



TUGAS AKHIR - MO184804

ANALISIS KERENTANAN *LATERAL BUCKLING* DAN *PIPELINE WALKING* PADA PRODUCTION GAS PIPELINE DI SOUTH MAHAKAM FIELD

Febi Aulia Rahmi

NRP. 0431154000089

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Raditya Danu, S.T, M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknolgi Sepuluh Nopember

Surabaya

2019



FINAL PROJECT - MO184804

**VULNERABILITY ANALYSIS OF LATERAL BUCKLING AND
PIPELINE WALKING ON PRODUCTION GAS PIPELINE IN
SOUTH MAHAKAM FIELD**

Febi Aulia Rahmi

NRP. 04311540000089

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Raditya Danu Riyanto, S.T, M.T.

OCEAN ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Marine Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS KERENTANAN *LATERAL BUCKLING* DAN *PIPELINE WALKING* PADA *PRODUCTION GAS PIPELINE* DI *SOUTH MAHAKAM FIELD*

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat

Memperoleh Gelar Sarjana Teknik

pada

Progran Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

FEBI AULIA RAHMI

NRP. 04311540000089

Disetujui oleh:

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc.....(Pembimbing 1)
2. Raditya Danu Riyanto, S.T., M.T.....(Pembimbing 2)
3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.....(Penguji 1)
4. Dr. Eng. Yeyes Mulyadi, S.T., M.Sc.....(Penguji 2)
5. Sholihin, S.T., M.T.....(Penguji 3)

SURABAYA, JULI 2019

**ANALISIS KERENTANAN LATERAL *BUCKLING* DAN *PIPELINE WALKING*
PADA PRODUCTION GAS *PIPELINE* DI SOUTH MAHAKAM FIELD**

Nama Mahasiswa : Febi Aulia Rahmi
NRP : 0431154000089
Departemen : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Raditya Danu, S.T, M.T.

ABSTRAK

Ketika minyak bumi dan gas alam ditransfer menggunakan pipa bawah laut, biasanya pipa berada dalam kondisi bertekanan dan bertemperatur tinggi. Keadaan ini akan membuat pipa mengalami ekspansi pada ujung-ujungnya. Ekspansi pada pipa akan dilawan oleh gaya gesekan tanah dibawah pipa. Interaksi antara tanah dengan pipa akan menimbulkan gaya aksial efektif yang dapat menimbulkan tekuk ke arah lateral jika pipa berada pada seabed tanpa di pendam. Ketika gaya tahanan tanah lebih kecil maka pipa akan rentan terhadap *pipeline walking*. Semasa hidupnya pipa juga mengalami kondisi *start up* dan *shut dow* yang dapat mempengaruhi laju *walking* pada pipa setiap siklusnya, baik akibat *thermal* transient ataupun akibat kemiringan *seabed*. Pada tugas akhir ini, dilakukan analisis pada pipa sepanjang 7.5 km dengan diameter 12” yang digelar pada kedalaman maksimum 51.8 m dan dalam keadaan beroperasi. Hasil dari analisis yang dilakukan pipa mengalami ekspansi sebesar 640 mm pada ujung hot end dan 20 mm pada ujung cold end. Pipa juga rentan terhadap lateral *buckling* pada KP 1-2 dengan gaya aksial efektif maximum sebesar -1.28 kN. Menurut hasil analisis visual menggunakan software AUTOPIPE pipa mengalami *axial displacement* yang menimbulkan *pipeline walking* pada pipa.

Kata Kunci: *Expansion, Lateral buckling, Pipeline walking*

**VULNERABILITY ANALYSIS OF LATERAL *BUCKLING* AND *PIPELINE*
WALKING ON PRODUCTION GAS *PIPELINE* IN SOUTH MAHAKAM FIELD**

Name : Febi Aulia Rahmi
NRP : 0431154000089
Department : Teknik Kelautan
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Raditya Danu, S.T, M.T.

ABSTRACT

When oil and natural gas are transferred using submarine pipes, usually the pipes are in a high *pressure* and temperature condition. This situation will cause expansion in *pipeline*-end. The expansion of the pipe will be resisted by the frictional forces under the pipe. The interaction between the soil and the pipe will cause an *effective axial* force which can cause lateral bending if the pipe is at the seabed without being buried. When the soil resistance force is smaller, the pipe will be vulnerable to the *pipeline walking*. During the life of the *pipeline* also experienced the conditions of start up and shut down which can affect the speed of *pipeline walking* in every cycle, either due to *thermal* transient or due to slope as well. In this final project, an analysis of 7.5 km of diameter 12 "pipe is carried out at a maximum depth of 51.8 m and in operation. The results of the analysis carried out by the pipe experienced an expansion of 640 mm at the end of the hot end and 20 mm at the end of the cold end. Pipes are also vulnerable to lateral *buckling* in KP 1-2 with a maximum *effective axial* force of -1.28 kN. According to the results of visual analysis using AutoPipe software, *pipeline* has *axial displacement* that causes *pipelines walking* on the pipe.

Key Word : *Expansion, Lateral buckling, Pipeline walking*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil'alamiin. Puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah SWT karena berkat rahmat dan pertolongan-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “Analisis Kerentanan Lateral *Buckling* dan *Pipeline walking* pada Production Gas Pipeline di South Mahakam Field” dengan baik.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Analisis yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini meliputi ekspansi pada pipa, kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* serta hubungannya terhadap *pipeline walking*.

Penulis telah berusaha dengan baik dalam pengerjaan tugas akhir ini, namun penulis menyadari masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu penulis sangat terbuka terhadap kritik dan saran dari pembaca. Semoga tugas akhir ini dapat memberikan pengetahuan dan manfaat kepada pembaca semua.

Surabaya, 20 Juli 2019

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang terlibat dan membantu dalam proses pengerjaan tugas akhir ini:

1. Kedua orang tua Penulis dan kakak-kakak yang memberi dukungan moral dan moril serta tidak kenal lelah mendoakan dalam proses pengerjaan tugas akhir ini.
2. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc dan Bapak Raditya Danu Riyanto, S.T, M.T selaku dosen pembimbing yang bersedia meluangkan waktu memberikan bimbingan dan ilmu serta nasehat selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
3. Bapak Sujantoko S.T, M.T selaku dosen wali Penulis yang selalu membantu dan mendukung pengambilan keputusan terkait akademis.
4. Teman-teman KC sebagai sahabat dan keluarga baru di perantauan yang selalu ada dan memberikan bantuan dan hiburan kepada Penulis.
5. Teman-teman bimbingan tugas akhir pipa yang saling memberi semangat dan berbagi ilmu dan informasi selama pengerjaan tugas akhir.
6. Keluarga besar Tritonous (Angkatan 2015) yang selalu memberi dukungan dan bantuan selama pengerjaan tugas akhir ini.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK.....	iii
ABSTRACT.....	iv
KATA PENGANTAR	v
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I : PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Persamaan Masalah	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori.....	5
2.2.1 Pipa Bawah Laut	5
2.2.2 <i>Pipeline</i> Soil Interaction.....	6
2.2.3 Perhitungan Umum Pipa	8
2.2.4 Analisis <i>Pipeline</i> End Expansion.....	10
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	14
2.2.6 Metode Hobbs	17
2.2.7 Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	19
BAB III : METODOLOGI PENELITIAN	21
3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan.....	23
BAB IV : ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	25
4.1 Data Pipa	25
4.1.1 Data Properties Pipa.....	26

4.1.2	Coating Properties	26
4.1.3	Data Operasional Pipa	27
4.1.4	Data Lingkungan Pipa	27
4.2	Perhitungan Berat Pipa Terendam	29
4.2.1	Data Parameter Pipa	29
4.2.2	Berat Pipa Terendam	30
4.3	Perhitungan Regangan Total.....	31
4.4	Perhitungan Frictional Resistance.....	32
4.5	Analisis <i>Pipeline</i> End-Expansion	33
4.5.1	Penentuan Titik <i>Virtual anchor point</i>	33
4.5.2	Pipe Expansion	34
4.5.3	Perhitungan Fully Restrained <i>Axial Force</i>	34
4.6	Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	35
4.6.1	Perhitungan Gaya Pemicu <i>Buckling</i> Menurut Hobbs	35
4.6.2	Perbandingan Gaya Efektif dan <i>Critical Buckling</i>	36
4.7	Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	36
4.7.1	Pemodelan AUTOPIPE	37
4.7.2	Analisis <i>Walking</i>	39
BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA.....		44
LAMPIRAN A		I
LAMPIRAN B.....		II
LAMPIRAN C.....		III

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014).....	2
Gambar 2.1 Kegunaan offshore <i>pipelines</i> (Bai, 2001).....	6
Gambar 2.2 End Cap <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.3 Poisson <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.4 Efek Regangan <i>Thermal</i> (Isaac, 2013).....	12
Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa	15
Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan	15
Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.	16
Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa.....	16
Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode	17
Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	22
Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field	25
Gambar 4.2 Grafik Total Applied Strain Sepanjang KP	32
Gambar 4.3 Grafik Frictional Strain dan Net Strain	33
Gambar 4.4 <i>Effective Axial Force</i>	35
Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan N_{kritis}	36
Gambar 4.6 Input Piping Codes.....	38
Gambar 4.7 Input Properties Pipa.....	38
Gambar 4.8 Input Beban Arus	39
Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping	39

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs.....	19
Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu.....	26
Tabel 4.2 Coating Properties.....	26
Tabel 4.3 Data Operasional Pipa	27
Tabel 4.4 Data Perairan.....	27
Tabel 4.5 Data Gelombang	28
Tabel 4.6 Data Arus	28
Tabel 4.7 Data Tanah.....	28
Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient	28
Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan.....	29
Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)	31
Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)	31
Tabel 4.12 Jarak Titik <i>Virtual anchor point</i> dengan Ujung Pipa.....	33
Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa	34
Tabel 4.14 Gaya Pemicu <i>Buckling</i> setiap Mode	36
Tabel 4.15 Nilai <i>Displacement</i> Pipa	40

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

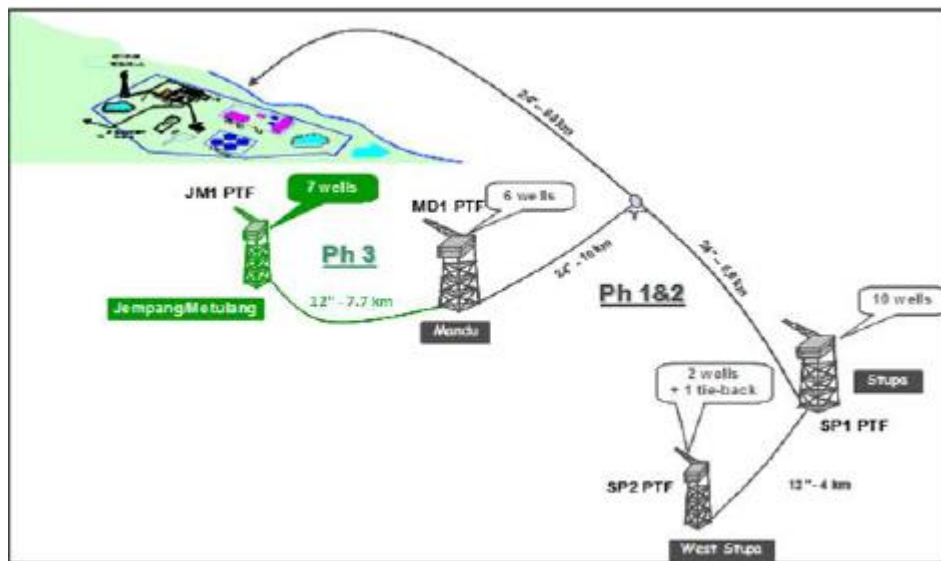
Ketergantungan manusia terhadap produk-produk migas yang tidak dapat dihentikan dan terus meningkat memaksa industri migas untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi lebih untuk memenuhi kebutuhan konsumen. Dengan tingginya permintaan dan pesatnya pertumbuhan industri minyak dan gas lepas pantai sehingga diperlukan sistem transportasi minyak dan gas alam yang handal dan efisien, salah satunya dengan sistem transportasi menggunakan pipa bawah laut. Pemakaian pipa bawah laut akan menghabiskan lebih sedikit energi karena transfer sumber energi tidak akan bergantung pada cuaca dan waktu seperti pada penggunaan kapal tanker. Perpipaan bawah laut atau juga disebut *offshore pipelines* merupakan salah satu struktur bawah laut berupa jaringan pipa yang berfungsi sebagai saluran untuk mengalirkan minyak dan gas dari sumur pengeboran ke terminal, *buoy*, atau *platform*. Pipa bawah laut sendiri pertama kali digunakan di Summerland, California. Yaitu ketika pertama kali proses produksi minyak bumi dilakukan di lepas pantai pada tahun 1897 (Leffer *et al.*, 2003 dalam Guo *et.al*, 2005). Sejak saat itu pipa bawah laut telah menjadi sarana yang efisien untuk mengangkut fluida di lepas pantai.

Berdasarkan aspek keamanan operasionalnya sendiri, pipa bawah laut harus memiliki kemampuan yang baik dalam menerima semua beban yang bekerja baik secara internal, yaitu fluida yang mengalir dalam pipa tersebut maupun beban eksternal yakni beban lingkungan disekitar pipa bawah laut. Konstruksi pipa bawah laut merupakan sebuah konstruksi yang mahal oleh karena itu diupayakan penghematan melalui penggunaan teknologi yang paling terkemuka terutama dalam hal *metallurgy, welding, coatings, corrosion, protection* dan metode pemasangan agar konstruksi tersebut dapat diinstal dan beroperasi dengan baik sesuai dengan tujuannya (Soegiono, 2007).

Ketika beroperasi pipa bawah laut akan berada pada kondisi tekanan dan temperature yang tinggi. Pada pipa yang hanya meletak pada *seabed* dan beroperasi

dalam kondisi temperature dan *pressure* yang tinggi sangat berpotensi untuk mengalami ekspansi, *walking* dan *buckling* serta terjadinya perubahan konfigurasi yang memiliki pengaruh terhadap masa operasi pipa. *Pipeline walking* merupakan sebuah fenomena pergerakan pipa searah *axial* pipa yang diakibatkan oleh adanya *axial displacement* yang terbentuk akibat interaksi antara pipa dengan tanah.

Menurut penelitiannya Hobbs (1984) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritikal pada pipa. Menurut Firileif dan Colberg 2005 dalam Tawekal 2008, gaya aksial yang timbul akibat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan adanya pengaruh *thermal*, *poisson effect's* dan *end cap* pada pipa.



Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014)

Gambar 1.1 merupakan gambaran beberapa rute *pipelines* yang menghubungkan beberapa *platforms* di area South Mahakam Field. Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis kerentanan pada salah satu pipa penyalur gas dengan panjang 7.5 km di South Mahakam Field dengan kedalaman peletakan maksimum sebesar 51.8 m terhadap ekspansi, *pipeline walking* dan *lateral buckling*. Analisis ekspansi pada pipa dilakukan dengan menghitung gaya-gaya penyebab ekspansi dan interaksinya dengan gaya tahanan tanah. Analisis *lateral buckling* dilakukan dengan membandingkan gaya aksial efektif pada pipa dengan gaya kritis penyebab *buckling*. Selain itu, pemodelan akan dilakukan menggunakan

software AUTOPIPE untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami *pipeline walking*.

1.2 Persamaan Masalah

Berdasarkan penjelasan latar belakang diatas, maka permasalahan yang akan dibahas adalah:

1. Berapakah besar ekspansi yang terjadi pada pipa akibat tekanan dan temperature yang dikenakan pada pipa ?
2. Apakah pipa berpotensi mengalami *lateral buckling*?
3. Apakah pipa berpotensi mengalami *pipeline walking*?

1.3 Tujuan

Dari pepersamaan masalah diatas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai yaitu:

1. Mengetahui nilai ekspansi pada pipa akibat pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi.
2. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *lateral buckling* pada pipa.
3. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *pipeline walking* pada pipa.

1.4 Manfaat

Penelitian pada tugas akhir ini diharapkan dapat memberi contoh studi kasus yang berkaitan dengan pengaplikasian ilmu Teknik Kelautan di bidang *oil and gas*. Selain itu tugas akhir ini diharapkan dapat memberi informasi dan wawasan mengenai fenomena *thermal expansion*, *pipeline walking* dan *lateral buckling* yang dapat mempengaruhi konfigurasi dan performa pipa saat beroperasi.

1.5 Batasan Masalah

Agar lebih memudahkan analisis dan dapat dicapai tujuan yang diharapkan, maka perlu diberikan batasan-batasan sebagai berikut:

1. Data desain dan operasional dari pipa dengan diameter 12", panjang 7.5 km yang menghubungkan antara dua platform yaitu Jempang Metulang dan East Mandu

2. Kondisi pipa yang digunakan dalam analisis adalah pipa dalam kondisi operasi.
3. Freespan diabaikan.
4. Pipa diletakkan pada *seabed* tanpa *trenching* dan *buried*.
5. Pipa dalam kondisi *unrestrained*.
6. Menggunakan metode Hobbs dalam analisis kerentanan terhadap lateral *buckling*.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan laporan tugas akhir ini adalah:

BAB 1 : PENDAHULUAN

Pada bab ini dijelaskan tentang latar belakang, persamaan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian serta batasan masalah yang digunakan untuk memudahkan analisis.

BAB 2 : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini dijelaskan mengenai tinjauan pustaka yakni penelitian penelitian terkait pada tahun-tahun sebelumnya dan dasar teori yang digunakan sebagai landasan penunjang dalam pengerjaan tugas akhir.

BAB 3 : METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai diagram alir pengerjaan tugas akhir dan penjelasan mengenai langkah pengerjaan.

BAB 4 : ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai langkah pengerjaan studi kasus yang dianalisa sesuai dengan alur pengerjaannya.

BAB 5 : KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini dijelaskan kesimpulan yang ditarik dari hasil analisa yang telah di bahas serta saran bagi pembaca yang dapat menunjang hasil analisis untuk penelitian selanjutnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Fenomena global *buckling* merupakan sebuah fenomena rentan yang dialami pipa bawah laut dikarenakan ketika pipa beroperasi pipa berada dalam tekanan dan temperature yang tinggi. Oleh sebab itu dalam perancangan pipa bawah laut berbagai aspek penting seperti kondisi lingkungan sangat menentukan kriteria desain pipa yang akan dibuat.

Penelitian yang terkait dengan *pipeline walking* dan lateral *buckling* telah banyak dilakukan sebelumnya. Menurut (Eton, 2011 dalam Tsani,2017) saat suatu *pipeline* beroperasi di laut dalam, *pipeline* akan mengalami peningkatan tekanan dan suhu. Peningkatan tersebut mengakibatkan *pipeline* mengalami ekspansi, namun ekspansi ini biasanya tertahan oleh gaya friksi yang timbul antara *seabed* dan *pipeline*. Displasmen yang terjadi pada pipa dapat secara vertikal (*upheavel buckling*), lateral (*lateral buckling*), aksial (*pipeline walking*).

Gaya aksial yang timbul saat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan akibat adanya pengaruh *thermal*, *poisson's effect* dan end cap pipa (Firileif *et al.*, 2005). (Hobbs *et al.*, 1989) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritis pada pipa.

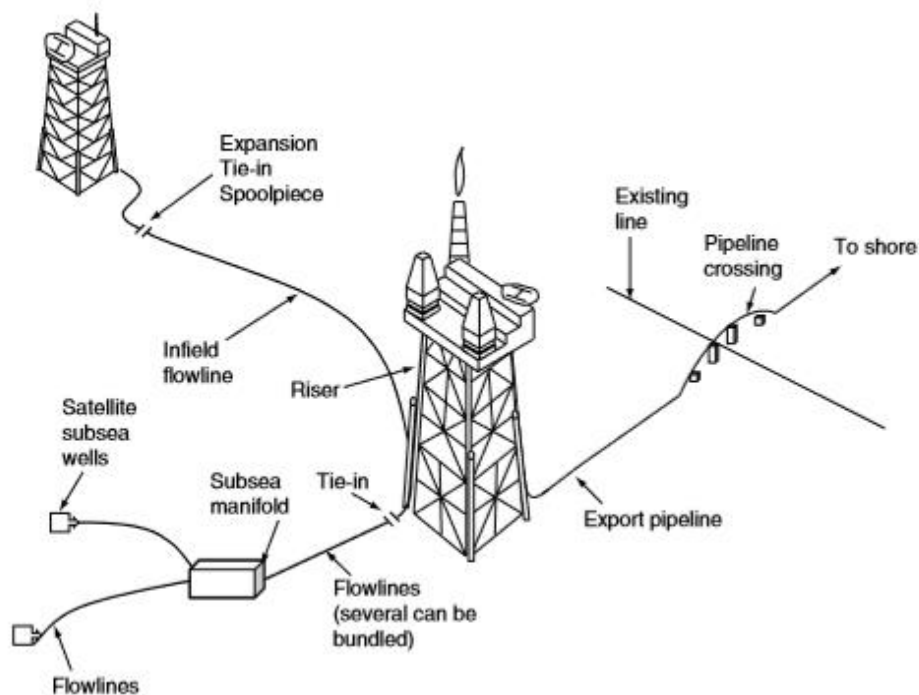
Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis terkait *pipeline walking* dan lateral *buckling*. Analisis terkait sudah banyak dilakukan oleh peneliti sebelumnya seperti Obelle Ifanna Isaac (2013) membahas tentang “Lateral *Buckling* dan *Axial Walking* of Surface Laid Subsea *Pipeline*”. Camilla Tveramo (2013) tentang *Pipeline walking* of High Pressure/Temperature Flowlines”.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Pipa bawah laut atau offshore *pipeline* merupakan sebuah mode transportasi untuk menyalurkan fluida yang berada di perairan atau bawah laut. Terdapat

berbagai jenis pipa yang digunakan dalam offshore *pipeline* seperti yang digambarkan pada Gambar 2.1 yaitu:



Gambar 2.1 Kegunaan *offshore pipelines* (Bai, 2001)

1. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *satellite subsea well* ke *subsea manifold*.
2. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *subsea manifolds* ke *production facility platform*.
3. *Infield flowline* adalah *pipeline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas antara *production facility platform* satu dengan lainnya.
4. *Export pipeline* adalah pipa yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *production facility platform* ke daratan.
5. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan air atau bahan kimia dari *production facility platform* melalui *subsea injection wellhead*.

2.2.2 Pipeline Soil Interaction

Interaksi antara tanah pada dasar laut dengan pipa dapat mempengaruhi beberapa aspek dalam pipa bawah laut selama proses instalasi dan ketika beroperasi, diantaranya:

- Stabilitas lateral pipa bawah laut saat dikenai gaya *hydrodynamics* saat instalasi dan saat pipa beroperasi.
- *Global buckling* dan *thermal expansion*.
- *Freespan* pada pipa.
- *Pipeline laying*, dan metode *bottom towing and pulling-in* ketika instalasi pipa.

Pipe soil interaction terdiri dari kekakuan *seabed* dan tahanan gesek tanah terhadap pergerakan dengan arah *axial* dan lateral pada pipa. Tahanan gesek tanah paling utama didasarkan pada Coulumb friction untuk tanah *noncohesive* (pasir), *cohesive* (*clay*) dan kombinasi antara keduanya (*silt-soil* dan *sand-soil*). (Bai, 2014). Pada pipa yang diletakkan di atas *seabed*, terjadi gesekan antara permukaan pipa dengan permukaan tanah yang menimbulkan gaya tahanan gesekan tanah. Gaya tahanan tanah ini bekerja secara berlawanan dengan pergerakan pipa ketika mengalami ekspansi. Ketika gaya tahanan tanah mampu menahan gaya-gaya pemicu ekspansi pada pipa maka pipa akan mengalami keadaan *fully restrained*, dimana pipa tidak akan mengalami pergerakan. Sebaliknya, jika gaya tahanan tanah tidak mencukupi untuk menahan gaya-gaya pemicu ekspansi maka pipa akan mengalami keadaan *fully mobilized*. Besarnya gaya tahanan tanah yang terbentuk sangat bergantung pada besarnya nilai *axial* friction coefficient tanah dan berat pipa terendam.

Friction coefficient merupakan rasio atau perbandingan antara *friction force* (berupa tekanan yang diberikan pipa terhadap tanah) dengan soil properties dan penetrasi pipa. Interaksi antara pipa dengan tanah ini digambarkan dengan model sederhana menggunakan metode *Coulumb Friction* model. Berikut merupakan persamaan regangan gesek dan gaya gesek yang dialami pipa untuk kondisi pipa di dasar laut:

$$\epsilon_{friction} = \frac{\mu \times W_{submerged} \times L_{anchor}}{A_S \times E} \quad (2.1)$$

$$N_{friction} = \mu \times W_{submerged} \quad (2.2)$$

Dimana :

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam ($\frac{N}{m}$)

E = modulus elastisitas (Pa)

A_s = cross sectional pipa (m^2)

2.2.3 Perhitungan Umum Pipa

Sebelum melakukan analisa pipa lebih lanjut maka perlu dilakukan perhitungan pipa secara umum untuk mengetahui beberapa data yang akan digunakan dalam analisa. Perhitungan yang dibutuhkan sebagai berikut:

2.2.3.1 Pipe Properties

Dimensi pipa merupakan aspek penting yang dibutuhkan dalam analisa kondisi pipa. Namun, tidak semua perhitungan terdapat pada data awal. Sehingga dibutuhkan perhitungan lanjutan untuk mengetahui dimensi pipa lainnya.

