa	$C_M = 1,5$
13. Gaya angkat	$F_L = 845.38 \text{ N/m}$
14. Gaya geser	$F_D = 860.43 \text{ N/m}$
15. Resultan gaya hidrodinamis	$W_h = 2,279.42 \text{ N/m}$
16. Berat total pipa beroperasi	$W_s = 3,202.25 \text{ N/m}$

#### Kondisi saat pengoperasian

17. Tegangan tarik izin material	$\sigma_{izin} = 37,440.00 \text{ psi}$
18. Tegangan tarik tekanan kerja	$\sigma_{kerja} = 9,561.33 \text{ psi}$
19. Displacement pipa	$Ma = 8,176.87 \text{ N/m}$
20. Panjang pipa tidak tertumpu	$L_c = 26.58 \text{ m}$
21. Tegangan kritis tekuk	$P_c = 1,715,025 \text{ N/m}^2$
22. Batas kedalaman pipa terhadap $P_c$	$h_c = 170.56 \text{ m}$

Ukuran Diameter : 32 in

Pemilihan Material : API 5L X56

#### Aliran Gas dalam Pipa

1. Faktor transmisi aliran gas	$F = 20,24$
2. Kecepatan aliran gas	$U_f = 13,21 \text{ ft/s}$
3. Kecepatan erosi aliran gas	$U_e = 53,73 \text{ ft/s}$

#### Ukuran Dinding Pipa

4. Tebal dinding pipa baja	$t_{nom} = 0.469 \text{ in}$
5. Tebal dinding anti korosi	$t_{corr} = 0,98 \text{ in}$
6. Tebal lapisan beton	$t_{coat} = 3,94 \text{ in}$

#### Parameter Gelombang

7. Panjang gelombang	$L_o = 126,475 \text{ m}$
8. Kecepatan partikel air horizontal	$U_c = 1,74 \text{ m/s}$
9. Kecepatan efektif partikel air	$U_e = 1,535 \text{ m/s}$

### Gaya Hidrodinamik akibat Arus

10. Koefisien angkat	$C_L$	= 0,7
11. Koefisien geser	$C_D$	= 0,7
12. Koefisien massa	$C_M$	= 1,5
13. Gaya angkat	$F_L$	= 845.38 N/m
14. Gaya geser	$F_D$	= 860.43 N/m
15. Resultan gaya hidrodinamis	$W_h$	= 2,279.42 N/m
16. Berat total pipa beroperasi	$W_s$	= 3,053.14 N/m

### Kondisi saat pengoperasian

17. Tegangan tarik izin material	$\sigma_{izin}$	= 40,320.00 psi
18. Tegangan tarik tekanan kerja	$\sigma_{kerja}$	= 8,896.13 psi
19. Displacement pipa	$Ma$	= 8,176.87 N/m
20. Panjang pipa tidak tertumpu	$L_c$	= 26.36 m
21. Tegangan kritis tekuk	$P_c$	= 1,420,945 N/m <sup>2</sup>
22. Batas kedalaman pipa terhadap $P_c$	$h_c$	= 141.31 m

Ukuran Diameter : 32 in

Pemilihan Material : API 5L X60

### Aliran Gas dalam Pipa

1. Faktor transmisi aliran gas	$F$	= 20,25
2. Kecepatan aliran gas	$U_f$	= 13,16 ft/s
3. Kecepatan erosi aliran gas	$U_e$	= 53,73 ft/s

### Ukuran Dinding Pipa

4. Tebal dinding pipa baja	$t_{nom}$	= 0.438 in
5. Tebal dinding anti korosi	$t_{corr}$	= 0,98 in
6. Tebal lapisan beton	$t_{coat}$	= 3,94 in

### Parameter Gelombang

7. Panjang gelombang	$L_o$	= 126,475 m
8. Kecepatan partikel air horizontal	$U_c$	= 1,74 m/s
9. Kecepatan efektif partikel air	$U_e$	= 1,535 m/s

### Gaya Hidrodinamik akibat Arus

10. Koefisien angkat	$C_L$	= 0,7
11. Koefisien geser	$C_D$	= 0,7
12. Koefisien massa	$C_M$	= 1,5
13. Gaya angkat	$F_L$	= 845.38 N/m
14. Gaya geser	$F_D$	= 860.43 N/m
15. Resultan gaya hidrodinamis	$W_h$	= 2,279.42 N/m
16. Berat total pipa beroperasi	$W_s$	= 2,903.73 N/m