1. Diameter Total Pipa (D_t)

Diameter luar total pipa merupakan penjumlahan keseluruhan pipa yaitu diameter *steel* dan tebal lapisan pelindungnya.

$$D_t = D_o + 2t_{cor} + 2t_{cc} \quad (2.3)$$

2. Diameter Dalam Pipa (D_i)

Diameter dalam pipa merupakan diameter maksimal yang dapat dialiri fluida dalam pipa bawah laut.

$$D_i = D_o - 2t_{steel} \quad (2.4)$$

3. Diameter Lapisan Anti Korosi (D_{cor})

$$D_{cor} = D_o + 2t_{cor} \quad (2.5)$$

4. Cross sectional area (A_s)

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \quad (2.6)$$

5. Luas penampang internal pipa (A_i)

$$A_i = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \quad (2.7)$$

6. Luas penampang eksternal pipa (A_e)

$$A_e = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \quad (2.8)$$

Dimana :

$$D_t = \text{diameter keseluruhan pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_o = \text{diameter luar steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_i = \text{diameter dalam steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_{cor} = \text{diameter corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cor} = \text{tebal corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cc} = \text{tebal concrete coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{steel} = \text{tebal pipa baja} \quad (\text{m})$$

$$A_i = \text{luas penampang internal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

$$A_e = \text{luas penampang eksternal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

2.2.3.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa aktual dihitung dengan menjumlahkan berat pipa baja itu sendiri, berat lapisan korosi, berat selimut beton dan berat isi atau fluida yang mengalir dalam pipa. Pada pipa bawah laut gaya apung bekerja secara berlawanan arah dengan berat pipa yang berfungsi untuk menyeimbangkan berat pipa itu sendiri. Tahapan perhitungan berat terendam pipa adalah sebagai berikut:

1. Berat pipa baja (W_{steel})

$$W_{steel} = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \rho_{steel} \quad (2.9)$$

2. Berat lapisan korosi (W_{cor})

$$W_{cor} = \frac{\pi}{4} (D_{cor}^2 - D_o^2) \rho_{cor} \cdot g \quad (2.10)$$

3. Berat lapisan *concrete coating* (W_{cc})

$$W_{cc} = \frac{\pi}{4} (D_t^2 - D_{cor}^2) \rho_{cc} \cdot g \quad (2.11)$$

4. Berat isi pipa (W_{cont})

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \rho_{cont} \cdot g \quad (2.12)$$

5. *Bouyancy* (B)

$$B = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \rho_w \cdot g \quad (2.13)$$

6. Berat pipa terendam (W_{sub})

$$W_{sub} = (W_{steel} + W_{cor} + W_{cc} + W_{cont}) - B \quad (2.14)$$

Dimana :

$$W_{steel} = \text{berat lapisan baja pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cor} = \text{berat } corrosion \text{ coating pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cc} = \text{berat lapisan concrete pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cont} = \text{berat isi pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$\rho_{steel} = \text{masa jenis pipa baja} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cor} = \text{masa jenis corrosion coating} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cc} = \text{masa jenis lapisan concrete} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cont} = \text{masa jenis isi pipa} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

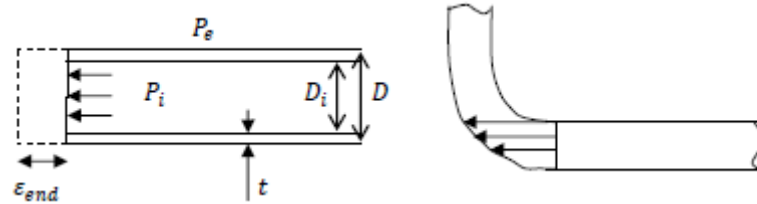
$$B = \text{gaya apung}$$

2.2.4 Analisis *Pipeline End Expansion*

Ketika pipa diletakkan pada *seabed* dengan kedua ujung bebas dan beroperasi dalam tekanan dan temperature yang tinggi, pipa akan mengalami ekspansi. Ekspansi yang terjadi pada pipa akan dilawan oleh gaya tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan arah ekspansi pada pipa, sehingga menimbulkan gaya compressive *axial* atau gaya tekan antara dinding pipa dengan permukaan tanah.

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif berupa regangan yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Jika gaya tahanan gesek tanah besar, maka panjang ekspansi yang dihasilkan akan semakin kecil dan sebaliknya jika gaya tahanan gesek tanah kecil maka ekspansi yang terbentuk panjangnya akan lebih besar. Regangan yang terjadi berupa regangan akibat ujung pipa yang tertutup (*end cap force*), regangan akibat sisa pengelasan (*poisson force*) dan regangan akibat ekspansi *thermal*.

2.2.4.1 Regangan Akibat Endcap



Gambar 2.2 *End Cap Effect* (Isaac, 2013)

Regangan akibat end cap dipengaruhi oleh perbedaan tekanan fluida yang mengalir di dalam pipa dengan tekanan dari luar pipa sehingga menimbulkan regangan secara longitudinal. Seperti terlihat pada Gambar 2.2 *end cap effect* biasanya terjadi pada ujung pipa atau pada bagian lekukan pipa. Untuk menghitung regangan akibat efek *end cap* digunakan perhitungan sebagai berikut:

$$\epsilon_{end} = \frac{\pi (P_i \cdot D_i^2 - P_e \cdot D_e^2)}{4 A_s \cdot E} \quad (2.15)$$

Dimana:

ϵ_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

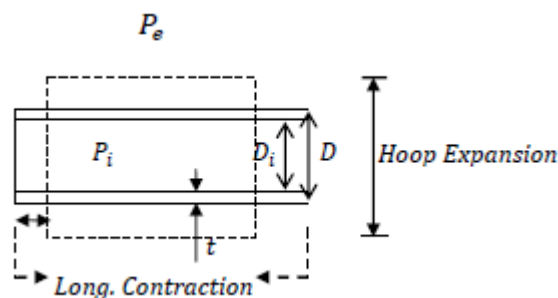
D_i = diameter internal pipa (m)

D_o = Diameter eksternal pipa (m)

P_i = design *pressure* pipa ($\frac{N}{m^2}$)

P_e = tekanan eksternal ($\frac{N}{m^2}$)

2.2.4.2 Regangan Poisson



Gambar 2.3 *Poisson Effect* (Isaac, 2013)

Regangan poisson disebabkan oleh tegangan melingkar atau *hoop stress* yang bekerja pada pipa sehingga mengakibatkan pipa meluas. Pada Gambar 2.3 diketahui bahwa ketika pipa mengalami perluasan akibat *hoop stress*, *poisson effect* akan menyebabkan pipa menyusut searah longitudinal pipa atau berlawanan dengan regangan efek *end cap* nya. Persamaan untuk menghitung regangan efek *poisson* adalah sebagai berikut:

$$\varepsilon_v = -\nu \cdot \frac{(P_i \cdot D_i - P_e \cdot D_0)}{2 \cdot t_2 \cdot E} \quad (2.16)$$

Dimana:

ε_v = regangan akibat efek poisson

D_i = diameter internal pipa (m)

D_0 = Diameter eksternal pipa (m)

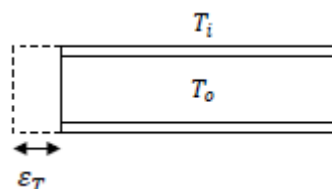
P_i = design *pressure* pipa $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

P_e = tekanan eksternal $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

t_2 = tebal dinding pipa = $t_{nom} - t_{corr}$ (m)

ν = poisson ratio

2.2.4.3 Regangan Akibat Perbedaan Temperature



Gambar 2.4 Efek Regangan *Thermal* (Isaac, 2013)

Pada saat setelah instalasi pipa akan mengalami perbedaan temperatur menjadi lebih dingin mengikuti temperature lingkungan sekitarnya. Ketika pipa mulai beroperasi pipa akan mengalami peningkatan temperature akibat fluida yang mengalir didalamnya. Perbedaan temperature yang terjadi seperti pada Gambar 2.4 akan mengakibatkan regangan yang mendasari terjadinya ekspansi. Berikut persamaan untuk menghitung regangan akibat perbedaan temperature:

$$\varepsilon_T = \alpha \cdot \Delta T \quad (2.17)$$

Dimana:

ε_T = regangan akibat temperatur

ΔT = perbedaan temperature (C°)

α = koefisien *thermal expansion* (C°)

Setelah melakukan perhitungan regangan akibat efek end cap, regangan efek poisson dan regangan akibat perbedaan temperature maka dapat diketahui total regangan yang bekerja pada pipa dengan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{total} = \varepsilon_{end} + \varepsilon_v + \varepsilon_T \quad (2.18)$$

Dimana:

ε_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

ε_v = regangan akibat efek poisson

ε_T = regangan akibat temperature

2.2.4.4 Net Strain pada Pipa

Setelah melakukan perhitungan frictional resistance dan gaya aksial atau total applied strain yang bekerja pada pipa, Net Strain pada pipa dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{net} = \varepsilon_{total} - \varepsilon_{friction} \quad (2.19)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

ε_{total} = total regangan yang bekerja pada pipa

$\varepsilon_{friction}$ = regangan gesek

2.2.4.5 Virtual anchor point

Virtual anchor point merupakan titik dimana gaya *axial* efektif yang bekerja pada pipa memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanah. Sehingga, pada

lokasi pipa yang dibatasi oleh anchor point (*virtual anchor spacing*) pipa tidak lagi mengalami pergerakan. Jarak antara *virtual anchor point* dengan ujung pipa adalah sebagai berikut:

$$L_A = \frac{F_{anchor}}{\mu \times W_{submerged}} \quad (2.20)$$

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam $\left(\frac{N}{m}\right)$

2.2.4.6 Pipe Expansion

Nilai ekspansi maksimum pada pipa merupakan akibat dari regangan total yang bekerja pada pipa dengan gaya tahanan tanah. Untuk mencari ekspansi pada ujung-ujung pipa menggunakan persamaan berikut:

$$\delta = \int_0^{VAP} \varepsilon_{net} dx \quad (2.21)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

VAP = *Virtual anchor point*

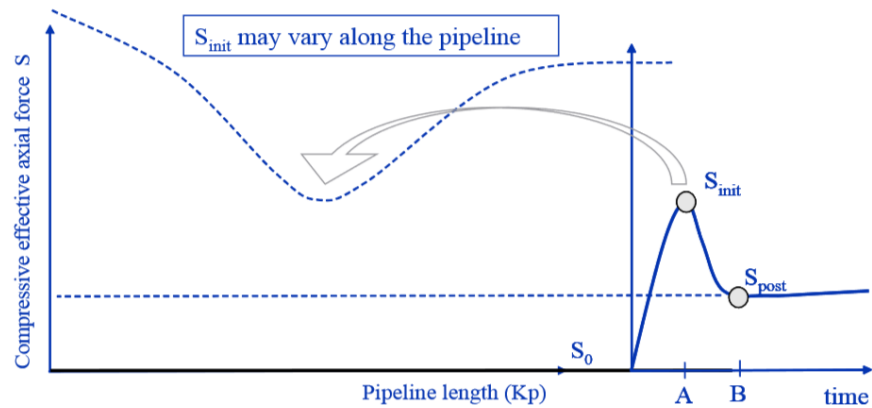
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Lateral *buckling* merupakan sebuah fenomena yang terjadi ketika pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi sehingga pipa mengalami ekspansi, ekspansi pada pipa akan ditahan oleh gaya gesek tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan ekspansi pada pipa sehingga menimbulkan interaksi antara pipa dengan tanah dan menghasilkan gaya *compressive axial force* pada dinding pipa. Oleh sebab itu pipa cenderung melepaskan kelebihan energi yang didapatkannya. Pada pipa yang berada di permukaan *seabed*, tanpa trenching dan dikubur cenderung melepaskan kelebihan energi ke arah lateral.

Menurut DNV RPF 110 terdapat beberapa tahapan mekanisme terbentuknya tekuk lateral pada pipa sebagai berikut:

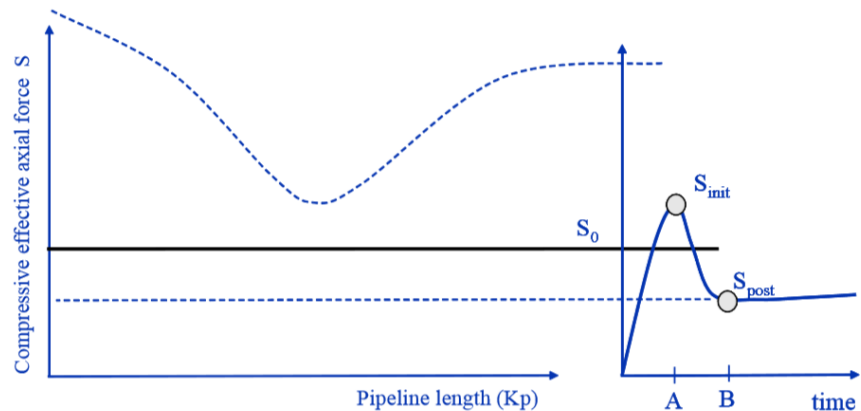
- 1) Pada Gambar 2.5 digambarkan tahap awal pipa mengalami *imperfection*. Pada tahap ini gaya aksial efektif penyebab *buckling* berada pada posisi terendahnya.

Dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan. S_{init} merupakan gaya aksial efektif pemicu *buckling*, dan S_{post} adalah gaya aksial efektif yang mendekati puncak setelah tekuk pertama.



Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa

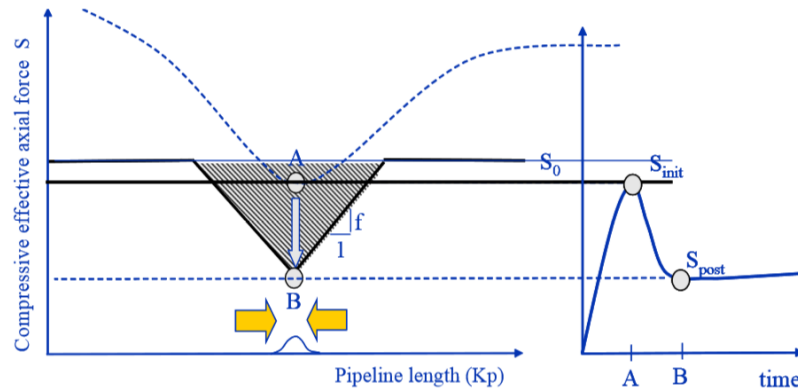
- 2) Tahapan selanjutnya ketika gaya tekan efektif meningkat hingga mencapai S_0 dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan seperti yang terlihat pada Gambar 2.6



Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan sebelum terjadinya *buckling*.

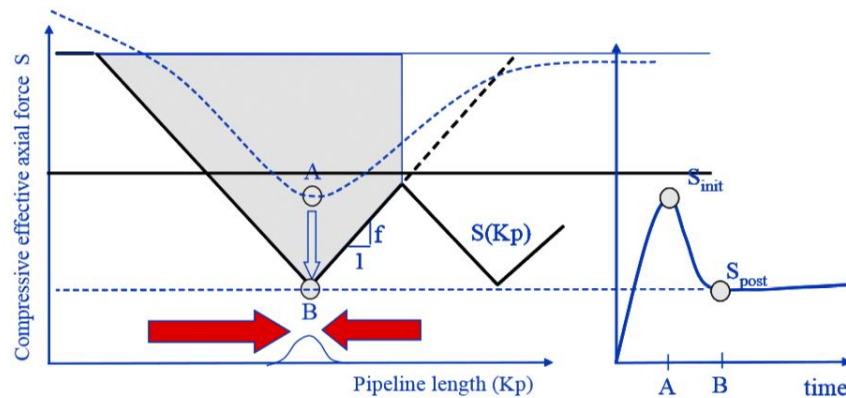
- 3) Gambar 2.7 merupakan tahapan selanjutnya ketika gaya aksial efektif tertahan S_0 mencapai S_{init} di titik A, pipa akan mengalami *buckling* dan gaya aksial efektif dipuncak akan mengalami

penurunan hingga mencapai S_{post} di titik B. Perubahan maksimum gaya efektif sama dengan gaya tahanan aksial akibat interaksi pipa dan tanah.



Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.

- 4) Pada Gambar 2.8 diketahui apabila tekanan atau temperature terus meningkat imperfection yang berdekatan akan berpotensi mengalami tekuk dan diagram gaya akan berubah. Pada tahap ini gaya konstan akan tetapi kelebihan gaya pada daerah dimana pipa mengalami pergerakan akibat ekspansi, setara dengan daerah bayangan, sedangkan kapasitas *buckling* pada pipa turun hingga $S_{post} \cdot S_{KP}$ adalah gaya aksial efektif di sepanjang pipa.



Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa

Gaya aksial efektif penyebab terjadinya *buckling* adalah:

$$S_{eff} = H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2\nu) - A_s \cdot E_{steel} \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (2.22)$$

Dimana :

S_{eff} = gaya aksial efektif (N)

H = residual lay tension (N)

ΔP_i = perubahan internal *pressure* (Pa)

A_i = area internal pipa (m²)

A_s = cross sectional area pipa (m²)

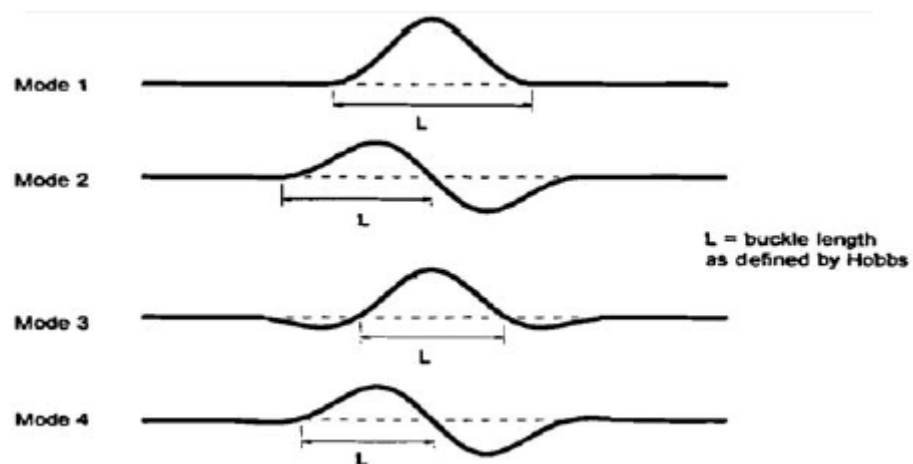
ν = poisson ratio

α = coefficient *thermal* expansion (C°)

ΔT = perbedaan temperature (C°)

2.2.6 Metode Hobbs

Menurut DNV RP F110, terdapat 3 metode analisis yang dapat digunakan untuk melakukan analisis tekuk lateral pada pipa, yaitu metode Hobbs, Van Gaf dan Spinazzle. Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan adalah metode Hobbs. Dalam metode Hobbs, diasumsikan bahwa pipa sebagai balok kolom yang terkena gaya aksial dan initial imperfection tidak diperhitungkan. Menurut Hobbs pipa akan mengalami tekuk dalam beberapa mode seperti terlihat pada Gambar 2.9



Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode

Dalam metode Hobbs, hubungan antara gaya aksial efektif pada kondisi totally constraint dan panjang tekuk dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$P_0 = P_{eff} + k_3 + \mu_a \cdot W \cdot L \left[\sqrt{\left(1 + K_2 \frac{E \cdot A \cdot \mu_l^2 \cdot W \cdot L^5}{\mu_a \cdot (E \cdot I)^2}\right)} - 1 \right] \quad (2.23)$$

Dimana:

P_0 = gaya aksial sebelum *buckling* (N)

P_{eff} = gaya aksial efektif (N)

k_3 = konstanta Hobbs

μ_a = konstanta gaya gesek aksial

W = berat terendam pipa ($\frac{N}{m}$)

Gaya aksial efektif berlaku untuk semua mode dan diplot terhadap panjang gelombang *buckling*. Gaya *buckling* kritis dapat ditemukan dengan mengambil gaya aksial terkecil pada tiap modenya.

$$N_{HOBBS} = \min(P_{Omode1}, P_{Omode2}, P_{Omode3}, P_{Omode4}, P_{Omode}) \quad (2.24)$$

Dimana:

N_{HOBBS} = Gaya aksial pemicu *buckling* mode 1 sampai tak hingga

Penentuan besar gaya *buckling* kritis di sepanjang pipa adalah dengan membandingkan besar gaya *buckling* Hobbs dengan gaya *buckling* yang terjadi akibat ketidak lurusan pipa (*out of straightness*).

$$N_{kritis} = \min(N_{HOBBS}, N_{OSS}) \quad (2.25)$$

$$N_{OSS} = \mu_{lm} \cdot W_S \cdot R \quad (2.26)$$

Dimana:

N_{kritis} = gaya kritis terjadinya *buckling* (N)

N_{OSS} = gaya yang menyebabkan out of straightness (N)

μ_{lm} = koefisien gaya gesek lateral minimum

R = radius curvature

f = factor design

Setelah dilakukan perhitungan terhadap gaya *buckling* kritis maka dapat dilakukan pengecekan dimana pipa akan rentan terhadap lateral *buckling* jika memenuhi persamaan dibawah ini:

$$N_{max} \geq N_{kritis} \quad (2.27)$$

$$N_{max} = \min(S_{eff}, N_{friction}) \quad (2.28)$$

Dimana:

$$N_{friction} = \text{ gaya gesek maksimum } \quad (N)$$

$$S_{eff} = \text{ gaya aksial efektif } \quad (N)$$

Pada perhitungan lateral *buckling* dengan menggunakan metode Hobbs terdapat komponen konstanta yang nilainya terdapat dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs

Mode	k1	k2	k3	k4	k5
1	80.76	0.0000639	0.5	0.00241	0.06938
2	$4\pi^2$	0.000174	1	0.00553	0.1088
3	34.06	0.000167	1.294	0.0103	0.1434
4	28.1	0.000241	1.608	0.0105	0.1434

2.2.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking atau pipa berjalan merupakan sebuah fenomena berjalannya pipa sebagai respon terhadap *axial displacement* yang terjadi akibat pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi. Sebagian besar *pipeline walking* akan terjadi pada pipa yang tergolong pada pipa pendek. Pipa pendek adalah pipa dengan panjang keseluruhannya tidak mencukupi untuk membangun gaya tahanan tanah untuk menahan terjadinya ekspansi. *Pipeline walking* juga dapat terjadi pada pipa yang terindikasi pipa panjang. Yaitu, pipa yang dengan keseluruhan panjangnya dapat membangun gaya tahanan tanah sehingga tercipta kondisi fully restrained pada pipa. Hal ini terjadi ketika pipa telah

mengalami lateral *buckling*. Kecenderungan pipa untuk berjalan ditentukan oleh panjang pipa dan nilai *axial friction*.

Selama siklus hidupnya pipa akan mengalami kondisi start-up dan shut down, hal ini dapat memicu laju *walking* yang terjadi pada pipa. *Pipeline walking* dapat terjadi akibat beberapa hal berikut ini:

- Pada pipa pendek yang mengalami gradien *thermal* transient (pergerakan searah *axial* menuju ujung pipa)
- *Seabed* slope (kemiringan *seabed*) di sepanjang pipa.
- Gaya tarikan yang terjadi pada ujung pipa akibat *steel catenary riser*.

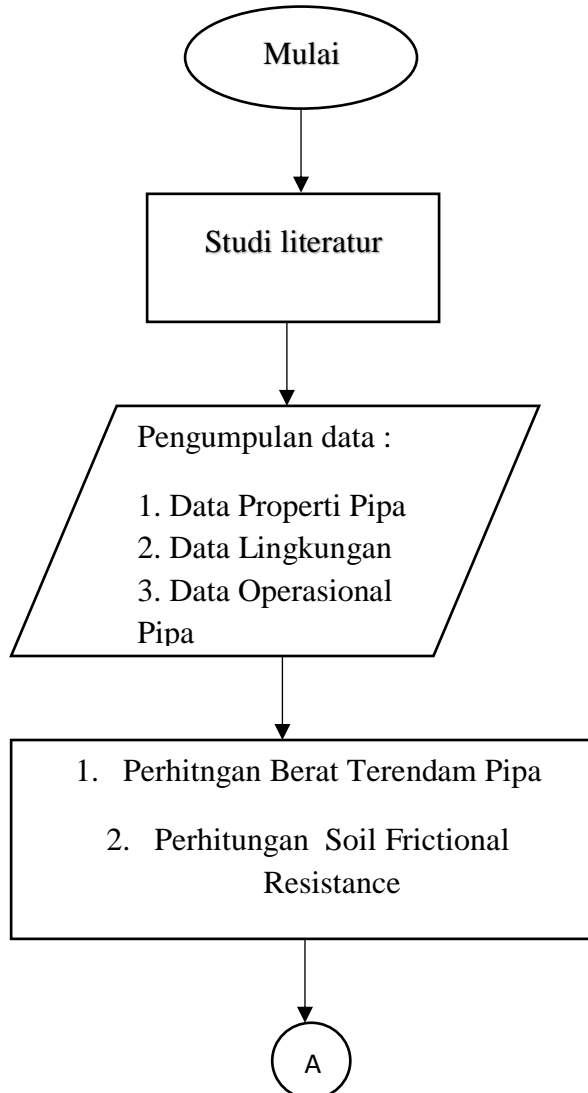
Selama beberapa kali siklus start-up dan shut-down yang terjadi pada pipa maka akan menyebabkan pertambahan *axial displacement* sehingga laju *walking* yang dihasilkan setiap siklus akan semakin besar.

BAB III

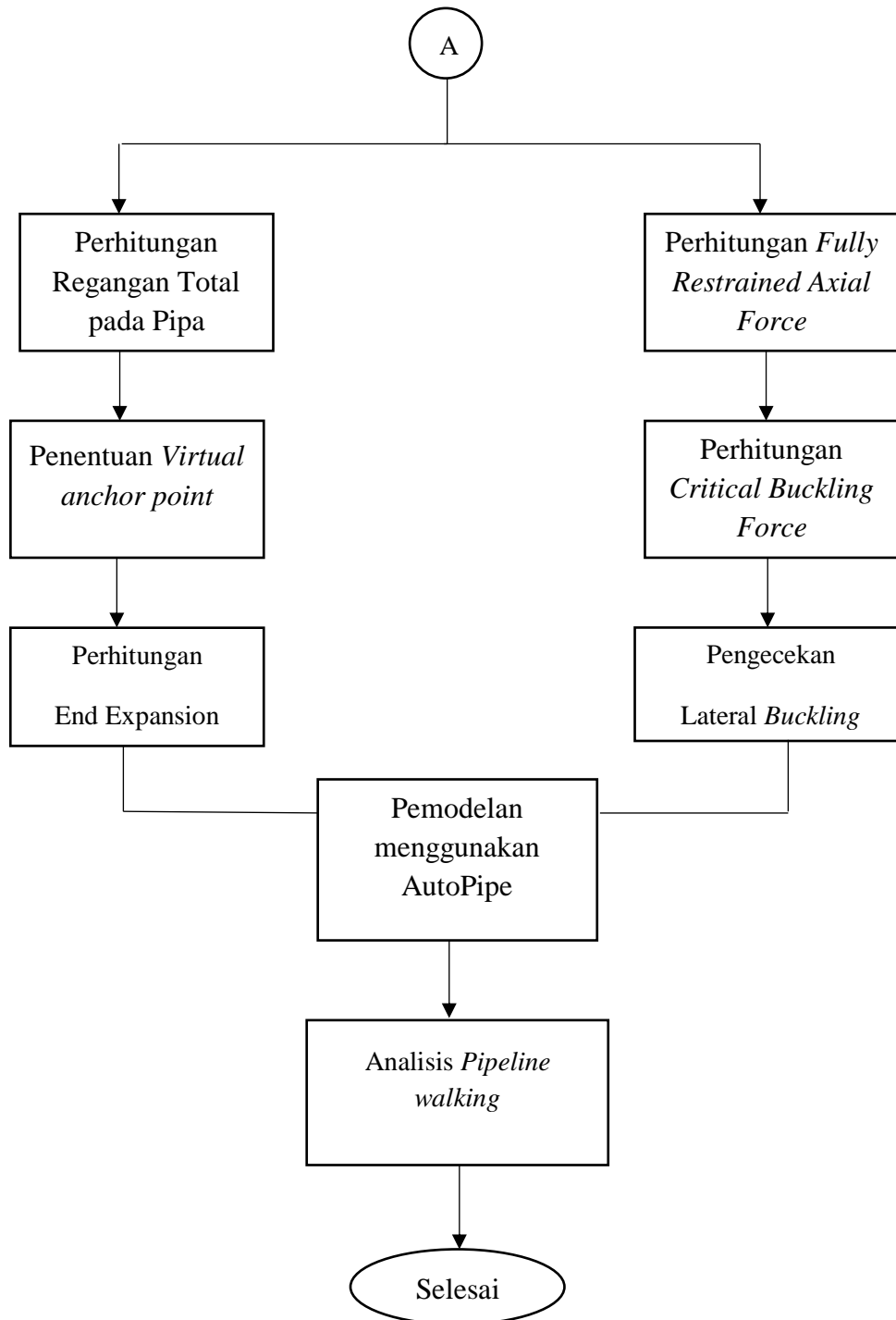
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan secara umum dapat digambarkan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian

3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan

Berdasarkan diagram alir di atas adapun langkah-langkah pengerjaan pada Tugas Akhir ini untuk mencapai tujuan yang diinginkan adalah sebagai berikut:

1. Studi literatur

Membaca dan mempelajari beberapa studi literature berupa buku, jurnal dan tugas akhir terdahulu terkait *pipeline walking* dan *laterala buckling* serta codes yang berhubungan guna menambah wawasan dan pengetahuan terkait analisa.

2. Pengumpulan data

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini meliputi data properties pipa, data lingkungan dan data operasional pipa.

Data properties pipa : tebal pipa, panjang pipa, jenis material pipa, densitas dan modulus elastisitas.

Data lingkungan : kedalaman perairan tempat pipa digelar, densitas air, data tanah, data arus dan data gelombang.

Data operasional pipa : meliputi data desain pipa seperti temperature dan tekanan saat masa operasi dan design.

3. Perhitungan berat terendam pipa

Berat pipa terendam merupakan perhitungan selisih antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa.

4. Perhitungan frictional resistance

Perhitungan *frictional resistance* merupakan perhitungan gaya tahanan gesek tanah yang ditimbulkan akibat pipa mengalami ekspansi karena pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi. *Frictional resistance* tanah bekerja berlawanan arah dengan pergerakan pipa.

5. Perhitungan regangan total pada pipa

Regangan total pada pipa merupakan regangan yang terjadi pada pipa akibat terkena temperature dan tekanan yang tinggi sehingga menimbulkan regangan yang diakibatkan efek *end cap* pipa, regangan akibat *poisson* dan regangan akibat perbedaan temperature.

6. Penentuan *virtual anchor point*

Titik *virtual anchor point* ditentukan dengan menghitung gaya tahanan tanah dan gaya regangan total nya. Titik *virtual anchor point* terbentuk ketika gaya tahanan tanah bernilai sama dengan gaya regangan total pipa.

7. Analisis end-expansion

Merupakan analisis yang dilakukan untuk mengetahui besar ekspansi yang terjadi pada pipa dan mengetahui kategori pipa sebagai pipa panjang atau pipa pendek .

8. Perhitungan fully restrained axial force

Fully restrained axial force merupakan total gaya-gaya pemicu *buckling* pada pipa akibat pengaruh suhu dan tekanan.

9. Perhitungan gaya critical buckling

Perhitungan *critical buckling* menggunakan metode Hobbs dengan perhitungan per mode sesuai dengan bentuk *buckling* yang bentuk menurut Hobbs.

10. Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Merupakan perhitungan yang digunakan untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami lateral *buckling* dengan membandingkan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya pemicu *buckling*nya.

11. Pemodelan menggunakan Autopipe

Permodelan menggunakan software AutoPipe dilakukan untuk mengetahui besarnya *axial displacement* yang terjadi pada pipa dan potensi pipa untuk *walking*.

12. Analisis hasil dan pembahasan

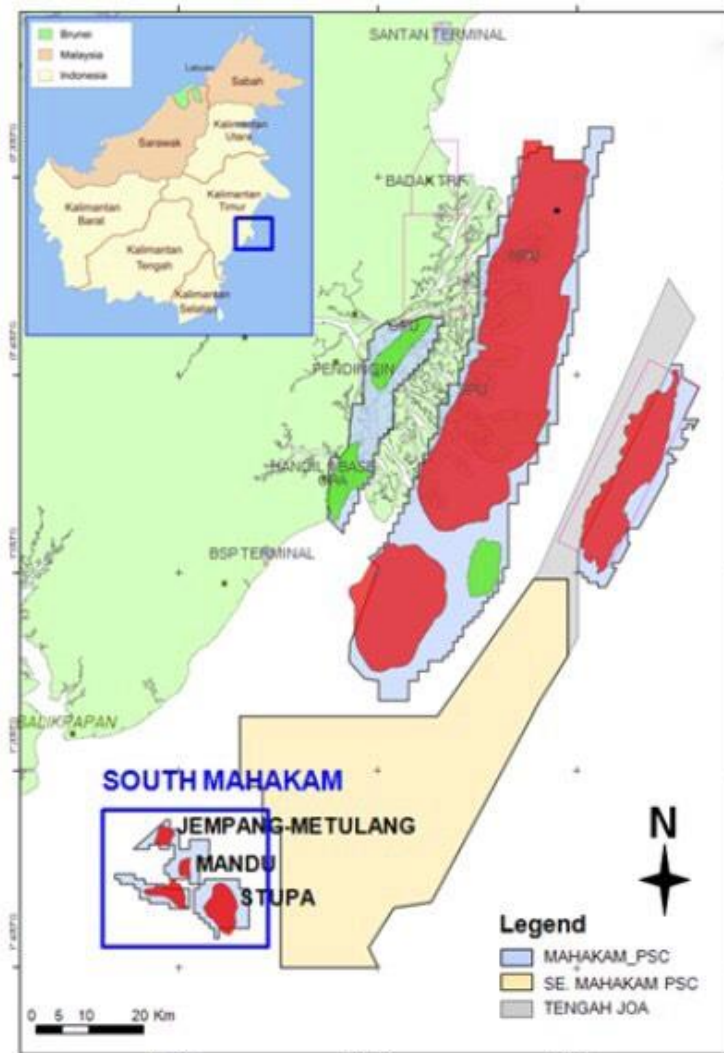
Setelah dilakukan perhitungan dan analisa terhadap kondisi pipa maka akan didapatkan hasil dan kesimpulan akhir dari studi kasus pada penelitian.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Pipa

Gambar 4.1 merupakan peta lokasi South Mahakam Field dan beberapa platform di dalamnya.



Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field

South Mahakam merupakan suatu area yang berada pada blok kontrak karya migas Mahakam PSC (*Production Sharing Contract*) yang dioperasikan oleh Total E&P Indonesia sejak tahun 1970. Lapangan gas ini terletak 35 km tenggara dari lepas pantai Balikpapan, Kalimantan Timur dan 58 km selatan Peciko Field. Pada area ini terdapat empat lapangan migas yaitu: Stupa, Mandu, Jempang – Metulang dan Jemulai. Pada penelitian ini dilakukan analisis terhadap pipa penyalur gas yang menghubungkan dua platform yakni Jempang Metulang dan East Mandu dengan

ukuran pipa 12 inch sepanjang 7.5 km dan berada pada perairan dengan kedalaman 46-60 meter.

4.1.1 Data Properties Pipa

Berikut merupakan data properties pipa yang akan dianalisis:

Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu

<i>Pipeline Parameters</i>				
<i>Pipeline Length</i>	Length	=	7.5	km
Pipe External Diameter	D _o	=	323.85	mm
Wall Thickness KP. 0 - 2.5	t1	=	19.1	mm
Wall Thickness KP. 2.5 - 7.5	t2	=	15.9	mm
Steel Density	ρ _{st}	=	7850	kg.m ⁻³
Coefficient of <i>Thermal</i> Expansion	α	=	1.17E-05	°C ⁻¹
Specified Minimum Yield Strength	SMYS	=	450	MPa
Specified Minimum Tensile Strength	SMTS	=	535	MPa
Poisson Ration	v	=	0.3	
Steel Grade		=	API 5L X65	

4.1.2 Coating Properties

Pipa yang terbuat dari baja akan dilapisi dengan anti corrosion coating untuk menghindari terjadinya korosi pada pipa yang disebabkan oleh air laut. Selain itu penambahan lapisan concrete beton juga dilakukan untuk memenuhi kriteria stabilitas pipa.

Tabel 4.2 Coating Properties

Coating Properties				
Anti Corrosion Coating Type	-	=	3LPP	km
Coating Thickness	tcc	=	3.2	mm
Coating Density	ρ _{cc}	=	900	kg.m ⁻³

Coating Properties				
CWC Thickness	twc	=	15.9	mm
CWC Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m^{-3}
Field Joint Cut back Length	FJ	=	0.35	m
Field Joint Infill Density	ρ_{fj}	=	900	kg.m^{-3}

4.1.3 Data Operasional Pipa

Berikut merupakan data parameter pipa ketika dalam tahap design dan masa operasi:

Tabel 4.3 Data Operasional Pipa

Data Operasional Pipa				
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m^{-3}
Profile Temperature	Top	=	105	$^{\circ}\text{C}$
Max Operating Temperature	Tmax	=	120	$^{\circ}\text{C}$
Design Pressure	Pd	=	70	barg
MAOP	Pi	=	70	barg

4.1.4 Data Lingkungan Pipa

Berikut merupakan data yang terkait dengan lingkungan sekitar pipa seperti data tanah, kedalaman peletakan pipa, serta gelombang dan arus.

Tabel 4.4 Data Perairan

Data Perairan Pipa				
Density of Sea Water	ρ_{water}	=	1026	kg.m^{-3}
Ambient Temperature	Tamb	=	26.5	$^{\circ}\text{C}$

Tabel 4.5 Data Gelombang

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 YEAR	10 YEAR	100 YEAR	
Max. Wave Height	Hmax	3.3	5	6.2	m
Max. Wave Period	Tmax	6.9	7.9	8.6	s
Significant Wave Height	Hs	1.8	2.7	3.4	m
Spectral Peak Period	Tp	6.5	7.5	8.2	s

Tabel 4.6 Data Arus

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 Year	10 Year	100 Year	
U _{surface}	U _s	0.8	1.15	1.45	m/s
U _{mid-Depth}	U _m	0.7	0.85	1	m/s
U _{+1m Abs}	U _{mabs}	0.65	0.7	0.85	m/s

Tabel 4.7 Data Tanah

Soil Parameters (Clay)				
<i>Seabed</i> Roughness	Z _o	=	5.21	m
<i>Seabed</i> Grain Size	d ₅₀	=	0.0625	mm
Undrained Shear Strength	Su	=	1.8	kPa
Dry Unit Soil Weight	γ _s	=	18000	N/m ³

Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient

Soil Friction Coefficient		
KP (km)	<i>Axial</i> Friction Coefficient	<i>Lateral</i> Friction Coefficient
0 - 2.5	0.76	0.55
2.5 - 7.5	0.77	0.5

Tabel 4.9 Kedalaman Pipa

<i>Pipeline Depth</i>	
KP (km)	Kedalaman (m)
0	-46.6
0.5	-46.6
1	-46.6
1.5	-46.95
2	-47.25
2.5	-47.75
3	-47.9
3.5	-48.2
4	-48.5
4.5	-49.3
5	-50.5
5.5	-50.5
6	-50.5
6.5	-50.25
7	-50.05
7.5	-51.8

4.2 Perhitungan Berat Pipa Terendam

Sebelum melakukan perhitungan terhadap berat pipa terendam perlu dilakukan perhitungan yang berkaitan dengan parameter-parameter umum. Berikut merupakan parameter umum yang digunakan.

4.2.1 Data Parameter Pipa

Pada Tabel 4.9 dibawah ini terdapat parameter-parameter perhitungan yang digunakan dalam tugas akhir ini:

Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan

<i>Pipeline Parameters</i>				
Diameter Luar Pipa	D_o	=	323.85	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 0-2.5	t1	=	19.1	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 2.501-7.5	t2	=	15.9	mm

<i>Pipeline Parameters</i>				
Tebal Corrosion Coating	tcc	=	3.2	mm
Corrosion Allowance	tcorr	=	0	mm
Steel Density	ρ_{st}	=	7850	kg.m^{-3}
Coating Density	ρ_{cc}	=	900	kg.m^{-3}
Cwc Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m^{-3}
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m^{-3}
Panjang Joint Pipa	Lpj	=	12.2	m

Setelah mengetahui nilai parameter dasar perhitungan, maka menggunakan persamaan (2.3) sampai dengan (2.6) didapatkan nilai diameter total pipa, diameter dalam pipa dan *cross sectional area* sebagai berikut:

KP (km)	Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
KP (0-2.5)	Diameter Total Pipa	D_{t_x}	0.41025	m
KP (2.5-7.5)			0.41025	m
KP (0-2.5)	Tebal Nominal Pipa	t_{2_x}	0.0191	m
KP (2.5-7.5)			0.0159	m
KP (0-2.5)	Diameter Dalam Pipa	D_{i_x}	0.2856	m
KP (2.5-7.5)			0.2920	m
KP (0-2.5)	Cross Sectional Area	A_{s_x}	0.0182	m^2
KP (2.5-7.5)			0.0153	m^2

4.2.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa terendam merupakan selisih perhitungan antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa. Pada Tabel 4.10 dan 4.11 berikut merupakan hasil

perhitungan berat terendam pipa menggunakan persamaan (2.9) sampai dengan (2.14) .

Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)

Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1751.9883	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	31.872824	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	1145.9718	N/m

Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)

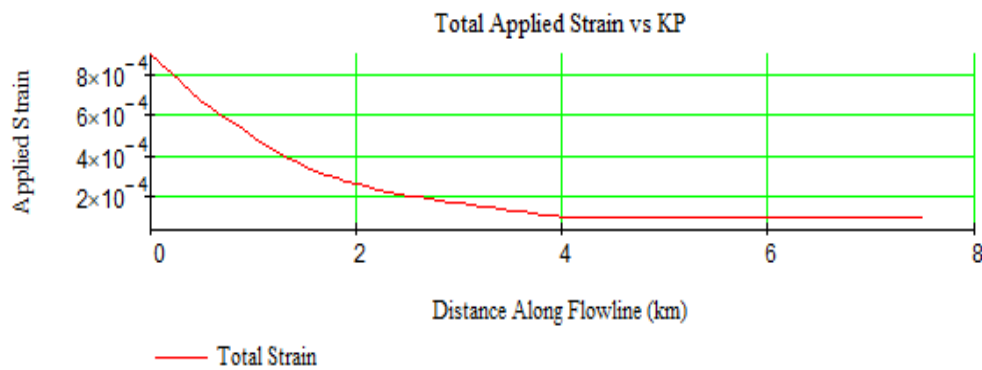
Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1473.7759	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	33.317048	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	923.42298	N/m

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa berat terendam pipa untuk KP 0-2.5 km adalah 1145.972 N/m dan untuk KP 2.5-7.5 sebesar 923.423 N/m.

4.3 Perhitungan Regangan Total

Perhitungan regangan total dilakukan untuk mengetahui *axial force* berupa regangan (strain) yang bekerja di sepanjang KP yang telah ditentukan. Regangan yang terjadi berupa penjumlahan regangan yang disebabkan efek *end cap*, regangan efek *poisson* dan regangan efek *thermal*.

Dengan perhitungan regangan total pada pipa dapat diketahui titik *virtual anchor point*, yaitu titik dimana pipa tidak mengalami pergerakan atau ekspansi akibat pengaruh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Berikut merupakan grafik yang menggambarkan nilai regangan yang terjadi pada pipa bawah laut di setiap KP nya:



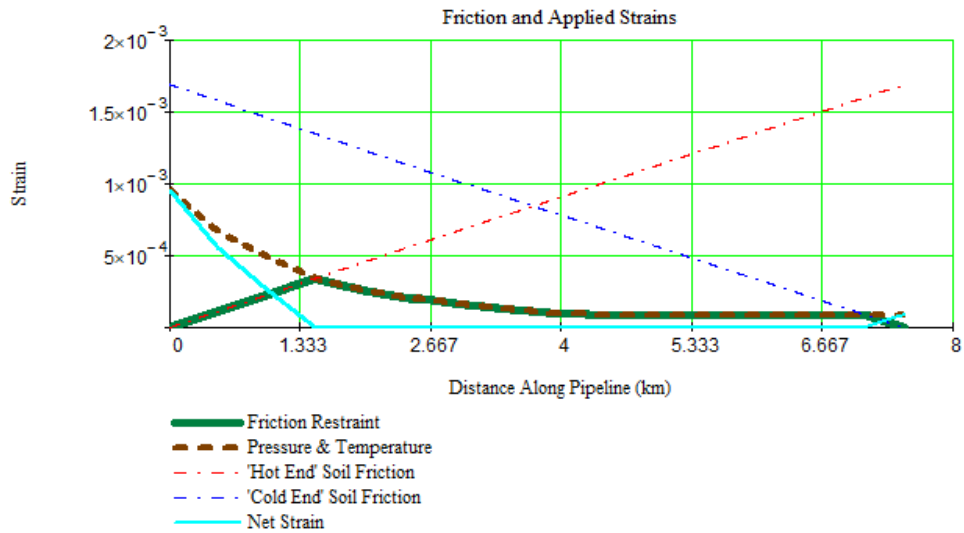
Gambar 4.2 Grafik *Total Applied Strain* Sepanjang KP

Gambar 4.2 menunjukkan nilai dari total applied strain yang terjadi pada pipa bawah laut. Dari grafik diatas diketahui nilai total regangan per KP maksimum adalah 8.9816×10^{-4} yang terdapat pada KP 0 karena nilai temperature maksimum pada ujung pipa.

4.4 Perhitungan Frictional Resistance

Pipa yang diletakkan pada *seabed* akan mengalami interaksi dengan tanah sehingga menghasilkan gaya gesek yang berlawanan arah dengan arah ekspansi pipa. Nilai gaya gesekan tanah dipengaruhi oleh jenis tanah (*axial friction factor*) dan berat terendam pipa serta panjang pipa. Perhitungan frictional resistance dilakukan dengan menjumlahkan gesekan yang terjadi pada setiap KP step.

Setelah mengetahui nilai tahanan gesek yang bekerja pada pipa, maka dapat diketahui *net strain* dengan mengurangi nilai *total applied strain* yang bekerja di sepanjang pipa dengan *frictional resistance* nya. Berikut merupakan perhitungan *frictional resistance* dan *net strain* pada pipa.



Gambar 4.3 Grafik *Frictional Strain* dan *Net Strain*

Pada Gambar 4.3 diketahui nilai maksimum frictional resistance yang bekerja pada pipa sebesar 3.3652×10^{-4} dan nilai maksimum net strain sebesar 8.9816×10^{-4} .

4.5 Analisis Pipeline End-Expansion

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Ketika pipa bawah laut mengalami ekspansi, pipa akan mengalami regangan dan penambahan di kedua ujung-ujungnya. Setelah diketahui besar frictional resistance yang bekerja dapat diketahui pada pipa letak *virtual anchor point* dan panjang ekspansi yang terjadi.

4.5.1 Penentuan Titik *Virtual anchor point*

Titik *Virtual anchor point* merupakan titik dimana gaya aksial efektif maksimum memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanahnya sehingga pipa berhenti berekspansi. Jarak *virtual anchor point* dari ujung hot end dan ujung cold end terdapat pada Tabel 4.15:

Tabel 4.12 Jarak Titik *Virtual anchor point* dengan Ujung Pipa

LA _{hotend} (m)	LA _{coldend} (m)
1485	401

4.5.2 Pipe Expansion

Tingkat ekspansi yang terjadi pada pipa sangat dipengaruhi oleh operasional *pressure* dan *temperature*, berat pipa, serta gaya tahanan tanah. Besarnya ekspansi yang terjadi pada pipa diketahui dengan mengintegrasikan selisih gaya efektif dan gaya tahanan tanah dengan *virtual anchor point* yang terbentuk pada kedua ujung-ujung pipa. Menurut persamaan (2.20) maka ekspansi pada ujung hot end dan ujung cold end adalah:

Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa

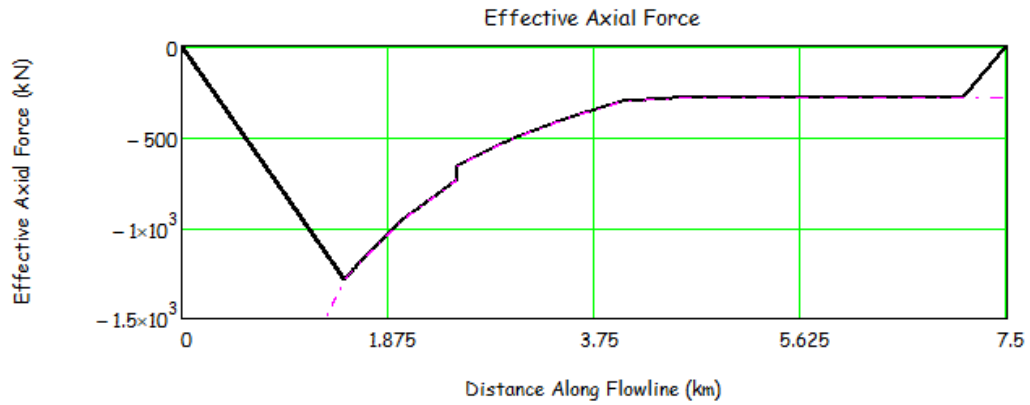
δ_{hotexp} (m)	$\delta_{coldexp}$ (m)
0.64	0.02

Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m. Pada KP 1.486 km sampai dengan 7.1 km gaya tahanan tanah mampu menahan gaya aksial efektif yang bekerja sehingga pipa berada dalam kondisi *fully restrained*, sementara pada KP 0-1.485 dan 7.1-7.5 nilai gaya tahanan lebih kecil dari gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa sehingga pipa bebas berekspansi.

Jadi, pipa 7.5 km dengan diameter 12” tergolong pada pipa panjang karena pipa mampu mencapai kondisi *fully restrained*.

4.5.3 Perhitungan Fully Restrained Axial Force

Fully restrained axial force merupakan total gaya aksial efektif yang memicu terjadinya *buckling* pada pipa yang dipengaruhi oleh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Ketika pipa mengalami ekspansi dan dilawan oleh gaya tahanan tanah maka akan menimbulkan compressive *axial force* atau gaya tekan pada dinding-dinding pipa. Menggunakan persamaan 2.22 dapat diketahui besar gaya aksial efektif yang bekerja di sepanjang pipa adalah:



Gambar 4.4 *Effective Axial Force*

Pada Gambar 4.4 diatas diketahui gaya aksial efektif terbesar terjadi pada KP 1.5 km dengan nilai 1.28 kN.

4.6 Analisis Kerentanan Lateral *Buckling*

Pipeline dikatakan rentan terhadap *buckling* jika memenuhi syarat dimana gaya aksial efektif lebih besar dari nilai gaya *critical buckling* nya. Pada tugas akhir ini analisis kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* dilakukan dengan menggunakan metode Hobbs dengan kriteria sebagai berikut:

$$N_{max} \geq N_{kritisal}$$

N_{max} merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya gesek maksimum yang terjadi pada pipa.

$N_{kritisal}$ merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs dan gaya out of straightness atau ketidak lurusan pipa akibat instalasi.