### Kondisi saat pengoperasian

17. Tegangan tarik izin material	$\sigma_{izin}$	= 43,200.00 psi
18. Tegangan tarik tekanan kerja	$\sigma_{kerja}$	= 8,319.63 psi
19. Displacement pipa	$M_a$	= 8,176.87 N/m
20. Panjang pipa tidak tertumpu	$L_c$	= 26.14 m
21. Tegangan kritis tekuk	$P_c$	= 1,160,484 N/m <sup>2</sup>
22. Batas kedalaman pipa terhadap $P_c$	$h_c$	= 115.41 m

Ukuran Diameter : 32 in

Pemilihan Material : API 5L X65

### Aliran Gas dalam Pipa

1. Faktor transmisi aliran gas	$F$	= 20,25
2. Kecepatan aliran gas	$U_f$	= 13,11 ft/s
3. Kecepatan erosi aliran gas	$U_e$	= 53,73 ft/s

### Ukuran Dinding Pipa

4. Tebal dinding pipa baja	$t_{nom}$	= 0.406 in
----------------------------	-----------	------------

5. Tebal dinding anti korosi	$t_{\text{corr}}$	= 0,98 in
6. Tebal lapisan beton	$t_{\text{coat}}$	= 3,94 in

### Parameter Gelombang

7. Panjang gelombang	$L_o$	= 126,475 m
8. Kecepatan partikel air horizontal	$U_c$	= 1,74 m/s
9. Kecepatan efektif partikel air	$U_e$	= 1,535 m/s

### Gaya Hidrodinamik akibat Arus

10. Koefisien angkat	$C_L$	= 0,7
11. Koefisien geser	$C_D$	= 0,7
12. Koefisien massa	$C_M$	= 1,5
13. Gaya angkat	$F_L$	= 845.38 N/m
14. Gaya geser	$F_D$	= 860.43 N/m
15. Resultan gaya hidrodinamis	$W_h$	= 2,279.42 N/m
16. Berat total pipa beroperasi	$W_s$	= 2,749.18 N/m

### Kondisi saat pengoperasian

17. Tegangan tarik izin material	$\sigma_{\text{izin}}$	= 46,800.00 psi
18. Tegangan tarik tekanan kerja	$\sigma_{\text{kerja}}$	= 7,695.45 psi
19. Displacement pipa	$Ma$	= 8,176.87 N/m
20. Panjang pipa tidak tertumpu	$L_c$	= 25.89 m
21. Tegangan kritis tekuk	$P_c$	= 926,067 N/m <sup>2</sup>
22. Batas kedalaman pipa terhadap $P_c$	$h_c$	= 92.10 m

Ukuran Diameter : 32 in

Pemilihan Material : API 5L X65

### Aliran Gas dalam Pipa

1. Faktor transmisi aliran gas	$F$	= 20,25
2. Kecepatan aliran gas	$U_f$	= 13,06 ft/s
3. Kecepatan erosi aliran gas	$U_e$	= 53,73 ft/s

### Ukuran Dinding Pipa

4. Tebal dinding pipa baja	$t_{\text{nom}}$	= 0.375 in
5. Tebal dinding anti korosi	$t_{\text{corr}}$	= 0,98 in
6. Tebal lapisan beton	$t_{\text{coat}}$	= 3,94 in

### Parameter Gelombang

7. Panjang gelombang	$L_o$	= 126,475 m
8. Kecepatan partikel air horizontal	$U_c$	= 1,74 m/s
9. Kecepatan efektif partikel air	$U_e$	= 1,535 m/s

### Gaya Hidrodinamik akibat Arus

10. Koefisien angkat	$C_L$	= 0,7
11. Koefisien geser	$C_D$	= 0,7
12. Koefisien massa	$C_M$	= 1,5
13. Gaya angkat	$F_L$	= 845.38 N/m
14. Gaya geser	$F_D$	= 860.43 N/m
15. Resultan gaya hidrodinamis	$W_h$	= 2,279.42 N/m
16. Berat total pipa beroperasi	$W_s$	= 2,599.17 N/m

### Kondisi saat pengoperasian

17. Tegangan tarik izin material	$\sigma_{\text{izin}}$	= 50,400.00 psi
18. Tegangan tarik tekanan kerja	$\sigma_{\text{kerja}}$	= 7,159.98 psi
19. Displacement pipa	$M_a$	= 8,176.87 N/m
20. Panjang pipa tidak tertumpu	$L_c$	= 25.63 m
21. Tegangan kritis tekuk	$P_c$	= 730,626 N/m <sup>2</sup>
22. Batas kedalaman pipa terhadap $P_c$	$h_c$	= 72.66 m