4.6.1 Perhitungan Gaya Pemicu *Buckling* Menurut Hobbs

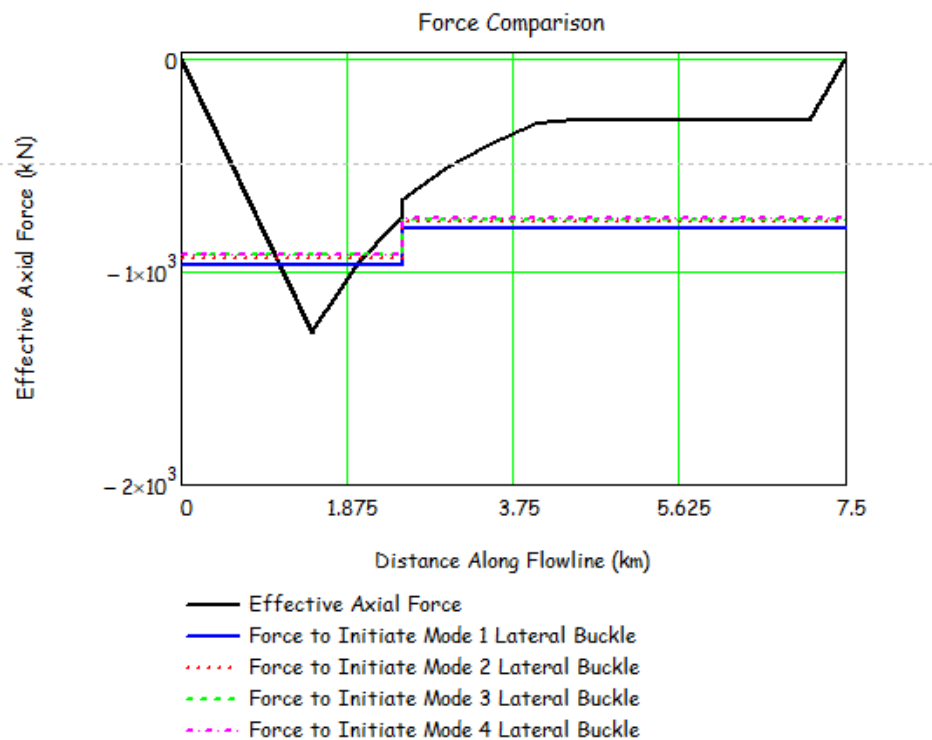
Menurut metode Hobbs pipa dapat mengalami tekuk dalam beberapa mode yaitu mode 1, mode 2, mode 3 dan mode 4. Perbedaan ini didasari oleh perbedaan bentuk tekuk yang terbentuk akibat gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa. Besarnya nilai gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs ini terkait dengan nilai konstanta Hobbs untuk setiap mode, berat pipa terendam, panjang tekuk yang terbentuk untuk setiap mode dan *axial friction factor*. Menurut persamaan (2.23) maka besarnya gaya pemicu *buckling* untuk setiap mode adalah sebagai berikut:

Tabel 4.14 Gaya Pemicu *Buckling* setiap Mode

KP (km)	P ₁ (N)	P ₂ (N)	P ₃ (N)	P ₄ (N)
0 - 2.5	-965604.2	-933146	-917107	-915550
2.5 - 7.5	-793707.8	-766426	-752856	-751314

4.6.2 Perbandingan Gaya Efektif dan *Critical Buckling*

Lateral *buckling* akan terjadi pada pipa dengan nilai gaya aksial efektif yang melebihi nilai *critical buckling* menurut metode Hobbs. Setelah dilakukan perhitungan terhadap nilai N_{max} dan $N_{kritisal}$ di dapat hasil sebagai berikut:



Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan $N_{kritisal}$

Dari grafik pada Gambar 4.5 diatas dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 2 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.

4.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking adalah “berjalannya” pipa sebagai respon terhadap *pipeline axial displacement*. Kecenderungan pipa untuk mengalami *pipeline walking*

ditentukan oleh panjang pipa, *axial* soil friction, maximum inlet temperature, kecuraman *seabed slope* dan step saat *thermal transient*.

Pipeline walking biasanya terjadi pada pipa dengan kategori “short” *pipelines*. Yaitu, pipa yang tidak mampu mencapai kondisi fully restrained dengan panjang nya, sehingga penjumlahan nilai virtual anchornya akan melebihi panjang pipa. Namun, telah teridentifikasi bahwa pada pipa dengan kategori “long” *pipelines* yang mengalami lateral *buckling* juga dapat mengalami *pipeline walking* karena lateral *buckling* dapat membagi pipa menjadi beberapa bagian “short” *pipelines*.

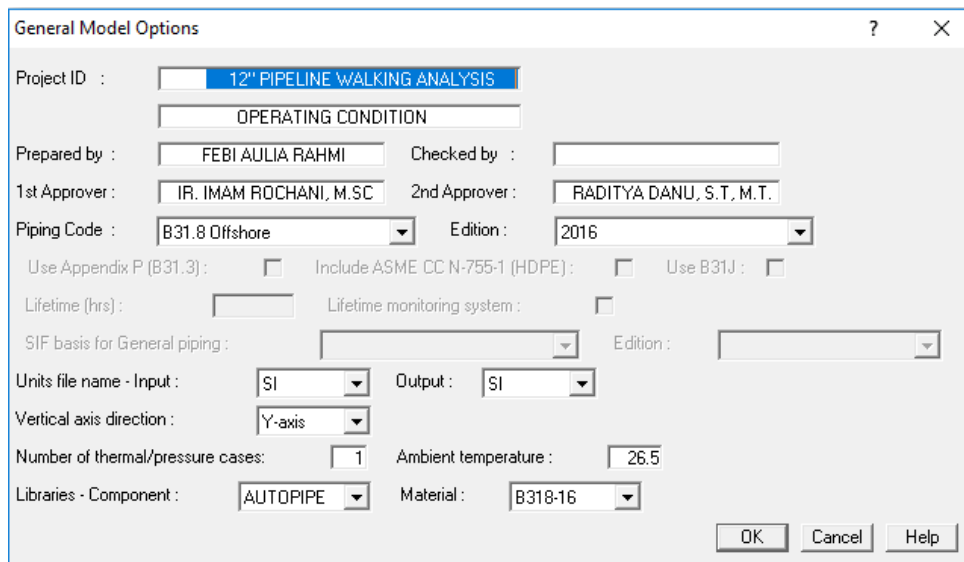
Pada analisis kali ini telah diketahui bahwa pipa tergolong pada “long” *pipelines* dan mengalami lateral *buckling*. Oleh karena itu, dapat dilakukan analisis kerentanan pipa terhadap *pipeline walking*. Analisis dilakukan dengan pemodelan AUTOPIPE, untuk mengetahui apakah pipa mengalami *axial displacement* atau tidak.

4.7.1 Pemodelan AUTOPIPE

AutoPIPE merupakan sebuah program yang digunakan untuk menghitung tegangan yang bekerja pada pipa, analisis *flange*, analisis *support* dan menghitung *displacement* yang terjadi pada pipa akibat pengaruh pembebanan. Pada tugas akhir ini analisis *pipeline walking* menggunakan software AutoPIPE dilakukan untuk mencari besar perpindahan point pada arah *axial* pipa. Pipa yang dimodelkan sepanjang 7.5 km dengan diameter pipa 12” dan dengan ujung pipa diasumsikan *fixed*. Berikut merupakan langkah-langkah dalam penggunaan software AutoPIPE:

1) Input piping codes

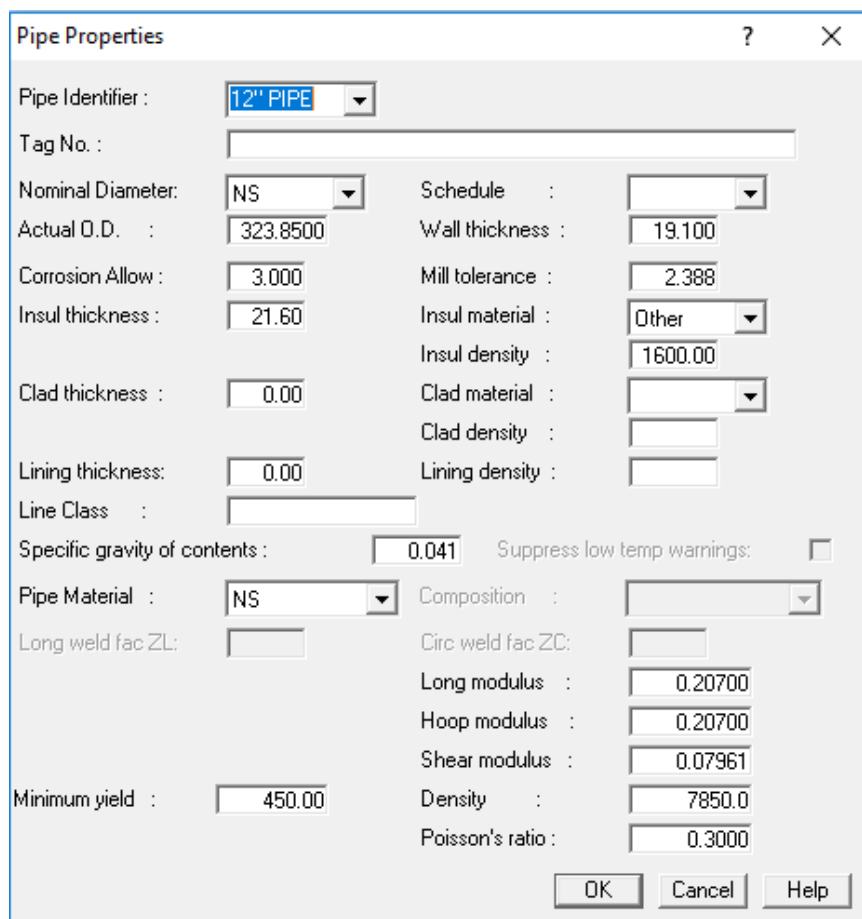
Gambar 4.6 dibawah ini menunjukkan data input awal yang dibutuhkan untuk analisis menggunakan AutoPIPE. Diantaranya satuan yang digunakan dalam perhitungan, code standar dan suhu lingkungan perairan.



Gambar 4.6 Input Piping Codes

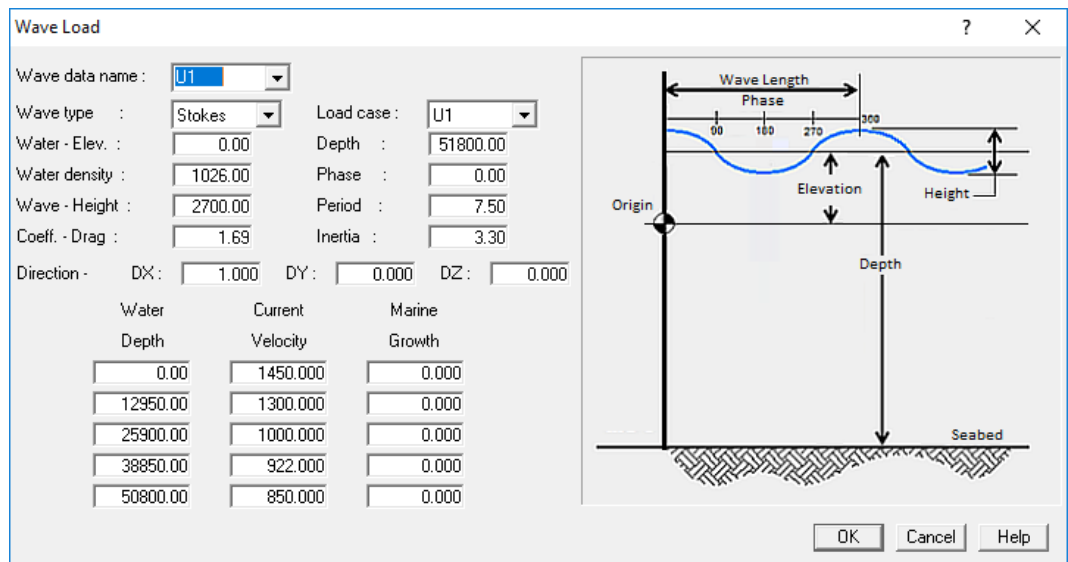
2) Input data properti pipa

Gambar 4.7 dibawah ini menunjukkan data yang diperlukan sebagai input data properti pipa pada pemodelan di AutoPIPE.



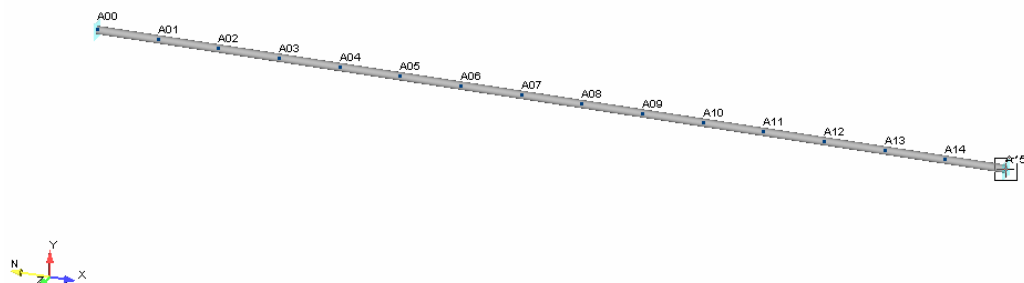
Gambar 4.7 Input Properties Pipa

- 3) Input beban arus
 Input pembebanan pada pemodelan AutoPIPE meliputi buoyancy dan arus.
 Berikut ditampilkan input pembebanan pada Gambar 4.8



Gambar 4.8 Input Beban Arus

- 4) Model pipa
 Gambar 4.10 merupakan hasil pemodelan menggunakan software AutoPIPE dengan Panjang 7.5 km dan dengan kondisi meletak pada *seabed*.



Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping

4.7.2 Analisis Walking

Setelah dilakukan pemodelan pipa menggunakan software AUTOPIPE dan diberi pembebanan berupa *pressure*, *temperature*, tanah dan arus serta gelombang, maka didapatkan nilai *displacement* pipa seperti pada Tabel 4.18 sebagai berikut:

Tabel 4.15 Nilai *Displacement* Pipa

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A00	-640	0	0
A01	223.78	-2.02	0.14
A02	19.5	-2.17	0.15
A03	0.02	-2.18	0.15
A04	0	-2.18	0.15
A05	0	-2.19	0.15
A06	0	-2.28	0.15
A07	0	-2.02	0.15
A08	0	-2.17	0.15
A09	0	-2.18	0.15
A10	0	-2.18	0.15
A11	0	-2.18	0.15
A12	0	-2.18	0.15
A13	0	-2.18	0.15
A14	0	-2.18	0.15
A15	0	-2.18	0.15
A16	0	-2.18	0.15
A17	0	-2.18	0.15
A18	0	-2.18	0.15
A19	0	-2.18	0.15
A20	0	-2.18	0.15
A21	0	-2.18	0.15

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A22	0	-2.18	0.15
A23	0	-2.18	0.15
A24	0	-2.18	0.15
A25	0	-2.19	0.15
A26	0	-2.28	0.15
A27	0	-2.1	0.15
A28	0.01	-2.1	0.15
A29	2.06	-2.14	0.15
A30	20	0	0.16

Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diatas dapat diketahui:

- Terjadinya *axial displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm.
- Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0 maka pipa berada dalam kondisi fully restrained atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.
- Pipa mengalami *pipeline walking* pada KP 0-1 dan KP 7- 7.5 km.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m..
2. Dari hasil analisis dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 1.9 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.
3. Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diketahui pipa rentan terhadap *pipeline walking* karena terjadi *axial displacement* atau perpindahan nodes searah sumbu *axial* pipa dengan *displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm. Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0, maka pipa berada dalam kondisi *fully restrained* atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.

5.2 Saran

Berikut merupakan beberapa saran yang penulis berikan jika dilakukan penelitian lebih lanjut:

1. Perlu adanya penelitian lanjutan mengenai *fatigue* yang terjadi akibat adanya *buckling*.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y., Bai, Q. 2005. *Subsea Pipeline and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Bai, Y., Bai, Q. 2001. *Pipelines and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Birdas M., dkk. 2015. *Assessment of Pipeline walking With Coupled Triggering Mechanisms by Finite Element Approach*. Canada: Proceedings of the ASME
- Carr, M., dkk. 2003. *Lateral Buckling and Pipeline walking, A Challenge for Hot Pipelines*. Amsterdam: Research Gate.
- Cumming, G., dkk. 2009. *Lateral Walking and Feed In of Buckled Pipelines Due to Interaction of Seabed Features*. USA: Proceedings of the ASME
- Det Norske Veritas. 2000. *DNV RP-F101 Submarine Pipeline System*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2007. *DNV RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2010. *DNV RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Guo, B., dkk. 2005. *Offshore Pipelines*. USA: Elsevier.
- Harja, Ibnu Suwida. 2015. *Analisa Lateral Buckling Akibat Ekspansi Thermal Yang Mengakibatkan Pipeline walking*. Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan: Surabaya.
- Hidayaturrohmah, Fitrorul Laeli. 2016. *Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut*. Jurnal Teknik Sipil ITB: Bandung.
- Hakim, M. Abdel., dkk. *Global Buckling and Pipeline walking Interaction – A Unique Challenge*: SPE
- Isaac, Obele Ifenna. 2013. *Lateral Buckling and Axial Walking of Surface Laid Subsea Pipeline*. Offshore Technology: Stavanger.

Tveramo, Camilia. 2013. *Pipeline walking of High Pressure/ Temperature Flowlines*. Department of Marine Technology Norwegian University of Science and Technology.

Xiaodi, Song., Xiaoxian, Song. 2012. *Study of Lateral Buckling of Submarine Pipeline*. China: EMEIT.

Yeong Chi, Shue., Jeng Chiou, Yaw. 1995. *Buckling of Offshore Pipelines*. China

LAMPIRAN I
Perhitungan End Expansion

LAMPIRAN II

Perhitungan Kerentanan Lateral *Buckling*

LAMPIRAN III
Input dan Output Software Autopipe

**VULNERABILITY ANALYSIS OF LATERAL *BUCKLING* AND *PIPELINE*
WALKING ON PRODUCTION GAS *PIPELINE* IN SOUTH MAHAKAM FIELD**

Name : Febi Aulia Rahmi
NRP : 0431154000089
Department : Teknik Kelautan
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Raditya Danu, S.T, M.T.

ABSTRACT

When oil and natural gas are transferred using submarine pipes, usually the pipes are in a high *pressure* and temperature condition. This situation will cause expansion in *pipeline*-end. The expansion of the pipe will be resisted by the frictional forces under the pipe. The interaction between the soil and the pipe will cause an *effective axial* force which can cause lateral bending if the pipe is at the seabed without being buried. When the soil resistance force is smaller, the pipe will be vulnerable to the *pipeline walking*. During the life of the *pipeline* also experienced the conditions of start up and shut down which can affect the speed of *pipeline walking* in every cycle, either due to *thermal* transient or due to slope as well. In this final project, an analysis of 7.5 km of diameter 12 "pipe is carried out at a maximum depth of 51.8 m and in operation. The results of the analysis carried out by the pipe experienced an expansion of 640 mm at the end of the hot end and 20 mm at the end of the cold end. Pipes are also vulnerable to lateral *buckling* in KP 1-2 with a maximum *effective axial* force of -1.28 kN. According to the results of visual analysis using AutoPipe software, *pipeline* has *axial displacement* that causes *pipelines walking* on the pipe.

Key Word : *Expansion, Lateral buckling, Pipeline walking*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil'alamiin. Puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah SWT karena berkat rahmat dan pertolongan-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “Analisis Kerentanan Lateral *Buckling* dan *Pipeline walking* pada Production Gas Pipeline di South Mahakam Field” dengan baik.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Analisis yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini meliputi ekspansi pada pipa, kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* serta hubungannya terhadap *pipeline walking*.

Penulis telah berusaha dengan baik dalam pengerjaan tugas akhir ini, namun penulis menyadari masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu penulis sangat terbuka terhadap kritik dan saran dari pembaca. Semoga tugas akhir ini dapat memberikan pengetahuan dan manfaat kepada pembaca semua.

Surabaya, 20 Juli 2019

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang terlibat dan membantu dalam proses pengerjaan tugas akhir ini:

1. Kedua orang tua Penulis dan kakak-kakak yang memberi dukungan moral dan moril serta tidak kenal lelah mendoakan dalam proses pengerjaan tugas akhir ini.
2. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc dan Bapak Raditya Danu Riyanto, S.T, M.T selaku dosen pembimbing yang bersedia meluangkan waktu memberikan bimbingan dan ilmu serta nasehat selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
3. Bapak Sujantoko S.T, M.T selaku dosen wali Penulis yang selalu membantu dan mendukung pengambilan keputusan terkait akademis.
4. Teman-teman KC sebagai sahabat dan keluarga baru di perantauan yang selalu ada dan memberikan bantuan dan hiburan kepada Penulis.
5. Teman-teman bimbingan tugas akhir pipa yang saling memberi semangat dan berbagi ilmu dan informasi selama pengerjaan tugas akhir.
6. Keluarga besar Tritonous (Angkatan 2015) yang selalu memberi dukungan dan bantuan selama pengerjaan tugas akhir ini.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK.....	iii
ABSTRACT.....	iv
KATA PENGANTAR	v
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I : PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Persamaan Masalah	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori.....	5
2.2.1 Pipa Bawah Laut	5
2.2.2 <i>Pipeline</i> Soil Interaction.....	6
2.2.3 Perhitungan Umum Pipa	8
2.2.4 Analisis <i>Pipeline</i> End Expansion.....	10
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	14
2.2.6 Metode Hobbs	17
2.2.7 Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	19
BAB III : METODOLOGI PENELITIAN	21
3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan.....	23
BAB IV : ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	25
4.1 Data Pipa	25
4.1.1 Data Properties Pipa.....	26

4.1.2	Coating Properties	26
4.1.3	Data Operasional Pipa	27
4.1.4	Data Lingkungan Pipa	27
4.2	Perhitungan Berat Pipa Terendam	29
4.2.1	Data Parameter Pipa	29
4.2.2	Berat Pipa Terendam	30
4.3	Perhitungan Regangan Total.....	31
4.4	Perhitungan Frictional Resistance.....	32
4.5	Analisis <i>Pipeline</i> End-Expansion	33
4.5.1	Penentuan Titik <i>Virtual anchor point</i>	33
4.5.2	Pipe Expansion	34
4.5.3	Perhitungan Fully Restrained <i>Axial Force</i>	34
4.6	Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	35
4.6.1	Perhitungan Gaya Pemicu <i>Buckling</i> Menurut Hobbs	35
4.6.2	Perbandingan Gaya Efektif dan <i>Critical Buckling</i>	36
4.7	Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	36
4.7.1	Pemodelan AUTOPIPE	37
4.7.2	Analisis <i>Walking</i>	39
BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA.....		44
LAMPIRAN A		I
LAMPIRAN B.....		II
LAMPIRAN C.....		III

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014).....	2
Gambar 2.1 Kegunaan offshore <i>pipelines</i> (Bai, 2001).....	6
Gambar 2.2 End Cap <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.3 Poisson <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.4 Efek Regangan <i>Thermal</i> (Isaac, 2013).....	12
Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa	15
Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan	15
Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.	16
Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa.....	16
Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode	17
Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	22
Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field	25
Gambar 4.2 Grafik Total Applied Strain Sepanjang KP	32
Gambar 4.3 Grafik Frictional Strain dan Net Strain	33
Gambar 4.4 <i>Effective Axial Force</i>	35
Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan N_{kritis}	36
Gambar 4.6 Input Piping Codes.....	38
Gambar 4.7 Input Properties Pipa.....	38
Gambar 4.8 Input Beban Arus	39
Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping	39

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs	19
Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu.....	26
Tabel 4.2 Coating Properties.....	26
Tabel 4.3 Data Operasional Pipa	27
Tabel 4.4 Data Perairan.....	27
Tabel 4.5 Data Gelombang	28
Tabel 4.6 Data Arus	28
Tabel 4.7 Data Tanah.....	28
Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient	28
Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan.....	29
Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)	31
Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)	31
Tabel 4.12 Jarak Titik <i>Virtual anchor point</i> dengan Ujung Pipa.....	33
Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa	34
Tabel 4.14 Gaya Pemicu <i>Buckling</i> setiap Mode	36
Tabel 4.15 Nilai <i>Displacement</i> Pipa	40

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

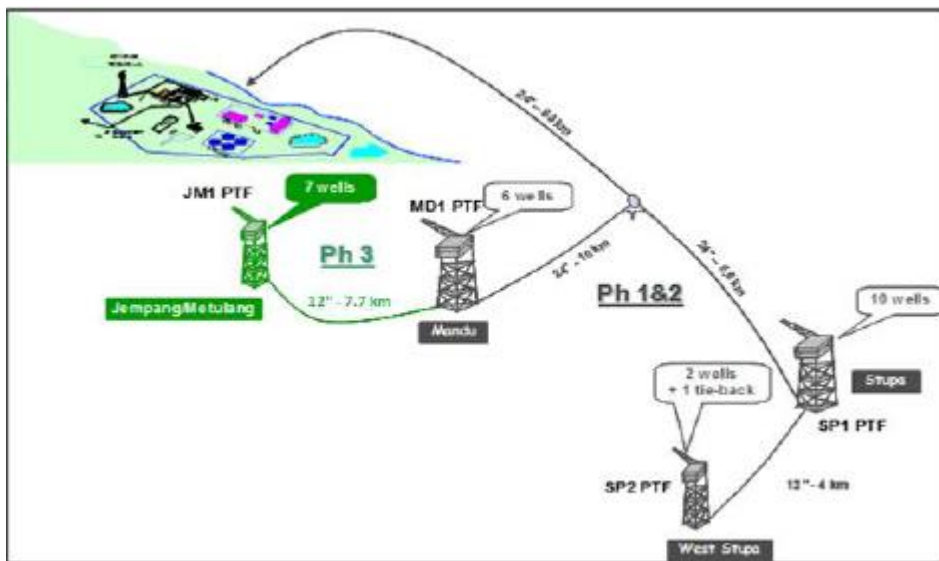
Ketergantungan manusia terhadap produk-produk migas yang tidak dapat dihentikan dan terus meningkat memaksa industri migas untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi lebih untuk memenuhi kebutuhan konsumen. Dengan tingginya permintaan dan pesatnya pertumbuhan industri minyak dan gas lepas pantai sehingga diperlukan sistem transportasi minyak dan gas alam yang handal dan efisien, salah satunya dengan sistem transportasi menggunakan pipa bawah laut. Pemakaian pipa bawah laut akan menghabiskan lebih sedikit energi karena transfer sumber energi tidak akan bergantung pada cuaca dan waktu seperti pada penggunaan kapal tanker. Perpipaan bawah laut atau juga disebut *offshore pipelines* merupakan salah satu struktur bawah laut berupa jaringan pipa yang berfungsi sebagai saluran untuk mengalirkan minyak dan gas dari sumur pengeboran ke terminal, *buoy*, atau *platform*. Pipa bawah laut sendiri pertama kali digunakan di Summerland, California. Yaitu ketika pertama kali proses produksi minyak bumi dilakukan di lepas pantai pada tahun 1897 (Leffer *et al.*, 2003 dalam Guo *et.al*, 2005). Sejak saat itu pipa bawah laut telah menjadi sarana yang efisien untuk mengangkut fluida di lepas pantai.