Tabel 4.3 Rekapitulasi Hasil Perhitungan

Material		Q (MMSCFD)	D (inch)	t (inch)	D/t	U <sub>f</sub> (ft/s)	U <sub>f</sub> < U <sub>e</sub>	OBS	
Jenis	SMYS [psi]							Wh < W <sub>pf</sub>	hc > h <sub>ref</sub>
API 5L X52	52,000	440	32	0.500	64.00	13.27	Ok	Ok	Ok
API 5L X56	56,000	440	32	0.469	68.23	13.21	Ok	Ok	Ok
API 5L X60	60,000	440	32	0.438	73.06	13.16	Ok	Ok	Ok
<b>API 5L X65</b>	<b>65,000</b>	<b>440</b>	<b>32</b>	<b>0.406</b>	<b>78.82</b>	<b>13.11</b>	<b>Ok</b>	<b>Ok</b>	<b>Ok</b>
API 5L X70	70,000	440	32	0.375	85.33	13.06	Ok	Ok	Ok



## BAB V

### KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan dan proses perhitungan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Ukuran diameter yang dipilih adalah sebesar 32 inchi. Dari besaran tersebut diperoleh:
  - a. Kecepatan aliran fluida dalam pipa yang bernilai lebih kecil dari kecepatan erosinya  $U_f = 13 \text{ ft/s} > U_e = 54,21 \text{ ft/s}$  (besar diameter dinyatakan aman)
  - b. Nilai jatuh tekanan,  $\Delta P = 150 \text{ psi}$  atau  $P_2 = 1000 \text{ psi}$  (sesuai dengan kebutuhan *demand*).
2. Ukuran tebal dinding pipa ideal yang diperoleh dari hasil perhitungan dan penyesuaian dengan dimensi pasar adalah 0,406 inchi dengan pemilihan material API 5L X65, dari besaran tersebut diperoleh:
  - a. Berat total pipa saat beroperasi sebesar 2.749,18 N/m yang diperoleh dari:
    - Tebal dinding pipa anti korosi sebesar 3 inchi,
    - Tebal lapisan beton 3,94 inchi.Penggunaan lapisan beton pada saluran pipa selain berfungsi sebagai pemberat, menambah stabilitas pipa, mengurangi buoyancy dan memperbesar kekakuan pipa.  
Berat pipa tersebut aman karena berada diatas gaya hidrodinamis yang bekerja pada pipa sebesar 2.279,42 N/m
  - b. Tegangan tarik izin material  $\sigma_{izin} = 46.800 \text{ psi} > \sigma_{kerja} = 7.695,45 \text{ psi}$  (kondisi aman).
  - c. Rentang panjang pipa tidak tertumpu untuk menghindari terjadinya *vortex shedding* adalah sebesar 25,89 m.
  - d. Tegangan kritis *buckling* sebesar  $926,067 \text{ N/m}^2$ , sehingga diperoleh kedalaman laut maksimal agar tidak terjadinya kegagalan sebesar 92,1 m. (kondisi aman,  $h_c > h_{ref}$ ).

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Hossain, Sanwar. *Pipeline Design and Constriction*.
- [2] Braskoro, dkk. ( 2004). From Shallow to Deep Implications for Offshore Pipeline Design. *Komunitas Migas Indonesia*
- [3] A.H.Muselli. (1981). *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*, p.6 . Penwell.
- [4] General Electric. (n.d.). GE Infrastructure, Pipe Manufacturing. Retrieved 2011, from [http://www.gepower.com/prod\\_serv/serv/pipeline/en/about\\_pipelines/pipe\\_mfg.htm](http://www.gepower.com/prod_serv/serv/pipeline/en/about_pipelines/pipe_mfg.htm).
- [5] Boyun Guo, Dr. (et.al). (2005). *Offshore Pipeline*. In D. (Boyun Guo, *Offshore Pipeline* (p. 21). Elsevier.
- [6] McAllister, E. W. (1992), “*Pipeline Rules of Thumb Handbook 2nd ed*”., Gulf Publishing Company, Texas
- [7] A.H. Moselli. (1981). *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. In A. Moselli, *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods* (p. 37). Penwell.
- [8] Engineer, A. S. (2007). *ASME B.31.8, para.841.11*. New York: American Society of Mechanical Engineer
- [9] W.F., S. (1989). *Design of Thermal System 3rd edition, hal.148*. Singapore: McGraw-Hill
- [10] Menon, Shashi (2005). *Piping Calculation Manual*. New York: Engineering The McGraw-Hill Companies, Inc.