Berdasarkan aspek keamanan operasionalnya sendiri, pipa bawah laut harus memiliki kemampuan yang baik dalam menerima semua beban yang bekerja baik secara internal, yaitu fluida yang mengalir dalam pipa tersebut maupun beban eksternal yakni beban lingkungan disekitar pipa bawah laut. Konstruksi pipa bawah laut merupakan sebuah konstruksi yang mahal oleh karena itu diupayakan penghematan melalui penggunaan teknologi yang paling terkemuka terutama dalam hal *metallurgy*, *welding*, *coatings*, *corrosion*, *protection* dan metode pemasangan agar konstruksi tersebut dapat diinstal dan beroperasi dengan baik sesuai dengan tujuannya (Soegiono, 2007).

Ketika beroperasi pipa bawah laut akan berada pada kondisi tekanan dan temperature yang tinggi. Pada pipa yang hanya meletak pada *seabed* dan beroperasi

dalam kondisi temperature dan *pressure* yang tinggi sangat berpotensi untuk mengalami ekspansi, *walking* dan *buckling* serta terjadinya perubahan konfigurasi yang memiliki pengaruh terhadap masa operasi pipa. *Pipeline walking* merupakan sebuah fenomena pergerakan pipa searah *axial* pipa yang diakibatkan oleh adanya *axial displacement* yang terbentuk akibat interaksi antara pipa dengan tanah.

Menurut penelitiannya Hobbs (1984) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritikal pada pipa. Menurut Firileif dan Colberg 2005 dalam Tawekal 2008, gaya aksial yang timbul akibat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan adanya pengaruh *thermal*, *poisson effect's* dan *end cap* pada pipa.



Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014)

Gambar 1.1 merupakan gambaran beberapa rute *pipelines* yang menghubungkan beberapa *platforms* di area South Mahakam Field. Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis kerentanan pada salah satu pipa penyalur gas dengan panjang 7.5 km di South Mahakam Field dengan kedalaman peletakan maksimum sebesar 51.8 m terhadap ekspansi, *pipeline walking* dan *lateral buckling*. Analisis ekspansi pada pipa dilakukan dengan menghitung gaya-gaya penyebab ekspansi dan interaksinya dengan gaya tahanan tanah. Analisis *lateral buckling* dilakukan dengan membandingkan gaya aksial efektif pada pipa dengan gaya kritis penyebab *buckling*. Selain itu, pemodelan akan dilakukan menggunakan

software AUTOPIPE untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami *pipeline walking*.

1.2 Persamaan Masalah

Berdasarkan penjelasan latar belakang diatas, maka permasalahan yang akan dibahas adalah:

1. Berapakah besar ekspansi yang terjadi pada pipa akibat tekanan dan temperature yang dikenakan pada pipa ?
2. Apakah pipa berpotensi mengalami *lateral buckling*?
3. Apakah pipa berpotensi mengalami *pipeline walking*?

1.3 Tujuan

Dari pepersamaan masalah diatas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai yaitu:

1. Mengetahui nilai ekspansi pada pipa akibat pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi.
2. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *lateral buckling* pada pipa.
3. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *pipeline walking* pada pipa.

1.4 Manfaat

Penelitian pada tugas akhir ini diharapkan dapat memberi contoh studi kasus yang berkaitan dengan pengaplikasian ilmu Teknik Kelautan di bidang *oil and gas*. Selain itu tugas akhir ini diharapkan dapat memberi informasi dan wawasan mengenai fenomena *thermal expansion*, *pipeline walking* dan *lateral buckling* yang dapat mempengaruhi konfigurasi dan performa pipa saat beroperasi.

1.5 Batasan Masalah

Agar lebih memudahkan analisis dan dapat dicapai tujuan yang diharapkan, maka perlu diberikan batasan-batasan sebagai berikut:

1. Data desain dan operasional dari pipa dengan diameter 12", panjang 7.5 km yang menghubungkan antara dua platform yaitu Jempang Metulang dan East Mandu

2. Kondisi pipa yang digunakan dalam analisis adalah pipa dalam kondisi operasi.
3. Freespan diabaikan.
4. Pipa diletakkan pada *seabed* tanpa *trenching* dan *buried*.
5. Pipa dalam kondisi *unrestrained*.
6. Menggunakan metode Hobbs dalam analisis kerentanan terhadap lateral *buckling*.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan laporan tugas akhir ini adalah:

BAB 1 : PENDAHULUAN

Pada bab ini dijelaskan tentang latar belakang, persamaan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian serta batasan masalah yang digunakan untuk memudahkan analisis.

BAB 2 : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini dijelaskan mengenai tinjauan pustaka yakni penelitian penelitian terkait pada tahun-tahun sebelumnya dan dasar teori yang digunakan sebagai landasan penunjang dalam pengerjaan tugas akhir.

BAB 3 : METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai diagram alir pengerjaan tugas akhir dan penjelasan mengenai langkah pengerjaan.

BAB 4 : ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai langkah pengerjaan studi kasus yang dianalisa sesuai dengan alur pengerjaannya.

BAB 5 : KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini dijelaskan kesimpulan yang ditarik dari hasil analisa yang telah di bahas serta saran bagi pembaca yang dapat menunjang hasil analisis untuk penelitian selanjutnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Fenomena global *buckling* merupakan sebuah fenomena rentan yang dialami pipa bawah laut dikarenakan ketika pipa beroperasi pipa berada dalam tekanan dan temperature yang tinggi. Oleh sebab itu dalam perancangan pipa bawah laut berbagai aspek penting seperti kondisi lingkungan sangat menentukan kriteria desain pipa yang akan dibuat.

Penelitian yang terkait dengan *pipeline walking* dan lateral *buckling* telah banyak dilakukan sebelumnya. Menurut (Eton, 2011 dalam Tsani,2017) saat suatu *pipeline* beroperasi di laut dalam, *pipeline* akan mengalami peningkatan tekanan dan suhu. Peningkatan tersebut mengakibatkan *pipeline* mengalami ekspansi, namun ekspansi ini biasanya tertahan oleh gaya friksi yang timbul antara *seabed* dan *pipeline*. Displasmen yang terjadi pada pipa dapat secara vertikal (*upheavel buckling*), lateral (*lateral buckling*), aksial (*pipeline walking*).

Gaya aksial yang timbul saat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan akibat adanya pengaruh *thermal*, *poisson's effect* dan end cap pipa (Firileif *et al.*, 2005). (Hobbs *et al.*, 1989) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan dengan gaya tekuk kritikal pada pipa.

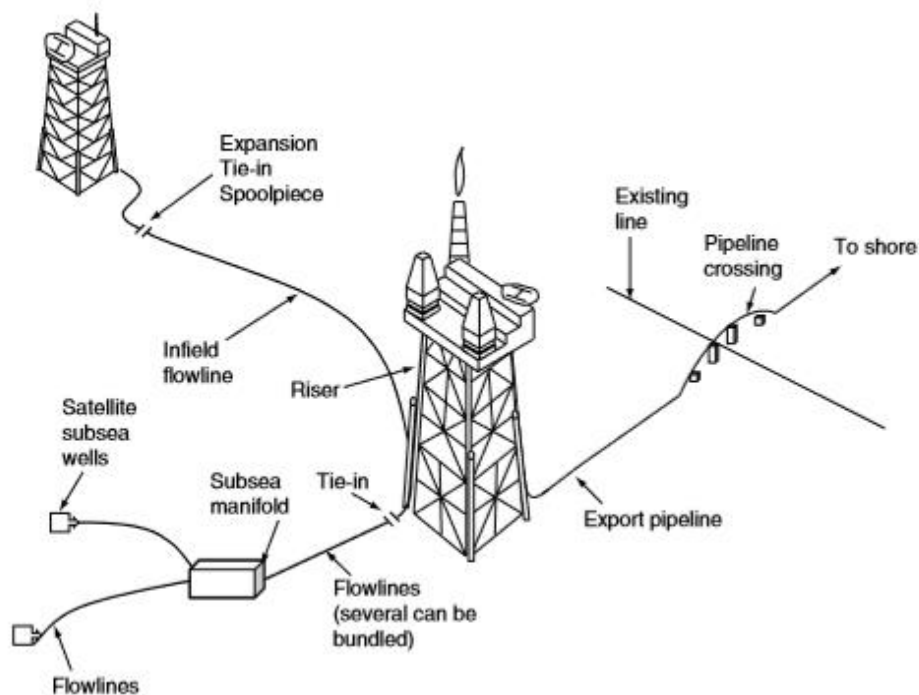
Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis terkait *pipeline walking* dan lateral *buckling*. Analisis terkait sudah banyak dilakukan oleh peneliti sebelumnya seperti Obelle Ifanna Isaac (2013) membahas tentang “Lateral *Buckling* dan *Axial Walking* of Surface Laid Subsea *Pipeline*”. Camilla Tveramo (2013) tentang *Pipeline walking* of High Pressure/Temperature Flowlines”.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Pipa bawah laut atau offshore *pipeline* merupakan sebuah mode transportasi untuk menyalurkan fluida yang berada di perairan atau bawah laut. Terdapat

berbagai jenis pipa yang digunakan dalam offshore *pipeline* seperti yang digambarkan pada Gambar 2.1 yaitu:



Gambar 2.1 Kegunaan *offshore pipelines* (Bai, 2001)

1. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *satellite subsea well* ke *subsea manifold*.
2. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *subsea manifolds* ke *production facility platform*.
3. *Infield flowline* adalah *pipeline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas antara *production facility platform* satu dengan lainnya.
4. *Export pipeline* adalah pipa yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *production facility platform* ke daratan.
5. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan air atau bahan kimia dari *production facility platform* melalui *subsea injection wellhead*.

2.2.2 Pipeline Soil Interaction

Interaksi antara tanah pada dasar laut dengan pipa dapat mempengaruhi beberapa aspek dalam pipa bawah laut selama proses instalasi dan ketika beroperasi, diantaranya:

- Stabilitas lateral pipa bawah laut saat dikenai gaya *hydrodynamics* saat instalasi dan saat pipa beroperasi.
- *Global buckling* dan *thermal expansion*.
- *Freespan* pada pipa.
- *Pipeline laying*, dan metode *bottom towing and pulling-in* ketika instalasi pipa.

Pipe soil interaction terdiri dari kekakuan *seabed* dan tahanan gesek tanah terhadap pergerakan dengan arah *axial* dan lateral pada pipa. Tahanan gesek tanah paling utama didasarkan pada Coulumb friction untuk tanah *noncohesive* (pasir), *cohesive* (*clay*) dan kombinasi antara keduanya (*silt-soil* dan *sand-soil*). (Bai, 2014). Pada pipa yang diletakkan di atas *seabed*, terjadi gesekan antara permukaan pipa dengan permukaan tanah yang menimbulkan gaya tahanan gesekan tanah. Gaya tahanan tanah ini bekerja secara berlawanan dengan pergerakan pipa ketika mengalami ekspansi. Ketika gaya tahanan tanah mampu menahan gaya-gaya pemicu ekspansi pada pipa maka pipa akan mengalami keadaan *fully restrained*, dimana pipa tidak akan mengalami pergerakan. Sebaliknya, jika gaya tahanan tanah tidak mencukupi untuk menahan gaya-gaya pemicu ekspansi maka pipa akan mengalami keadaan *fully mobilized*. Besarnya gaya tahanan tanah yang terbentuk sangat bergantung pada besarnya nilai *axial* friction coefficient tanah dan berat pipa terendam.

Friction coefficient merupakan rasio atau perbandingan antara *friction force* (berupa tekanan yang diberikan pipa terhadap tanah) dengan soil properties dan penetrasi pipa. Interaksi antara pipa dengan tanah ini digambarkan dengan model sederhana menggunakan metode *Coulumb Friction* model. Berikut merupakan persamaan regangan gesek dan gaya gesek yang dialami pipa untuk kondisi pipa di dasar laut:

$$\epsilon_{friction} = \frac{\mu \times W_{submerged} \times L_{anchor}}{A_S \times E} \quad (2.1)$$

$$N_{friction} = \mu \times W_{submerged} \quad (2.2)$$

Dimana :

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam ($\frac{N}{m}$)

E = modulus elastisitas (Pa)

A_s = cross sectional pipa (m^2)

2.2.3 Perhitungan Umum Pipa

Sebelum melakukan analisa pipa lebih lanjut maka perlu dilakukan perhitungan pipa secara umum untuk mengetahui beberapa data yang akan digunakan dalam analisa. Perhitungan yang dibutuhkan sebagai berikut:

2.2.3.1 Pipe Properties

Dimensi pipa merupakan aspek penting yang dibutuhkan dalam analisa kondisi pipa. Namun, tidak semua perhitungan terdapat pada data awal. Sehingga dibutuhkan perhitungan lanjutan untuk mengetahui dimensi pipa lainnya.

1. Diameter Total Pipa (D_t)

Diameter luar total pipa merupakan penjumlahan keseluruhan pipa yaitu diameter *steel* dan tebal lapisan pelindungnya.

$$D_t = D_o + 2t_{cor} + 2t_{cc} \quad (2.3)$$

2. Diameter Dalam Pipa (D_i)

Diameter dalam pipa merupakan diameter maksimal yang dapat dialiri fluida dalam pipa bawah laut.

$$D_i = D_o - 2t_{steel} \quad (2.4)$$

3. Diameter Lapisan Anti Korosi (D_{cor})

$$D_{cor} = D_o + 2t_{cor} \quad (2.5)$$

4. Cross sectional area (A_s)

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \quad (2.6)$$

5. Luas penampang internal pipa (A_i)

$$A_i = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \quad (2.7)$$

6. Luas penampang eksternal pipa (A_e)

$$A_e = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \quad (2.8)$$

Dimana :

$$D_t = \text{diameter keseluruhan pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_o = \text{diameter luar steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_i = \text{diameter dalam steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_{cor} = \text{diameter corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cor} = \text{tebal corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cc} = \text{tebal concrete coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{steel} = \text{tebal pipa baja} \quad (\text{m})$$

$$A_i = \text{luas penampang internal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

$$A_e = \text{luas penampang eksternal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

2.2.3.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa aktual dihitung dengan menjumlahkan berat pipa baja itu sendiri, berat lapisan korosi, berat selimut beton dan berat isi atau fluida yang mengalir dalam pipa. Pada pipa bawah laut gaya apung bekerja secara berlawanan arah dengan berat pipa yang berfungsi untuk menyeimbangkan berat pipa itu sendiri. Tahapan perhitungan berat terendam pipa adalah sebagai berikut:

1. Berat pipa baja (W_{steel})

$$W_{steel} = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \rho_{steel} \quad (2.9)$$

2. Berat lapisan korosi (W_{cor})

$$W_{cor} = \frac{\pi}{4} (D_{cor}^2 - D_o^2) \rho_{cor} \cdot g \quad (2.10)$$

3. Berat lapisan *concrete coating* (W_{cc})

$$W_{cc} = \frac{\pi}{4} (D_t^2 - D_{cor}^2) \rho_{cc} \cdot g \quad (2.11)$$

4. Berat isi pipa (W_{cont})

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \rho_{cont} \cdot g \quad (2.12)$$

5. *Bouyancy* (B)

$$B = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \rho_w \cdot g \quad (2.13)$$

6. Berat pipa terendam (W_{sub})

$$W_{sub} = (W_{steel} + W_{cor} + W_{cc} + W_{cont}) - B \quad (2.14)$$

Dimana :

$$W_{steel} = \text{berat lapisan baja pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cor} = \text{berat } corrosion \text{ coating pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cc} = \text{berat lapisan concrete pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cont} = \text{berat isi pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$\rho_{steel} = \text{masa jenis pipa baja} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cor} = \text{masa jenis corrosion coating} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cc} = \text{masa jenis lapisan concrete} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cont} = \text{masa jenis isi pipa} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

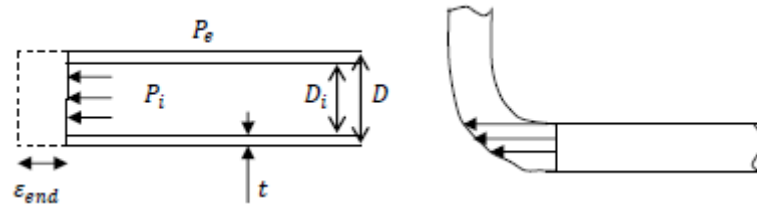
$$B = \text{gaya apung}$$

2.2.4 Analisis *Pipeline End Expansion*

Ketika pipa diletakkan pada *seabed* dengan kedua ujung bebas dan beroperasi dalam tekanan dan temperature yang tinggi, pipa akan mengalami ekspansi. Ekspansi yang terjadi pada pipa akan dilawan oleh gaya tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan arah ekspansi pada pipa, sehingga menimbulkan gaya compressive *axial* atau gaya tekan antara dinding pipa dengan permukaan tanah.

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif berupa regangan yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Jika gaya tahanan gesek tanah besar, maka panjang ekspansi yang dihasilkan akan semakin kecil dan sebaliknya jika gaya tahanan gesek tanah kecil maka ekspansi yang terbentuk panjangnya akan lebih besar. Regangan yang terjadi berupa regangan akibat ujung pipa yang tertutup (*end cap force*), regangan akibat sisa pengelasan (*poisson force*) dan regangan akibat ekspansi *thermal*.

2.2.4.1 Regangan Akibat Endcap



Gambar 2.2 *End Cap Effect* (Isaac, 2013)

Regangan akibat end cap dipengaruhi oleh perbedaan tekanan fluida yang mengalir di dalam pipa dengan tekanan dari luar pipa sehingga menimbulkan regangan secara longitudinal. Seperti terlihat pada Gambar 2.2 *end cap effect* biasanya terjadi pada ujung pipa atau pada bagian lekukan pipa. Untuk menghitung regangan akibat efek *end cap* digunakan perhitungan sebagai berikut:

$$\epsilon_{end} = \frac{\pi (P_i \cdot D_i^2 - P_e \cdot D_e^2)}{4 A_s \cdot E} \quad (2.15)$$

Dimana:

ϵ_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

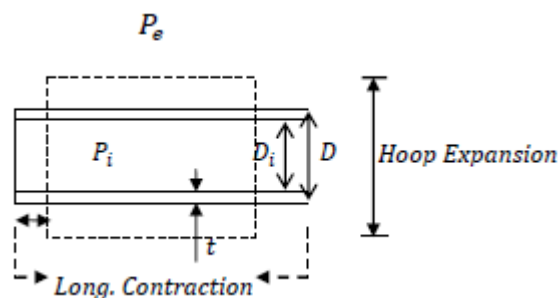
D_i = diameter internal pipa (m)

D_0 = Diameter eksternal pipa (m)

P_i = design *pressure* pipa ($\frac{N}{m^2}$)

P_e = tekanan eksternal ($\frac{N}{m^2}$)

2.2.4.2 Regangan Poisson



Gambar 2.3 *Poisson Effect* (Isaac, 2013)

Regangan poisson disebabkan oleh tegangan melingkar atau *hoop stress* yang bekerja pada pipa sehingga mengakibatkan pipa meluas. Pada Gambar 2.3 diketahui bahwa ketika pipa mengalami perluasan akibat *hoop stress*, *poisson effect* akan menyebabkan pipa menyusut searah longitudinal pipa atau berlawanan dengan regangan efek *end cap* nya. Persamaan untuk menghitung regangan efek *poisson* adalah sebagai berikut:

$$\varepsilon_v = -\nu \cdot \frac{(P_i \cdot D_i - P_e \cdot D_0)}{2 \cdot t_2 \cdot E} \quad (2.16)$$

Dimana:

ε_v = regangan akibat efek poisson

D_i = diameter internal pipa (m)

D_0 = Diameter eksternal pipa (m)

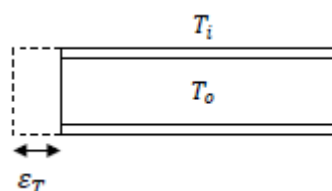
P_i = design *pressure* pipa $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

P_e = tekanan eksternal $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

t_2 = tebal dinding pipa = $t_{nom} - t_{corr}$ (m)

ν = poisson ratio

2.2.4.3 Regangan Akibat Perbedaan Temperature



Gambar 2.4 Efek Regangan *Thermal* (Isaac, 2013)

Pada saat setelah instalasi pipa akan mengalami perbedaan temperatur menjadi lebih dingin mengikuti temperature lingkungan sekitarnya. Ketika pipa mulai beroperasi pipa akan mengalami peningkatan temperature akibat fluida yang mengalir didalamnya. Perbedaan temperature yang terjadi seperti pada Gambar 2.4 akan mengakibatkan regangan yang mendasari terjadinya ekspansi. Berikut persamaan untuk menghitung regangan akibat perbedaan temperature:

$$\varepsilon_T = \alpha \cdot \Delta T \quad (2.17)$$

Dimana:

ε_T = regangan akibat temperatur

ΔT = perbedaan temperature (C°)

α = koefisien *thermal expansion* (C°)

Setelah melakukan perhitungan regangan akibat efek end cap, regangan efek poisson dan regangan akibat perbedaan temperature maka dapat diketahui total regangan yang bekerja pada pipa dengan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{total} = \varepsilon_{end} + \varepsilon_v + \varepsilon_T \quad (2.18)$$

Dimana:

ε_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

ε_v = regangan akibat efek poisson

ε_T = regangan akibat temperature

2.2.4.4 Net Strain pada Pipa

Setelah melakukan perhitungan frictional resistance dan gaya aksial atau total applied strain yang bekerja pada pipa, Net Strain pada pipa dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{net} = \varepsilon_{total} - \varepsilon_{friction} \quad (2.19)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

ε_{total} = total regangan yang bekerja pada pipa

$\varepsilon_{friction}$ = regangan gesek

2.2.4.5 Virtual anchor point

Virtual anchor point merupakan titik dimana gaya *axial* efektif yang bekerja pada pipa memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanah. Sehingga, pada

lokasi pipa yang dibatasi oleh anchor point (*virtual anchor spacing*) pipa tidak lagi mengalami pergerakan. Jarak antara *virtual anchor point* dengan ujung pipa adalah sebagai berikut:

$$L_A = \frac{F_{anchor}}{\mu \times W_{submerged}} \quad (2.20)$$

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam $\left(\frac{N}{m}\right)$

2.2.4.6 Pipe Expansion

Nilai ekspansi maksimum pada pipa merupakan akibat dari regangan total yang bekerja pada pipa dengan gaya tahanan tanah. Untuk mencari ekspansi pada ujung-ujung pipa menggunakan persamaan berikut:

$$\delta = \int_0^{VAP} \varepsilon_{net} dx \quad (2.21)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

VAP = *Virtual anchor point*

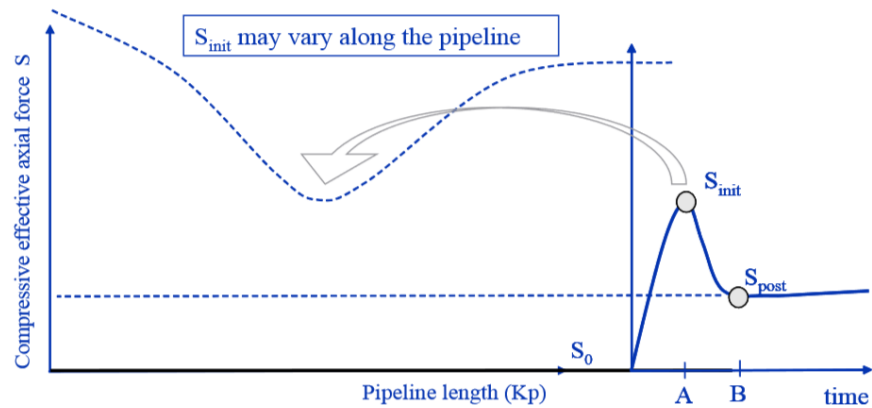
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Lateral *buckling* merupakan sebuah fenomena yang terjadi ketika pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi sehingga pipa mengalami ekspansi, ekspansi pada pipa akan ditahan oleh gaya gesek tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan ekspansi pada pipa sehingga menimbulkan interaksi antara pipa dengan tanah dan menghasilkan gaya *compressive axial force* pada dinding pipa. Oleh sebab itu pipa cenderung melepaskan kelebihan energi yang didapatkannya. Pada pipa yang berada di permukaan *seabed*, tanpa trenching dan dikubur cenderung melepaskan kelebihan energi ke arah lateral.

Menurut DNV RPF 110 terdapat beberapa tahapan mekanisme terbentuknya tekuk lateral pada pipa sebagai berikut:

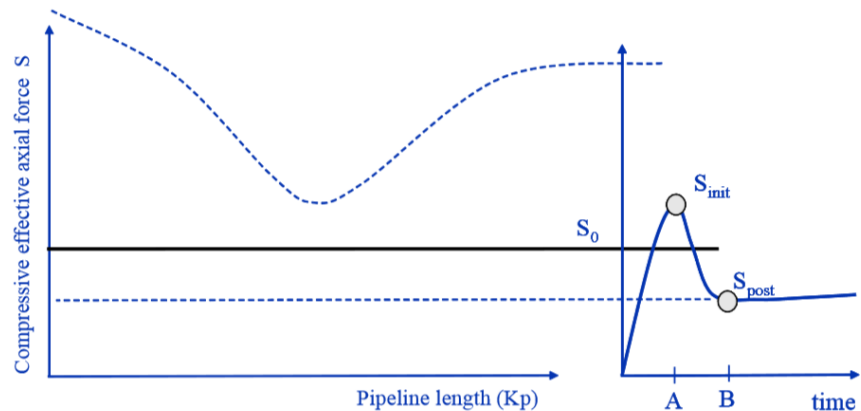
- 1) Pada Gambar 2.5 digambarkan tahap awal pipa mengalami *imperfection*. Pada tahap ini gaya aksial efektif penyebab *buckling* berada pada posisi terendahnya.

Dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan. S_{init} merupakan gaya aksial efektif pemicu *buckling*, dan S_{post} adalah gaya aksial efektif yang mendekati puncak setelah tekuk pertama.



Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa

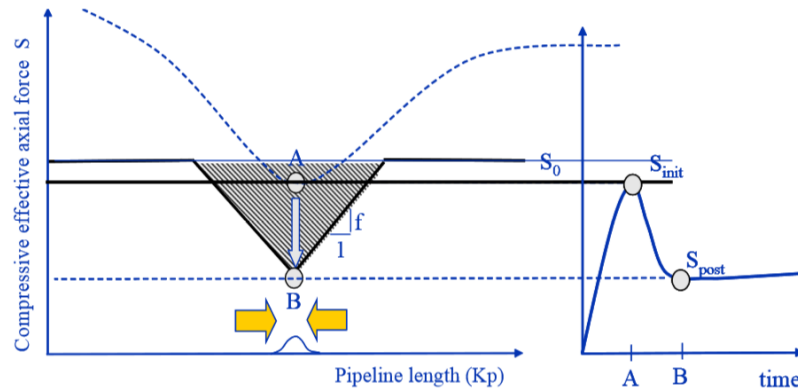
- 2) Tahapan selanjutnya ketika gaya tekan efektif meningkat hingga mencapai S_0 dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan seperti yang terlihat pada Gambar 2.6



Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan sebelum terjadinya *buckling*.

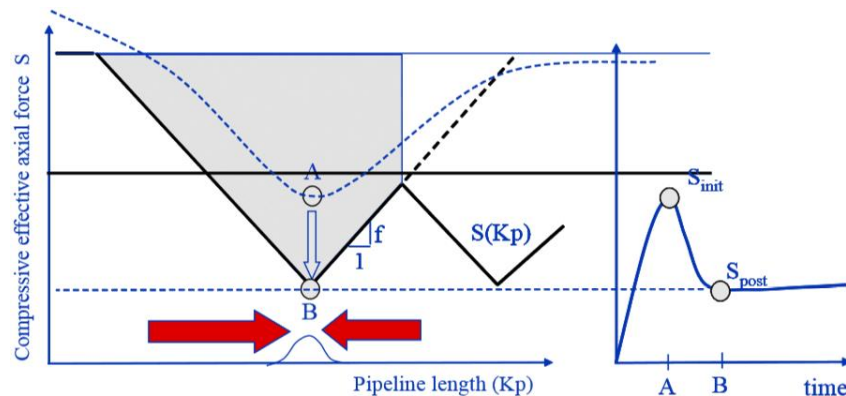
- 3) Gambar 2.7 merupakan tahapan selanjutnya ketika gaya aksial efektif tertahan S_0 mencapai S_{init} di titik A, pipa akan mengalami *buckling* dan gaya aksial efektif dipuncak akan mengalami

penurunan hingga mencapai S_{post} di titik B. Perubahan maksimum gaya efektif sama dengan gaya tahanan aksial akibat interaksi pipa dan tanah.



Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.

- 4) Pada Gambar 2.8 diketahui apabila tekanan atau temperature terus meningkat imperfection yang berdekatan akan berpotensi mengalami tekuk dan diagram gaya akan berubah. Pada tahap ini gaya konstan akan tetapi kelebihan gaya pada daerah dimana pipa mengalami pergerakan akibat ekspansi, setara dengan daerah bayangan, sedangkan kapasitas *buckling* pada pipa turun hingga $S_{post} \cdot S_{KP}$ adalah gaya aksial efektif di sepanjang pipa.



Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa

Gaya aksial efektif penyebab terjadinya *buckling* adalah:

$$S_{eff} = H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2\nu) - A_s \cdot E_{steel} \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (2.22)$$

Dimana :

S_{eff} = gaya aksial efektif (N)

H = residual lay tension (N)

ΔP_i = perubahan internal *pressure* (Pa)

A_i = area internal pipa (m²)

A_s = cross sectional area pipa (m²)

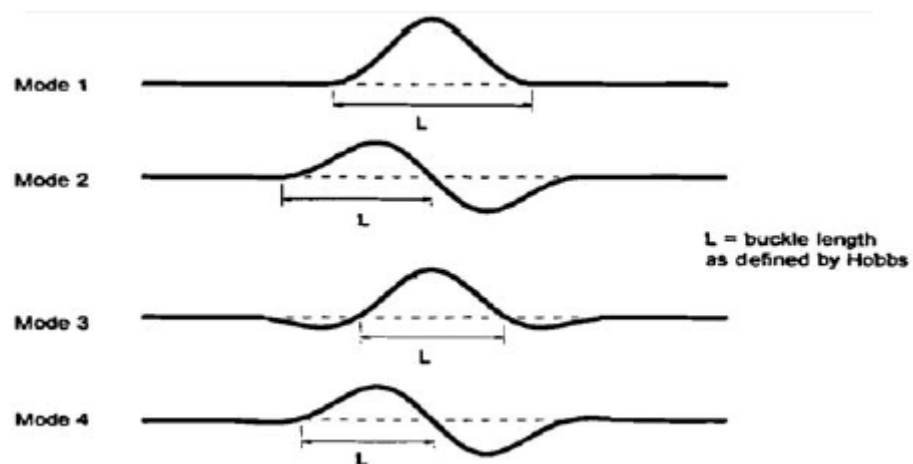
ν = poisson ratio

α = coefficient *thermal* expansion (C^o)

ΔT = perbedaan temperature (C^o)

2.2.6 Metode Hobbs

Menurut DNV RP F110, terdapat 3 metode analisis yang dapat digunakan untuk melakukan analisis tekuk lateral pada pipa, yaitu metode Hobbs, Van Gaf dan Spinazzle. Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan adalah metode Hobbs. Dalam metode Hobbs, diasumsikan bahwa pipa sebagai balok kolom yang terkena gaya aksial dan initial imperfection tidak diperhitungkan. Menurut Hobbs pipa akan mengalami tekuk dalam beberapa mode seperti terlihat pada Gambar 2.9



Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode

Dalam metode Hobbs, hubungan antara gaya aksial efektif pada kondisi totally constraint dan panjang tekuk dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$P_0 = P_{eff} + k_3 + \mu_a \cdot W \cdot L \left[\sqrt{\left(1 + K_2 \frac{E \cdot A \cdot \mu_l^2 \cdot W \cdot L^5}{\mu_a \cdot (E \cdot I)^2}\right)} - 1 \right] \quad (2.23)$$

Dimana:

P_0 = gaya aksial sebelum *buckling* (N)

P_{eff} = gaya aksial efektif (N)

k_3 = konstanta Hobbs

μ_a = konstanta gaya gesek aksial

W = berat terendam pipa ($\frac{N}{m}$)

Gaya aksial efektif berlaku untuk semua mode dan diplot terhadap panjang gelombang *buckling*. Gaya *buckling* kritis dapat ditemukan dengan mengambil gaya aksial terkecil pada tiap modusnya.

$$N_{HOBBS} = \min(P_{Omode1}, P_{Omode2}, P_{Omode3}, P_{Omode4}, P_{Omode}) \quad (2.24)$$

Dimana:

N_{HOBBS} = Gaya aksial pemicu *buckling* mode 1 sampai tak hingga

Penentuan besar gaya *buckling* kritis di sepanjang pipa adalah dengan membandingkan besar gaya *buckling* Hobbs dengan gaya *buckling* yang terjadi akibat ketidak lurusan pipa (*out of straightness*).

$$N_{kritis} = \min(N_{HOBBS}, N_{OSS}) \quad (2.25)$$

$$N_{OSS} = \mu_{lm} \cdot W_S \cdot R \quad (2.26)$$

Dimana:

N_{kritis} = gaya kritis terjadinya *buckling* (N)

N_{OSS} = gaya yang menyebabkan out of straightness (N)

μ_{lm} = koefisien gaya gesek lateral minimum

R = radius curvature

f = factor design

Setelah dilakukan perhitungan terhadap gaya *buckling* kritis maka dapat dilakukan pengecekan dimana pipa akan rentan terhadap lateral *buckling* jika memenuhi persamaan dibawah ini:

$$N_{max} \geq N_{kritis} \quad (2.27)$$

$$N_{max} = \min(S_{eff}, N_{friction}) \quad (2.28)$$

Dimana:

$$N_{friction} = \text{ gaya gesek maksimum } \quad (N)$$

$$S_{eff} = \text{ gaya aksial efektif } \quad (N)$$

Pada perhitungan lateral *buckling* dengan menggunakan metode Hobbs terdapat komponen konstanta yang nilainya terdapat dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs

Mode	k1	k2	k3	k4	k5
1	80.76	0.0000639	0.5	0.00241	0.06938
2	$4\pi^2$	0.000174	1	0.00553	0.1088
3	34.06	0.000167	1.294	0.0103	0.1434
4	28.1	0.000241	1.608	0.0105	0.1434

2.2.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking atau pipa berjalan merupakan sebuah fenomena berjalannya pipa sebagai respon terhadap *axial displacement* yang terjadi akibat pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi. Sebagian besar *pipeline walking* akan terjadi pada pipa yang tergolong pada pipa pendek. Pipa pendek adalah pipa dengan panjang keseluruhannya tidak mencukupi untuk membangun gaya tahanan tanah untuk menahan terjadinya ekspansi. *Pipeline walking* juga dapat terjadi pada pipa yang terindikasi pipa panjang. Yaitu, pipa yang dengan keseluruhan panjangnya dapat membangun gaya tahanan tanah sehingga tercipta kondisi fully restrained pada pipa. Hal ini terjadi ketika pipa telah

mengalami lateral *buckling*. Kecenderungan pipa untuk berjalan ditentukan oleh panjang pipa dan nilai *axial friction*.

Selama siklus hidupnya pipa akan mengalami kondisi start-up dan shut down, hal ini dapat memicu laju *walking* yang terjadi pada pipa. *Pipeline walking* dapat terjadi akibat beberapa hal berikut ini:

- Pada pipa pendek yang mengalami gradien *thermal* transient (pergerakan searah *axial* menuju ujung pipa)
- *Seabed* slope (kemiringan *seabed*) di sepanjang pipa.
- Gaya tarikan yang terjadi pada ujung pipa akibat *steel catenary riser*.

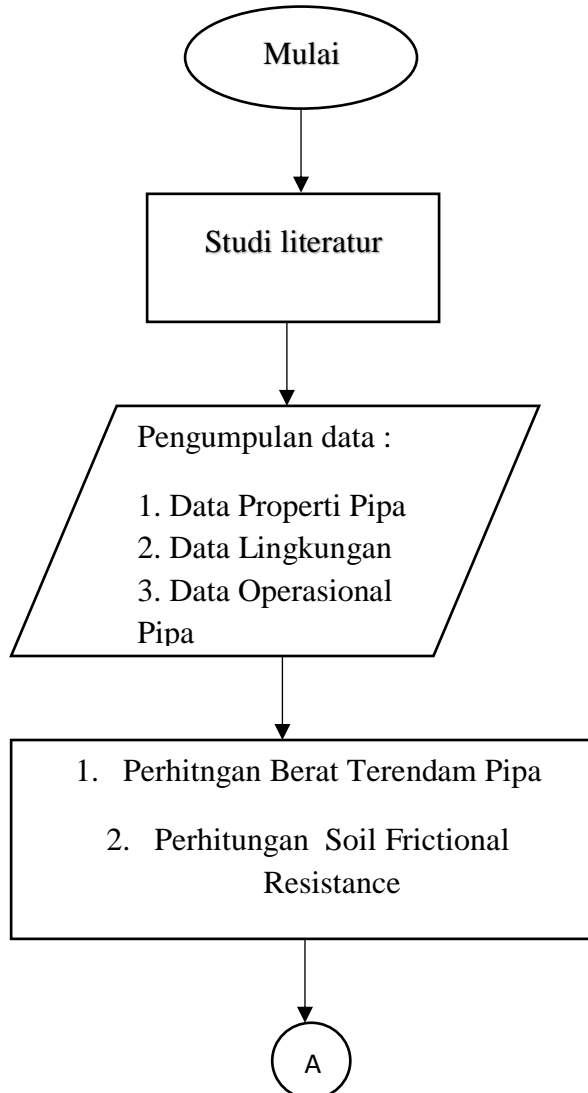
Selama beberapa kali siklus start-up dan shut-down yang terjadi pada pipa maka akan menyebabkan pertambahan *axial displacement* sehingga laju *walking* yang dihasilkan setiap siklus akan semakin besar.

BAB III

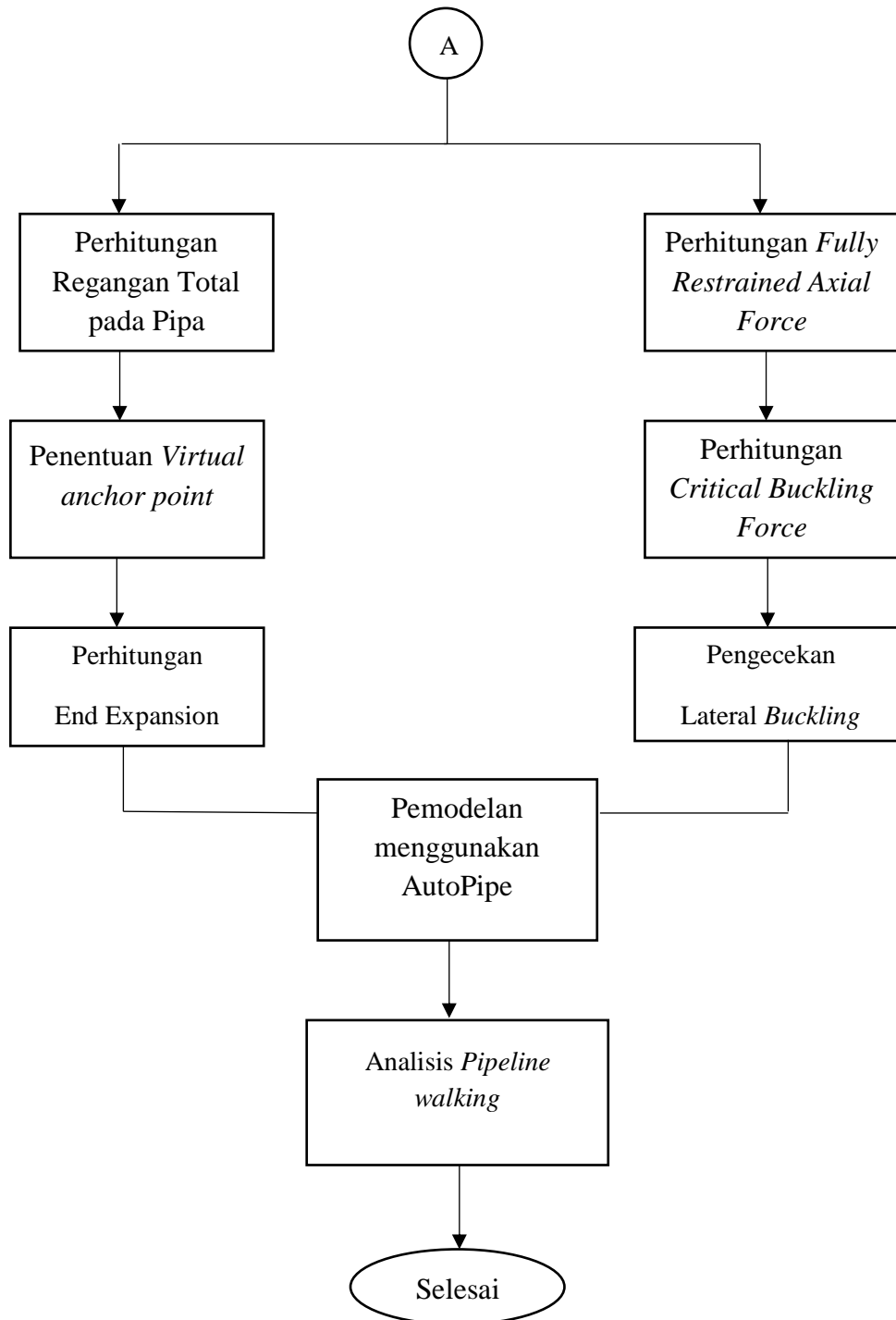
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan secara umum dapat digambarkan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian

3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan

Berdasarkan diagram alir di atas adapun langkah-langkah pengerjaan pada Tugas Akhir ini untuk mencapai tujuan yang diinginkan adalah sebagai berikut:

1. Studi literatur

Membaca dan mempelajari beberapa studi literature berupa buku, jurnal dan tugas akhir terdahulu terkait *pipeline walking* dan *laterala buckling* serta codes yang berhubungan guna menambah wawasan dan pengetahuan terkait analisa.

2. Pengumpulan data

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini meliputi data properties pipa, data lingkungan dan data operasional pipa.

Data properties pipa : tebal pipa, panjang pipa, jenis material pipa, densitas dan modulus elastisitas.

Data lingkungan : kedalaman perairan tempat pipa digelar, densitas air, data tanah, data arus dan data gelombang.

Data operasional pipa : meliputi data desain pipa seperti temperature dan tekanan saat masa operasi dan design.

3. Perhitungan berat terendam pipa

Berat pipa terendam merupakan perhitungan selisih antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa.

4. Perhitungan frictional resistance

Perhitungan *frictional resistance* merupakan perhitungan gaya tahanan gesek tanah yang ditimbulkan akibat pipa mengalami ekspansi karena pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi. *Frictional resistance* tanah bekerja berlawanan arah dengan pergerakan pipa.

5. Perhitungan regangan total pada pipa

Regangan total pada pipa merupakan regangan yang terjadi pada pipa akibat terkena temperature dan tekanan yang tinggi sehingga menimbulkan regangan yang diakibatkan efek *end cap* pipa, regangan akibat *poisson* dan regangan akibat perbedaan temperature.

6. Penentuan *virtual anchor point*

Titik *virtual anchor point* ditentukan dengan menghitung gaya tahanan tanah dan gaya regangan total nya. Titik *virtual anchor point* terbentuk ketika gaya tahanan tanah bernilai sama dengan gaya regangan total pipa.

7. Analisis end-expansion

Merupakan analisis yang dilakukan untuk mengetahui besar ekspansi yang terjadi pada pipa dan mengetahui kategori pipa sebagai pipa panjang atau pipa pendek .

8. Perhitungan fully restrained axial force

Fully restrained axial force merupakan total gaya-gaya pemicu *buckling* pada pipa akibat pengaruh suhu dan tekanan.

9. Perhitungan gaya critical buckling

Perhitungan *critical buckling* menggunakan metode Hobbs dengan perhitungan per mode sesuai dengan bentuk *buckling* yang bentuk menurut Hobbs.

10. Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Merupakan perhitungan yang digunakan untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami lateral *buckling* dengan membandingkan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya pemicu *buckling*nya.

11. Pemodelan menggunakan Autopipe

Permodelan menggunakan software AutoPipe dilakukan untuk mengetahui besarnya *axial displacement* yang terjadi pada pipa dan potensi pipa untuk *walking*.

12. Analisis hasil dan pembahasan

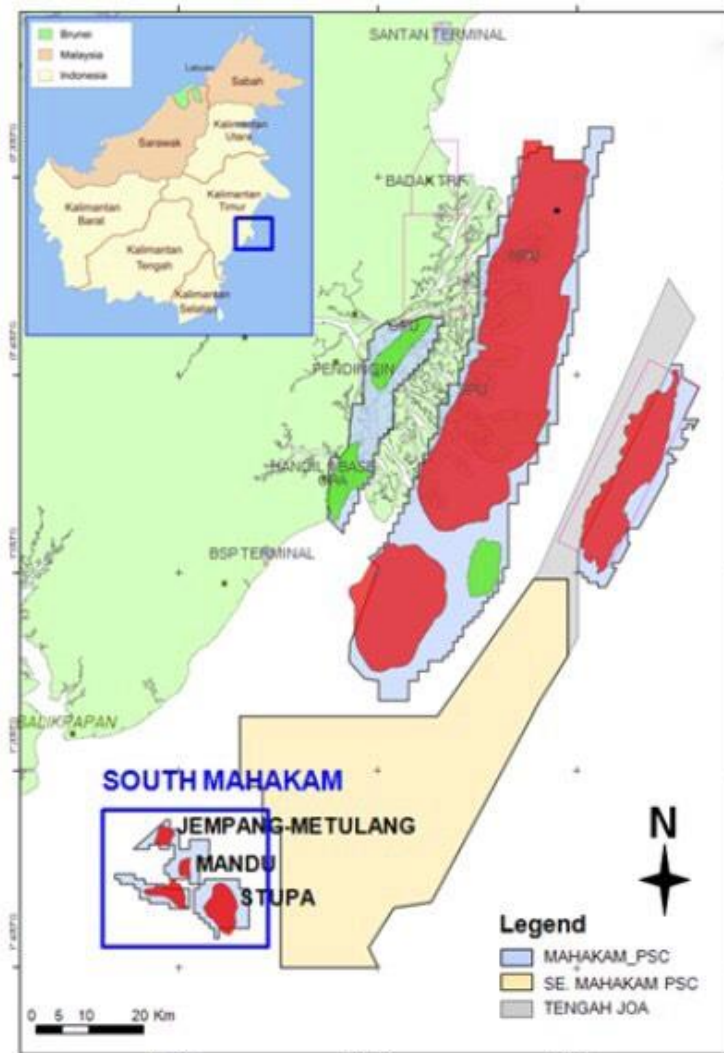
Setelah dilakukan perhitungan dan analisa terhadap kondisi pipa maka akan didapatkan hasil dan kesimpulan akhir dari studi kasus pada penelitian.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Pipa

Gambar 4.1 merupakan peta lokasi South Mahakam Field dan beberapa platform di dalamnya.



Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field

South Mahakam merupakan suatu area yang berada pada blok kontrak karya migas Mahakam PSC (*Production Sharing Contract*) yang dioperasikan oleh Total E&P Indonesia sejak tahun 1970. Lapangan gas ini terletak 35 km tenggara dari lepas pantai Balikpapan, Kalimantan Timur dan 58 km selatan Peciko Field. Pada area ini terdapat empat lapangan migas yaitu: Stupa, Mandu, Jempang – Metulang dan Jemulai. Pada penelitian ini dilakukan analisis terhadap pipa penyalur gas yang menghubungkan dua platform yakni Jempang Metulang dan East Mandu dengan

ukuran pipa 12 inch sepanjang 7.5 km dan berada pada perairan dengan kedalaman 46-60 meter.

4.1.1 Data Properties Pipa

Berikut merupakan data properties pipa yang akan dianalisis:

Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu

<i>Pipeline Parameters</i>				
<i>Pipeline Length</i>	Length	=	7.5	km
Pipe External Diameter	D _o	=	323.85	mm
Wall Thickness KP. 0 - 2.5	t1	=	19.1	mm
Wall Thickness KP. 2.5 - 7.5	t2	=	15.9	mm
Steel Density	ρ _{st}	=	7850	kg.m ⁻³
Coefficient of <i>Thermal</i> Expansion	α	=	1.17E-05	°C ⁻¹
Specified Minimum Yield Strength	SMYS	=	450	MPa
Specified Minimum Tensile Strength	SMTS	=	535	MPa
Poisson Ration	v	=	0.3	
Steel Grade		=	API 5L X65	

4.1.2 Coating Properties

Pipa yang terbuat dari baja akan dilapisi dengan anti corrosion coating untuk menghindari terjadinya korosi pada pipa yang disebabkan oleh air laut. Selain itu penambahan lapisan concrete beton juga dilakukan untuk memenuhi kriteria stabilitas pipa.

Tabel 4.2 Coating Properties

Coating Properties				
Anti Corrosion Coating Type	-	=	3LPP	km
Coating Thickness	tcc	=	3.2	mm
Coating Density	ρ _{cc}	=	900	kg.m ⁻³

Coating Properties				
CWC Thickness	twc	=	15.9	mm
CWC Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m^{-3}
Field Joint Cut back Length	FJ	=	0.35	m
Field Joint Infill Density	ρ_{fj}	=	900	kg.m^{-3}

4.1.3 Data Operasional Pipa

Berikut merupakan data parameter pipa ketika dalam tahap design dan masa operasi:

Tabel 4.3 Data Operasional Pipa

Data Operasional Pipa				
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m^{-3}
Profile Temperature	Top	=	105	$^{\circ}\text{C}$
Max Operating Temperature	Tmax	=	120	$^{\circ}\text{C}$
Design Pressure	Pd	=	70	barg
MAOP	Pi	=	70	barg

4.1.4 Data Lingkungan Pipa

Berikut merupakan data yang terkait dengan lingkungan sekitar pipa seperti data tanah, kedalaman peletakan pipa, serta gelombang dan arus.

Tabel 4.4 Data Perairan

Data Perairan Pipa				
Density of Sea Water	ρ_{water}	=	1026	kg.m^{-3}
Ambient Temperature	Tamb	=	26.5	$^{\circ}\text{C}$

Tabel 4.5 Data Gelombang

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 YEAR	10 YEAR	100 YEAR	
Max. Wave Height	Hmax	3.3	5	6.2	m
Max. Wave Period	Tmax	6.9	7.9	8.6	s
Significant Wave Height	Hs	1.8	2.7	3.4	m
Spectral Peak Period	Tp	6.5	7.5	8.2	s

Tabel 4.6 Data Arus

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 Year	10 Year	100 Year	
Usurface	Us	0.8	1.15	1.45	m/s
Umid-Depth	Um	0.7	0.85	1	m/s
U+1m Abs	Umabs	0.65	0.7	0.85	m/s

Tabel 4.7 Data Tanah

Soil Parameters (Clay)				
<i>Seabed</i> Roughness	Z_o	=	5.21	m
<i>Seabed</i> Grain Size	d_{50}	=	0.0625	mm
Undrained Shear Strength	S_u	=	1.8	kPa
Dry Unit Soil Weight	γ_s	=	18000	N/m ³

Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient

Soil Friction Coefficient		
KP (km)	<i>Axial</i> Friction Coefficient	<i>Lateral</i> Friction Coefficient
0 - 2.5	0.76	0.55
2.5 - 7.5	0.77	0.5

Tabel 4.9 Kedalaman Pipa

<i>Pipeline Depth</i>	
KP (km)	Kedalaman (m)
0	-46.6
0.5	-46.6
1	-46.6
1.5	-46.95
2	-47.25
2.5	-47.75
3	-47.9
3.5	-48.2
4	-48.5
4.5	-49.3
5	-50.5
5.5	-50.5
6	-50.5
6.5	-50.25
7	-50.05
7.5	-51.8

4.2 Perhitungan Berat Pipa Terendam

Sebelum melakukan perhitungan terhadap berat pipa terendam perlu dilakukan perhitungan yang berkaitan dengan parameter-parameter umum. Berikut merupakan parameter umum yang digunakan.

4.2.1 Data Parameter Pipa

Pada Tabel 4.9 dibawah ini terdapat parameter-parameter perhitungan yang digunakan dalam tugas akhir ini:

Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan

<i>Pipeline Parameters</i>				
Diameter Luar Pipa	D_o	=	323.85	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 0-2.5	t_1	=	19.1	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 2.501-7.5	t_2	=	15.9	mm

<i>Pipeline Parameters</i>				
Tebal Corrosion Coating	tcc	=	3.2	mm
Corrosion Allowance	tcorr	=	0	mm
Steel Density	ρ_{st}	=	7850	kg.m ⁻³
Coating Density	ρ_{cc}	=	900	kg.m ⁻³
Cwc Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m ⁻³
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m ⁻³
Panjang Joint Pipa	Lpj	=	12.2	m

Setelah mengetahui nilai parameter dasar perhitungan, maka menggunakan persamaan (2.3) sampai dengan (2.6) didapatkan nilai diameter total pipa, diameter dalam pipa dan *cross sectional area* sebagai berikut:

KP (km)	Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
KP (0-2.5)	Diameter Total Pipa	D_{t_x}	0.41025	m
KP (2.5-7.5)			0.41025	m
KP (0-2.5)	Tebal Nominal Pipa	t_{2_x}	0.0191	m
KP (2.5-7.5)			0.0159	m
KP (0-2.5)	Diameter Dalam Pipa	D_{i_x}	0.2856	m
KP (2.5-7.5)			0.2920	m
KP (0-2.5)	Cross Sectional Area	A_{s_x}	0.0182	m ²
KP (2.5-7.5)			0.0153	m ²

4.2.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa terendam merupakan selisih perhitungan antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa. Pada Tabel 4.10 dan 4.11 berikut merupakan hasil

perhitungan berat terendam pipa menggunakan persamaan (2.9) sampai dengan (2.14) .

Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)

Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1751.9883	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	31.872824	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	1145.9718	N/m

Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)

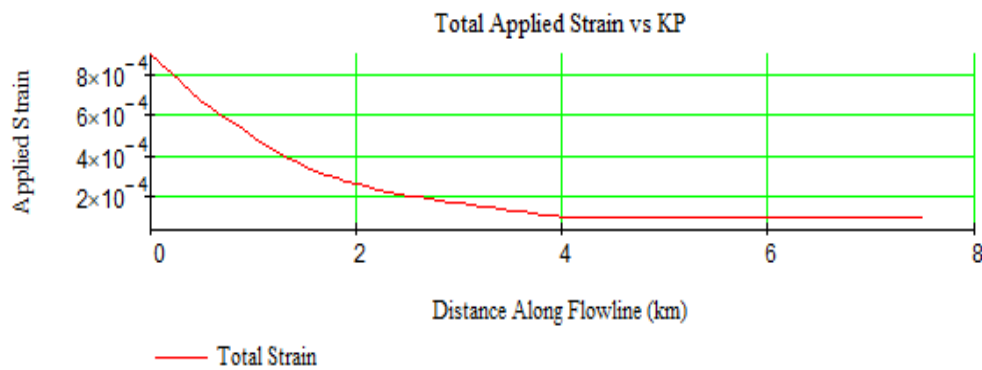
Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1473.7759	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	33.317048	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	923.42298	N/m

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa berat terendam pipa untuk KP 0-2.5 km adalah 1145.972 N/m dan untuk KP 2.5-7.5 sebesar 923.423 N/m.

4.3 Perhitungan Regangan Total

Perhitungan regangan total dilakukan untuk mengetahui *axial force* berupa regangan (strain) yang bekerja di sepanjang KP yang telah ditentukan. Regangan yang terjadi berupa penjumlahan regangan yang disebabkan efek *end cap*, regangan efek *poisson* dan regangan efek *thermal*.

Dengan perhitungan regangan total pada pipa dapat diketahui titik *virtual anchor point*, yaitu titik dimana pipa tidak mengalami pergerakan atau ekspansi akibat pengaruh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Berikut merupakan grafik yang menggambarkan nilai regangan yang terjadi pada pipa bawah laut di setiap KP nya:



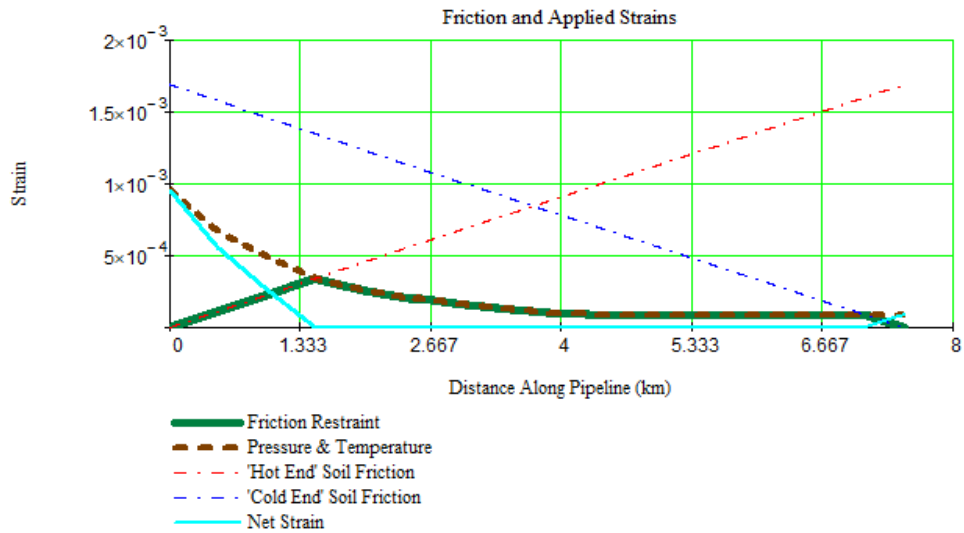
Gambar 4.2 Grafik *Total Applied Strain* Sepanjang KP

Gambar 4.2 menunjukkan nilai dari total applied strain yang terjadi pada pipa bawah laut. Dari grafik diatas diketahui nilai total regangan per KP maksimum adalah 8.9816×10^{-4} yang terdapat pada KP 0 karena nilai temperature maksimum pada ujung pipa.

4.4 Perhitungan Frictional Resistance

Pipa yang diletakkan pada *seabed* akan mengalami interaksi dengan tanah sehingga menghasilkan gaya gesek yang berlawanan arah dengan arah ekspansi pipa. Nilai gaya gesekan tanah dipengaruhi oleh jenis tanah (*axial friction factor*) dan berat terendam pipa serta panjang pipa. Perhitungan frictional resistance dilakukan dengan menjumlahkan gesekan yang terjadi pada setiap KP step.

Setelah mengetahui nilai tahanan gesek yang bekerja pada pipa, maka dapat diketahui *net strain* dengan mengurangi nilai *total applied strain* yang bekerja di sepanjang pipa dengan *frictional resistance* nya. Berikut merupakan perhitungan *frictional resistance* dan *net strain* pada pipa.



Gambar 4.3 Grafik *Frictional Strain* dan *Net Strain*

Pada Gambar 4.3 diketahui nilai maksimum frictional resistance yang bekerja pada pipa sebesar 3.3652×10^{-4} dan nilai maksimum net strain sebesar 8.9816×10^{-4} .

4.5 Analisis Pipeline End-Expansion

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Ketika pipa bawah laut mengalami ekspansi, pipa akan mengalami regangan dan penambahan di kedua ujung-ujungnya. Setelah diketahui besar frictional resistance yang bekerja dapat diketahui pada pipa letak *virtual anchor point* dan panjang ekspansi yang terjadi.

4.5.1 Penentuan Titik *Virtual anchor point*

Titik *Virtual anchor point* merupakan titik dimana gaya aksial efektif maksimum memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanahnya sehingga pipa berhenti berekspansi. Jarak *virtual anchor point* dari ujung hot end dan ujung cold end terdapat pada Tabel 4.15:

Tabel 4.12 Jarak Titik *Virtual anchor point* dengan Ujung Pipa

LA _{hotend} (m)	LA _{coldend} (m)
1485	401

4.5.2 Pipe Expansion

Tingkat ekspansi yang terjadi pada pipa sangat dipengaruhi oleh operasional *pressure* dan *temperature*, berat pipa, serta gaya tahanan tanah. Besarnya ekspansi yang terjadi pada pipa diketahui dengan mengintegrasikan selisih gaya efektif dan gaya tahanan tanah dengan *virtual anchor point* yang terbentuk pada kedua ujung-ujung pipa. Menurut persamaan (2.20) maka ekspansi pada ujung hot end dan ujung cold end adalah:

Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa

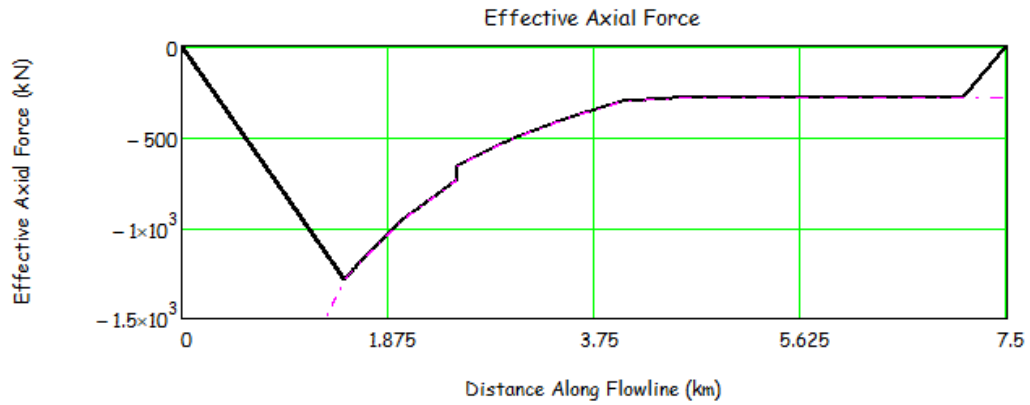
δ_{hotexp} (m)	$\delta_{coldexp}$ (m)
0.64	0.02

Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m. Pada KP 1.486 km sampai dengan 7.1 km gaya tahanan tanah mampu menahan gaya aksial efektif yang bekerja sehingga pipa berada dalam kondisi *fully restrained*, sementara pada KP 0-1.485 dan 7.1-7.5 nilai gaya tahanan lebih kecil dari gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa sehingga pipa bebas berekspansi.

Jadi, pipa 7.5 km dengan diameter 12” tergolong pada pipa panjang karena pipa mampu mencapai kondisi *fully restrained*.

4.5.3 Perhitungan Fully Restrained Axial Force

Fully restrained axial force merupakan total gaya aksial efektif yang memicu terjadinya *buckling* pada pipa yang dipengaruhi oleh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Ketika pipa mengalami ekspansi dan dilawan oleh gaya tahanan tanah maka akan menimbulkan compressive *axial force* atau gaya tekan pada dinding-dinding pipa. Menggunakan persamaan 2.22 dapat diketahui besar gaya aksial efektif yang bekerja di sepanjang pipa adalah:



Gambar 4.4 *Effective Axial Force*

Pada Gambar 4.4 diatas diketahui gaya aksial efektif terbesar terjadi pada KP 1.5 km dengan nilai 1.28 kN.

4.6 Analisis Kerentanan Lateral *Buckling*

Pipeline dikatakan rentan terhadap *buckling* jika memenuhi syarat dimana gaya aksial efektif lebih besar dari nilai gaya *critical buckling* nya. Pada tugas akhir ini analisis kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* dilakukan dengan menggunakan metode Hobbs dengan kriteria sebagai berikut:

$$N_{max} \geq N_{kritisal}$$

N_{max} merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya gesek maksimum yang terjadi pada pipa.

$N_{kritisal}$ merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs dan gaya out of straightness atau ketidak lurusan pipa akibat instalasi.

4.6.1 Perhitungan Gaya Pemicu *Buckling* Menurut Hobbs

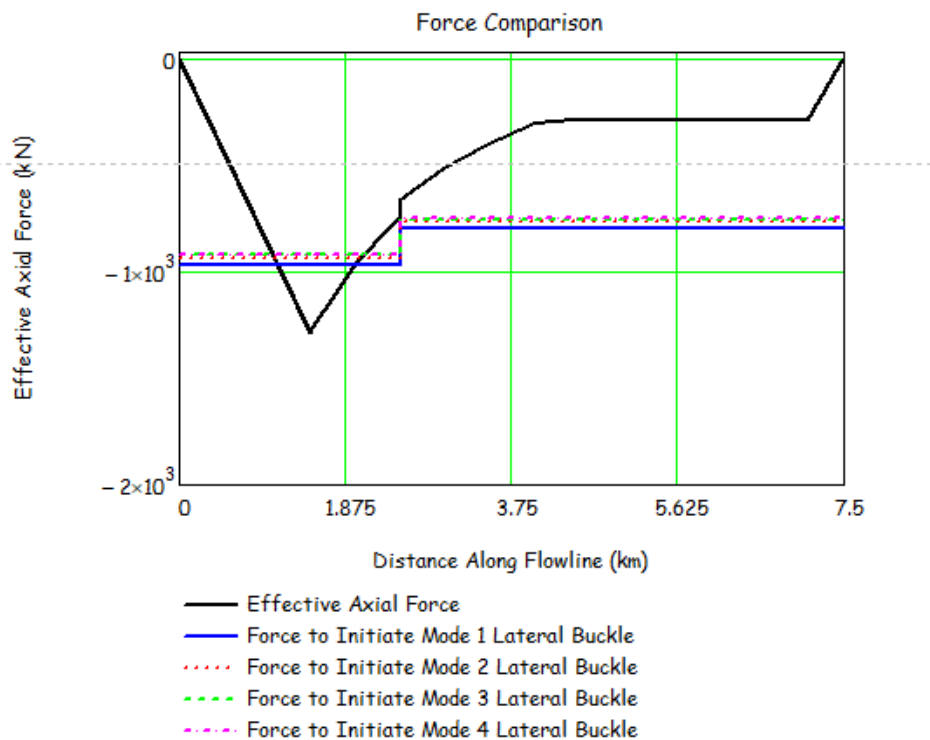
Menurut metode Hobbs pipa dapat mengalami tekuk dalam beberapa mode yaitu mode 1, mode 2, mode 3 dan mode 4. Perbedaan ini didasari oleh perbedaan bentuk tekuk yang terbentuk akibat gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa. Besarnya nilai gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs ini terkait dengan nilai konstanta Hobbs untuk setiap mode, berat pipa terendam, panjang tekuk yang terbentuk untuk setiap mode dan *axial friction factor*. Menurut persamaan (2.23) maka besarnya gaya pemicu *buckling* untuk setiap mode adalah sebagai berikut:

Tabel 4.14 Gaya Pemicu *Buckling* setiap Mode

KP (km)	P ₁ (N)	P ₂ (N)	P ₃ (N)	P ₄ (N)
0 - 2.5	-965604.2	-933146	-917107	-915550
2.5 - 7.5	-793707.8	-766426	-752856	-751314

4.6.2 Perbandingan Gaya Efektif dan *Critical Buckling*

Lateral *buckling* akan terjadi pada pipa dengan nilai gaya aksial efektif yang melebihi nilai *critical buckling* menurut metode Hobbs. Setelah dilakukan perhitungan terhadap nilai N_{max} dan $N_{kritisal}$ di dapat hasil sebagai berikut:



Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan $N_{kritisal}$

Dari grafik pada Gambar 4.5 diatas dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 2 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.

4.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking adalah “berjalannya” pipa sebagai respon terhadap *pipeline axial displacement*. Kecenderungan pipa untuk mengalami *pipeline walking*

ditentukan oleh panjang pipa, *axial* soil friction, maximum inlet temperature, kecuraman *seabed slope* dan step saat *thermal transient*.

Pipeline walking biasanya terjadi pada pipa dengan kategori “short” *pipelines*. Yaitu, pipa yang tidak mampu mencapai kondisi fully restrained dengan panjang nya, sehingga penjumlahan nilai virtual anchornya akan melebihi panjang pipa. Namun, telah teridentifikasi bahwa pada pipa dengan kategori “long” *pipelines* yang mengalami lateral *buckling* juga dapat mengalami *pipeline walking* karena lateral *buckling* dapat membagi pipa menjadi beberapa bagian “short” *pipelines*.

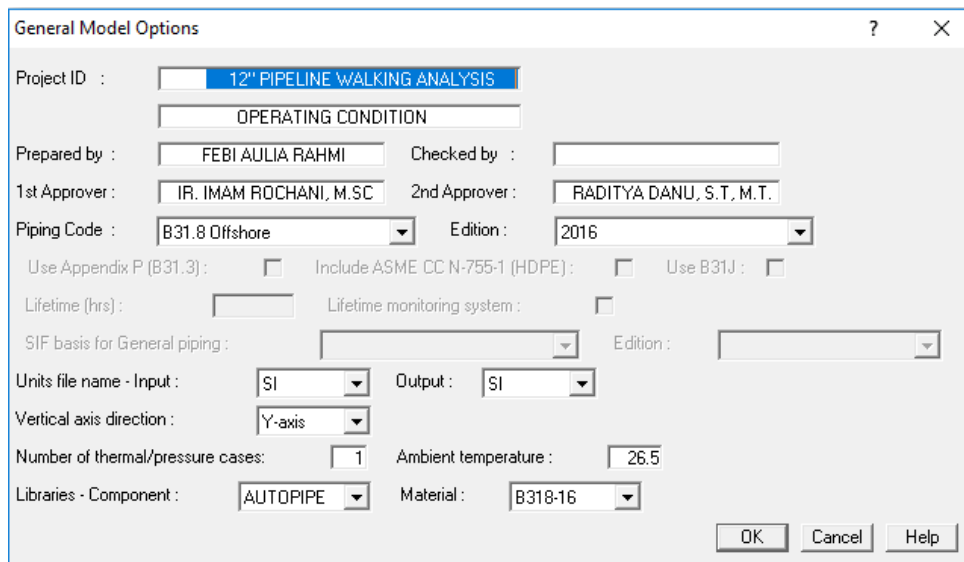
Pada analisis kali ini telah diketahui bahwa pipa tergolong pada “long” *pipelines* dan mengalami lateral *buckling*. Oleh karena itu, dapat dilakukan analisis kerentanan pipa terhadap *pipeline walking*. Analisis dilakukan dengan pemodelan AUTOPIPE, untuk mengetahui apakah pipa mengalami *axial displacement* atau tidak.

4.7.1 Pemodelan AUTOPIPE

AutoPIPE merupakan sebuah program yang digunakan untuk menghitung tegangan yang bekerja pada pipa, analisis *flange*, analisis *support* dan menghitung *displacement* yang terjadi pada pipa akibat pengaruh pembebanan. Pada tugas akhir ini analisis *pipeline walking* menggunakan software AutoPIPE dilakukan untuk mencari besar perpindahan point pada arah *axial* pipa. Pipa yang dimodelkan sepanjang 7.5 km dengan diameter pipa 12” dan dengan ujung pipa diasumsikan *fixed*. Berikut merupakan langkah-langkah dalam penggunaan software AutoPIPE:

1) Input piping codes

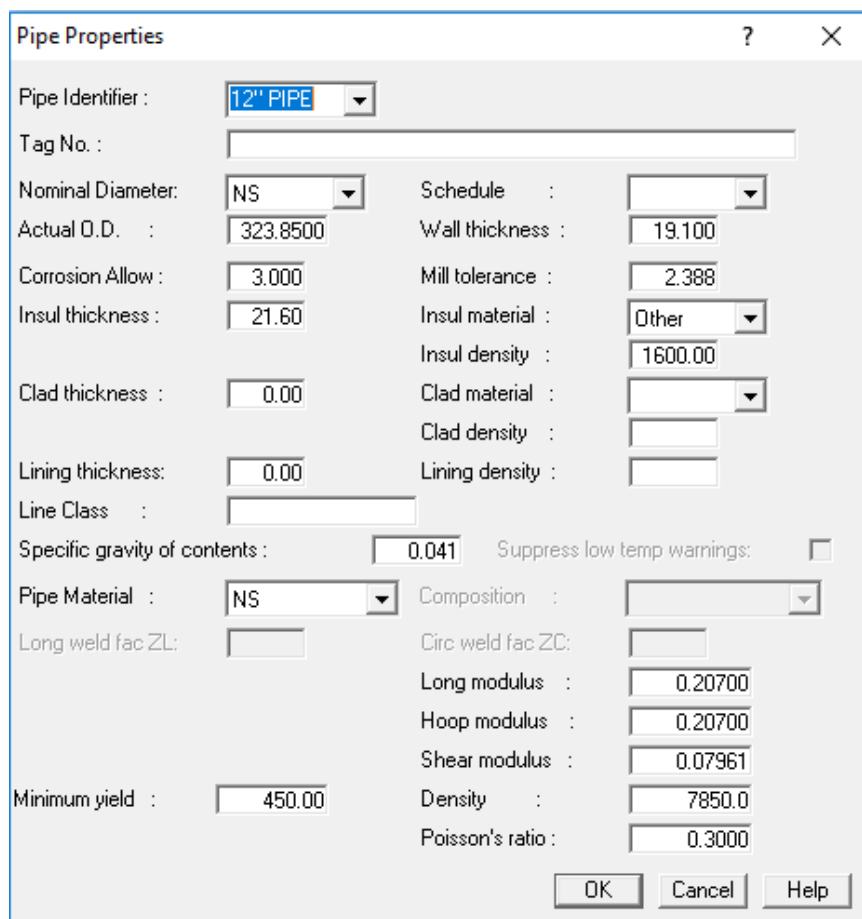
Gambar 4.6 dibawah ini menunjukkan data input awal yang dibutuhkan untuk analisis menggunakan AutoPIPE. Diantaranya satuan yang digunakan dalam perhitungan, code standar dan suhu lingkungan perairan.



Gambar 4.6 Input Piping Codes

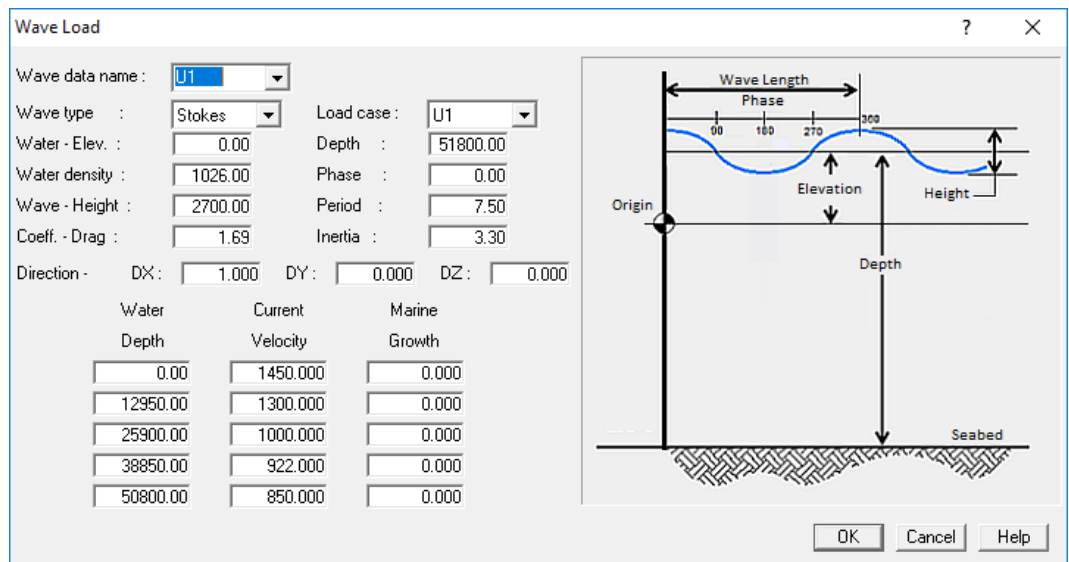
2) Input data properti pipa

Gambar 4.7 dibawah ini menunjukkan data yang diperlukan sebagai input data properti pipa pada pemodelan di AutoPIPE.



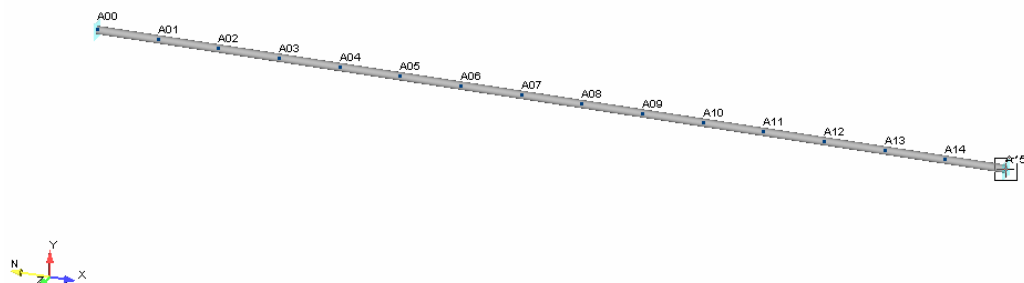
Gambar 4.7 Input Properties Pipa

- 3) Input beban arus
 Input pembebanan pada pemodelan AutoPIPE meliputi buoyancy dan arus.
 Berikut ditampilkan input pembebanan pada Gambar 4.8



Gambar 4.8 Input Beban Arus

- 4) Model pipa
 Gambar 4.10 merupakan hasil pemodelan menggunakan software AutoPIPE dengan Panjang 7.5 km dan dengan kondisi meletak pada *seabed*.



Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping

4.7.2 Analisis Walking

Setelah dilakukan pemodelan pipa menggunakan software AUTOPIPE dan diberi pembebanan berupa *pressure*, *temperature*, tanah dan arus serta gelombang, maka didapatkan nilai *displacement* pipa seperti pada Tabel 4.18 sebagai berikut:

Tabel 4.15 Nilai *Displacement* Pipa

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A00	-640	0	0
A01	223.78	-2.02	0.14
A02	19.5	-2.17	0.15
A03	0.02	-2.18	0.15
A04	0	-2.18	0.15
A05	0	-2.19	0.15
A06	0	-2.28	0.15
A07	0	-2.02	0.15
A08	0	-2.17	0.15
A09	0	-2.18	0.15
A10	0	-2.18	0.15
A11	0	-2.18	0.15
A12	0	-2.18	0.15
A13	0	-2.18	0.15
A14	0	-2.18	0.15
A15	0	-2.18	0.15
A16	0	-2.18	0.15
A17	0	-2.18	0.15
A18	0	-2.18	0.15
A19	0	-2.18	0.15
A20	0	-2.18	0.15
A21	0	-2.18	0.15

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A22	0	-2.18	0.15
A23	0	-2.18	0.15
A24	0	-2.18	0.15
A25	0	-2.19	0.15
A26	0	-2.28	0.15
A27	0	-2.1	0.15
A28	0.01	-2.1	0.15
A29	2.06	-2.14	0.15
A30	20	0	0.16

Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diatas dapat diketahui:

- Terjadinya *axial displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm.
- Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0 maka pipa berada dalam kondisi fully restrained atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.
- Pipa mengalami *pipeline walking* pada KP 0-1 dan KP 7- 7.5 km.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m..
2. Dari hasil analisis dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 1.9 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.
3. Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diketahui pipa rentan terhadap *pipeline walking* karena terjadi *axial displacement* atau perpindahan nodes searah sumbu *axial* pipa dengan *displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm. Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0, maka pipa berada dalam kondisi *fully restrained* atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.

5.2 Saran

Berikut merupakan beberapa saran yang penulis berikan jika dilakukan penelitian lebih lanjut:

1. Perlu adanya penelitian lanjutan mengenai *fatigue* yang terjadi akibat adanya *buckling*.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y., Bai, Q. 2005. *Subsea Pipeline and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Bai, Y., Bai, Q. 2001. *Pipelines and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Birdas M., dkk. 2015. *Assessment of Pipeline walking With Coupled Triggering Mechanisms by Finite Element Approach*. Canada: Proceedings of the ASME
- Carr, M., dkk. 2003. *Lateral Buckling and Pipeline walking, A Challenge for Hot Pipelines*. Amsterdam: Research Gate.
- Cumming, G., dkk. 2009. *Lateral Walking and Feed In of Buckled Pipelines Due to Interaction of Seabed Features*. USA: Proceedings of the ASME
- Det Norske Veritas. 2000. *DNV RP-F101 Submarine Pipeline System*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2007. *DNV RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2010. *DNV RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Guo, B., dkk. 2005. *Offshore Pipelines*. USA: Elsevier.
- Harja, Ibnu Suwida. 2015. *Analisa Lateral Buckling Akibat Ekspansi Thermal Yang Mengakibatkan Pipeline walking*. Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan: Surabaya.
- Hidayaturrohman, Fitrorul Laeli. 2016. *Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut*. Jurnal Teknik Sipil ITB: Bandung.
- Hakim, M. Abdel., dkk. *Global Buckling and Pipeline walking Interaction – A Unique Challenge*: SPE
- Isaac, Obele Ifenna. 2013. *Lateral Buckling and Axial Walking of Surface Laid Subsea Pipeline*. Offshore Technology: Stavanger.

Tveramo, Camilia. 2013. *Pipeline walking of High Pressure/ Temperature Flowlines*. Department of Marine Technology Norwegian University of Science and Technology.

Xiaodi, Song., Xiaoxian, Song. 2012. *Study of Lateral Buckling of Submarine Pipeline*. China: EMEIT.

Yeong Chi, Shue., Jeng Chiou, Yaw. 1995. *Buckling of Offshore Pipelines*. China

LAMPIRAN I
Perhitungan End Expansion

LAMPIRAN II

Perhitungan Kerentanan Lateral *Buckling*

LAMPIRAN III
Input dan Output Software Autopipe

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil'alamiin. Puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah SWT karena berkat rahmat dan pertolongan-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir dengan judul “Analisis Kerentanan Lateral *Buckling* dan *Pipeline walking* pada Production Gas Pipeline di South Mahakam Field” dengan baik.

Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Analisis yang dilakukan dalam Tugas Akhir ini meliputi ekspansi pada pipa, kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* serta hubungannya terhadap *pipeline walking*.

Penulis telah berusaha dengan baik dalam pengerjaan tugas akhir ini, namun penulis menyadari masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu penulis sangat terbuka terhadap kritik dan saran dari pembaca. Semoga tugas akhir ini dapat memberikan pengetahuan dan manfaat kepada pembaca semua.

Surabaya, 20 Juli 2019

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang terlibat dan membantu dalam proses pengerjaan tugas akhir ini:

1. Kedua orang tua Penulis dan kakak-kakak yang memberi dukungan moral dan moril serta tidak kenal lelah mendoakan dalam proses pengerjaan tugas akhir ini.
2. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc dan Bapak Raditya Danu Riyanto, S.T, M.T selaku dosen pembimbing yang bersedia meluangkan waktu memberikan bimbingan dan ilmu serta nasehat selama proses pengerjaan tugas akhir ini.
3. Bapak Sujantoko S.T, M.T selaku dosen wali Penulis yang selalu membantu dan mendukung pengambilan keputusan terkait akademis.
4. Teman-teman KC sebagai sahabat dan keluarga baru di perantauan yang selalu ada dan memberikan bantuan dan hiburan kepada Penulis.
5. Teman-teman bimbingan tugas akhir pipa yang saling memberi semangat dan berbagi ilmu dan informasi selama pengerjaan tugas akhir.
6. Keluarga besar Tritonous (Angkatan 2015) yang selalu memberi dukungan dan bantuan selama pengerjaan tugas akhir ini.

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	ii
ABSTRAK.....	iii
ABSTRACT.....	iv
KATA PENGANTAR	v
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	x
BAB I : PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Persamaan Masalah	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori.....	5
2.2.1 Pipa Bawah Laut	5
2.2.2 <i>Pipeline</i> Soil Interaction.....	6
2.2.3 Perhitungan Umum Pipa	8
2.2.4 Analisis <i>Pipeline</i> End Expansion.....	10
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	14
2.2.6 Metode Hobbs	17
2.2.7 Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	19
BAB III : METODOLOGI PENELITIAN	21
3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan.....	23
BAB IV : ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	25
4.1 Data Pipa	25
4.1.1 Data Properties Pipa.....	26

4.1.2	Coating Properties	26
4.1.3	Data Operasional Pipa	27
4.1.4	Data Lingkungan Pipa	27
4.2	Perhitungan Berat Pipa Terendam	29
4.2.1	Data Parameter Pipa	29
4.2.2	Berat Pipa Terendam	30
4.3	Perhitungan Regangan Total.....	31
4.4	Perhitungan Frictional Resistance.....	32
4.5	Analisis <i>Pipeline</i> End-Expansion	33
4.5.1	Penentuan Titik <i>Virtual anchor point</i>	33
4.5.2	Pipe Expansion	34
4.5.3	Perhitungan Fully Restrained <i>Axial Force</i>	34
4.6	Analisis Kerentanan Lateral <i>Buckling</i>	35
4.6.1	Perhitungan Gaya Pemicu <i>Buckling</i> Menurut Hobbs	35
4.6.2	Perbandingan Gaya Efektif dan <i>Critical Buckling</i>	36
4.7	Analisis Kerentanan <i>Pipeline walking</i>	36
4.7.1	Pemodelan AUTOPIPE	37
4.7.2	Analisis <i>Walking</i>	39
BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA.....		44
LAMPIRAN A		I
LAMPIRAN B.....		II
LAMPIRAN C.....		III

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014).....	2
Gambar 2.1 Kegunaan offshore <i>pipelines</i> (Bai, 2001).....	6
Gambar 2.2 End Cap <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.3 Poisson <i>Effect</i> (Isaac, 2013).....	11
Gambar 2.4 Efek Regangan <i>Thermal</i> (Isaac, 2013).....	12
Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa	15
Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan	15
Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.	16
Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa.....	16
Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode	17
Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	21
Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	22
Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field	25
Gambar 4.2 Grafik Total Applied Strain Sepanjang KP	32
Gambar 4.3 Grafik Frictional Strain dan Net Strain	33
Gambar 4.4 <i>Effective Axial Force</i>	35
Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan N_{kritis}	36
Gambar 4.6 Input Piping Codes.....	38
Gambar 4.7 Input Properties Pipa.....	38
Gambar 4.8 Input Beban Arus	39
Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping	39

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs.....	19
Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu.....	26
Tabel 4.2 Coating Properties.....	26
Tabel 4.3 Data Operasional Pipa	27
Tabel 4.4 Data Perairan.....	27
Tabel 4.5 Data Gelombang	28
Tabel 4.6 Data Arus	28
Tabel 4.7 Data Tanah.....	28
Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient	28
Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan.....	29
Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)	31
Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)	31
Tabel 4.12 Jarak Titik <i>Virtual anchor point</i> dengan Ujung Pipa.....	33
Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa	34
Tabel 4.14 Gaya Pemicu <i>Buckling</i> setiap Mode	36
Tabel 4.15 Nilai <i>Displacement</i> Pipa	40

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

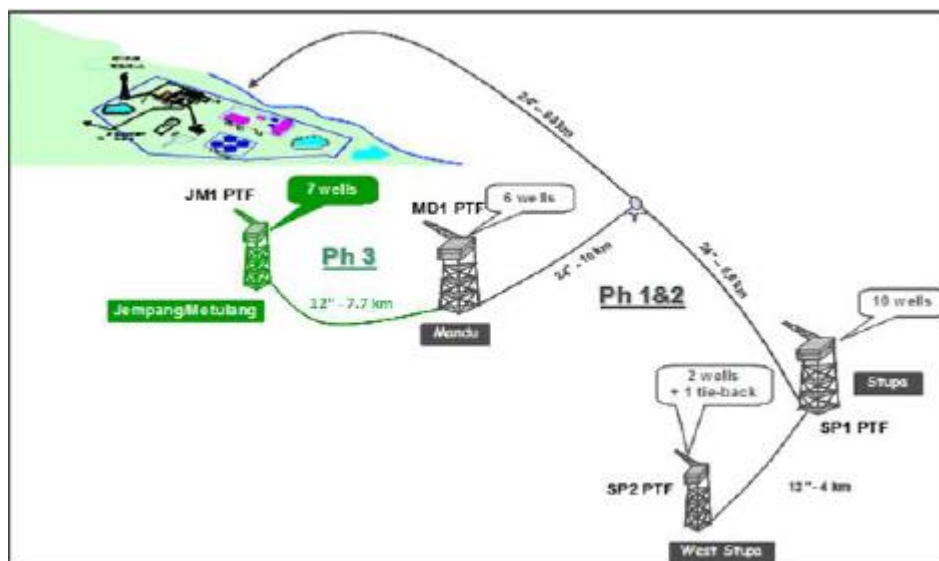
Ketergantungan manusia terhadap produk-produk migas yang tidak dapat dihentikan dan terus meningkat memaksa industri migas untuk melakukan eksplorasi dan eksploitasi lebih untuk memenuhi kebutuhan konsumen. Dengan tingginya permintaan dan pesatnya pertumbuhan industri minyak dan gas lepas pantai sehingga diperlukan sistem transportasi minyak dan gas alam yang handal dan efisien, salah satunya dengan sistem transportasi menggunakan pipa bawah laut. Pemakaian pipa bawah laut akan menghabiskan lebih sedikit energi karena transfer sumber energi tidak akan bergantung pada cuaca dan waktu seperti pada penggunaan kapal tanker. Perpipaan bawah laut atau juga disebut *offshore pipelines* merupakan salah satu struktur bawah laut berupa jaringan pipa yang berfungsi sebagai saluran untuk mengalirkan minyak dan gas dari sumur pengeboran ke terminal, *buoy*, atau *platform*. Pipa bawah laut sendiri pertama kali digunakan di Summerland, California. Yaitu ketika pertama kali proses produksi minyak bumi dilakukan di lepas pantai pada tahun 1897 (Leffer *et al.*, 2003 dalam Guo *et.al*, 2005). Sejak saat itu pipa bawah laut telah menjadi sarana yang efisien untuk mengangkut fluida di lepas pantai.

Berdasarkan aspek keamanan operasionalnya sendiri, pipa bawah laut harus memiliki kemampuan yang baik dalam menerima semua beban yang bekerja baik secara internal, yaitu fluida yang mengalir dalam pipa tersebut maupun beban eksternal yakni beban lingkungan disekitar pipa bawah laut. Konstruksi pipa bawah laut merupakan sebuah konstruksi yang mahal oleh karena itu diupayakan penghematan melalui penggunaan teknologi yang paling terkemuka terutama dalam hal *metallurgy*, *welding*, *coatings*, *corrosion*, *protection* dan metode pemasangan agar konstruksi tersebut dapat diinstal dan beroperasi dengan baik sesuai dengan tujuannya (Soegiono, 2007).

Ketika beroperasi pipa bawah laut akan berada pada kondisi tekanan dan temperature yang tinggi. Pada pipa yang hanya meletak pada *seabed* dan beroperasi

dalam kondisi temperature dan *pressure* yang tinggi sangat berpotensi untuk mengalami ekspansi, *walking* dan *buckling* serta terjadinya perubahan konfigurasi yang memiliki pengaruh terhadap masa operasi pipa. *Pipeline walking* merupakan sebuah fenomena pergerakan pipa searah *axial* pipa yang diakibatkan oleh adanya *axial displacement* yang terbentuk akibat interaksi antara pipa dengan tanah.

Menurut penelitiannya Hobbs (1984) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritikal pada pipa. Menurut Firileif dan Colberg 2005 dalam Tawekal 2008, gaya aksial yang timbul akibat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan adanya pengaruh *thermal*, *poisson effect's* dan *end cap* pada pipa.



Gambar 1.1 Network Diagram of Mahakam Area (TOTAL, 2014)

Gambar 1.1 merupakan gambaran beberapa rute *pipelines* yang menghubungkan beberapa *platforms* di area South Mahakam Field. Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis kerentanan pada salah satu pipa penyalur gas dengan panjang 7.5 km di South Mahakam Field dengan kedalaman peletakan maksimum sebesar 51.8 m terhadap ekspansi, *pipeline walking* dan *lateral buckling*. Analisis ekspansi pada pipa dilakukan dengan menghitung gaya-gaya penyebab ekspansi dan interaksinya dengan gaya tahanan tanah. Analisis *lateral buckling* dilakukan dengan membandingkan gaya aksial efektif pada pipa dengan gaya kritis penyebab *buckling*. Selain itu, pemodelan akan dilakukan menggunakan

software AUTOPIPE untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami *pipeline walking*.

1.2 Persamaan Masalah

Berdasarkan penjelasan latar belakang diatas, maka permasalahan yang akan dibahas adalah:

1. Berapakah besar ekspansi yang terjadi pada pipa akibat tekanan dan temperature yang dikenakan pada pipa ?
2. Apakah pipa berpotensi mengalami *lateral buckling*?
3. Apakah pipa berpotensi mengalami *pipeline walking*?

1.3 Tujuan

Dari pepersamaan masalah diatas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai yaitu:

1. Mengetahui nilai ekspansi pada pipa akibat pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi.
2. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *lateral buckling* pada pipa.
3. Mengetahui dan menganalisis potensi terjadinya *pipeline walking* pada pipa.

1.4 Manfaat

Penelitian pada tugas akhir ini diharapkan dapat memberi contoh studi kasus yang berkaitan dengan pengaplikasian ilmu Teknik Kelautan di bidang *oil and gas*. Selain itu tugas akhir ini diharapkan dapat memberi informasi dan wawasan mengenai fenomena *thermal expansion*, *pipeline walking* dan *lateral buckling* yang dapat mempengaruhi konfigurasi dan performa pipa saat beroperasi.

1.5 Batasan Masalah

Agar lebih memudahkan analisis dan dapat dicapai tujuan yang diharapkan, maka perlu diberikan batasan-batasan sebagai berikut:

1. Data desain dan operasional dari pipa dengan diameter 12", panjang 7.5 km yang menghubungkan antara dua platform yaitu Jempang Metulang dan East Mandu

2. Kondisi pipa yang digunakan dalam analisis adalah pipa dalam kondisi operasi.
3. Freespan diabaikan.
4. Pipa diletakkan pada *seabed* tanpa *trenching* dan *buried*.
5. Pipa dalam kondisi *unrestrained*.
6. Menggunakan metode Hobbs dalam analisis kerentanan terhadap lateral *buckling*.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan laporan tugas akhir ini adalah:

BAB 1 : PENDAHULUAN

Pada bab ini dijelaskan tentang latar belakang, persamaan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian serta batasan masalah yang digunakan untuk memudahkan analisis.

BAB 2 : TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini dijelaskan mengenai tinjauan pustaka yakni penelitian penelitian terkait pada tahun-tahun sebelumnya dan dasar teori yang digunakan sebagai landasan penunjang dalam pengerjaan tugas akhir.

BAB 3 : METODOLOGI PENELITIAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai diagram alir pengerjaan tugas akhir dan penjelasan mengenai langkah pengerjaan.

BAB 4 : ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini dijelaskan mengenai langkah pengerjaan studi kasus yang dianalisa sesuai dengan alur pengerjaannya.

BAB 5 : KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bab ini dijelaskan kesimpulan yang ditarik dari hasil analisa yang telah di bahas serta saran bagi pembaca yang dapat menunjang hasil analisis untuk penelitian selanjutnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Pustaka

Fenomena global *buckling* merupakan sebuah fenomena rentan yang dialami pipa bawah laut dikarenakan ketika pipa beroperasi pipa berada dalam tekanan dan temperature yang tinggi. Oleh sebab itu dalam perancangan pipa bawah laut berbagai aspek penting seperti kondisi lingkungan sangat menentukan kriteria desain pipa yang akan dibuat.

Penelitian yang terkait dengan *pipeline walking* dan lateral *buckling* telah banyak dilakukan sebelumnya. Menurut (Eton, 2011 dalam Tsani,2017) saat suatu *pipeline* beroperasi di laut dalam, *pipeline* akan mengalami peningkatan tekanan dan suhu. Peningkatan tersebut mengakibatkan *pipeline* mengalami ekspansi, namun ekspansi ini biasanya tertahan oleh gaya friksi yang timbul antara *seabed* dan *pipeline*. Displasmen yang terjadi pada pipa dapat secara vertikal (*upheavel buckling*), lateral (*lateral buckling*), aksial (*pipeline walking*).

Gaya aksial yang timbul saat pipa dikenai temperature dan tekanan yang tinggi disebabkan akibat adanya pengaruh *thermal*, *poisson's effect* dan end cap pipa (Firileif *et al.*, 2005). (Hobbs *et al.*, 1989) mengatakan bahwa terjadinya tekuk lateral dapat diprediksi dengan menghitung serta membandingkan gaya aksial efektif yang terjadi di sepanjang pipa dengan gaya tekuk kritis pada pipa.

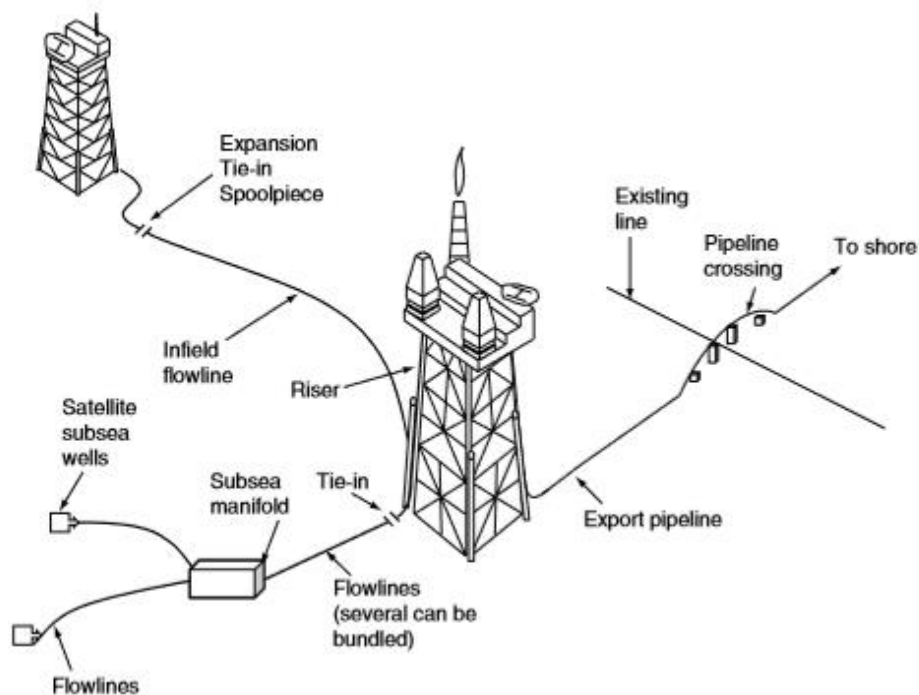
Pada tugas akhir ini penulis akan melakukan analisis terkait *pipeline walking* dan lateral *buckling*. Analisis terkait sudah banyak dilakukan oleh peneliti sebelumnya seperti Obelle Ifanna Isaac (2013) membahas tentang “Lateral *Buckling* dan *Axial Walking* of Surface Laid Subsea *Pipeline*”. Camilla Tveramo (2013) tentang *Pipeline walking* of High Pressure/Temperature Flowlines”.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

Pipa bawah laut atau offshore *pipeline* merupakan sebuah mode transportasi untuk menyalurkan fluida yang berada di perairan atau bawah laut. Terdapat

berbagai jenis pipa yang digunakan dalam offshore *pipeline* seperti yang digambarkan pada Gambar 2.1 yaitu:



Gambar 2.1 Kegunaan *offshore pipelines* (Bai, 2001)

1. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *satellite subsea well* ke *subsea manifold*.
2. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *subsea manifolds* ke *production facility platform*.
3. *Infield flowline* adalah *pipeline* yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas antara *production facility platform* satu dengan lainnya.
4. *Export pipeline* adalah pipa yang digunakan untuk menyalurkan minyak dan gas dari *production facility platform* ke daratan.
5. *Flowline* yang digunakan untuk menyalurkan air atau bahan kimia dari *production facility platform* melalui *subsea injection wellhead*.

2.2.2 Pipeline Soil Interaction

Interaksi antara tanah pada dasar laut dengan pipa dapat mempengaruhi beberapa aspek dalam pipa bawah laut selama proses instalasi dan ketika beroperasi, diantaranya:

- Stabilitas lateral pipa bawah laut saat dikenai gaya *hydrodynamics* saat instalasi dan saat pipa beroperasi.
- *Global buckling* dan *thermal expansion*.
- *Freespan* pada pipa.
- *Pipeline laying*, dan metode *bottom towing and pulling-in* ketika instalasi pipa.

Pipe soil interaction terdiri dari kekakuan *seabed* dan tahanan gesek tanah terhadap pergerakan dengan arah *axial* dan lateral pada pipa. Tahanan gesek tanah paling utama didasarkan pada Coulumb friction untuk tanah *noncohesive* (pasir), *cohesive* (*clay*) dan kombinasi antara keduanya (*silt-soil* dan *sand-soil*). (Bai, 2014). Pada pipa yang diletakkan di atas *seabed*, terjadi gesekan antara permukaan pipa dengan permukaan tanah yang menimbulkan gaya tahanan gesekan tanah. Gaya tahanan tanah ini bekerja secara berlawanan dengan pergerakan pipa ketika mengalami ekspansi. Ketika gaya tahanan tanah mampu menahan gaya-gaya pemicu ekspansi pada pipa maka pipa akan mengalami keadaan *fully restrained*, dimana pipa tidak akan mengalami pergerakan. Sebaliknya, jika gaya tahanan tanah tidak mencukupi untuk menahan gaya-gaya pemicu ekspansi maka pipa akan mengalami keadaan *fully mobilized*. Besarnya gaya tahanan tanah yang terbentuk sangat bergantung pada besarnya nilai *axial* friction coefficient tanah dan berat pipa terendam.

Friction coefficient merupakan rasio atau perbandingan antara *friction force* (berupa tekanan yang diberikan pipa terhadap tanah) dengan soil properties dan penetrasi pipa. Interaksi antara pipa dengan tanah ini digambarkan dengan model sederhana menggunakan metode *Coulumb Friction* model. Berikut merupakan persamaan regangan gesek dan gaya gesek yang dialami pipa untuk kondisi pipa di dasar laut:

$$\epsilon_{friction} = \frac{\mu \times W_{submerged} \times L_{anchor}}{A_S \times E} \quad (2.1)$$

$$N_{friction} = \mu \times W_{submerged} \quad (2.2)$$

Dimana :

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam ($\frac{N}{m}$)

E = modulus elastisitas (Pa)

A_s = cross sectional pipa (m^2)

2.2.3 Perhitungan Umum Pipa

Sebelum melakukan analisa pipa lebih lanjut maka perlu dilakukan perhitungan pipa secara umum untuk mengetahui beberapa data yang akan digunakan dalam analisa. Perhitungan yang dibutuhkan sebagai berikut:

2.2.3.1 Pipe Properties

Dimensi pipa merupakan aspek penting yang dibutuhkan dalam analisa kondisi pipa. Namun, tidak semua perhitungan terdapat pada data awal. Sehingga dibutuhkan perhitungan lanjutan untuk mengetahui dimensi pipa lainnya.

1. Diameter Total Pipa (D_t)

Diameter luar total pipa merupakan penjumlahan keseluruhan pipa yaitu diameter *steel* dan tebal lapisan pelindungnya.

$$D_t = D_o + 2t_{cor} + 2t_{cc} \quad (2.3)$$

2. Diameter Dalam Pipa (D_i)

Diameter dalam pipa merupakan diameter maksimal yang dapat dialiri fluida dalam pipa bawah laut.

$$D_i = D_o - 2t_{steel} \quad (2.4)$$

3. Diameter Lapisan Anti Korosi (D_{cor})

$$D_{cor} = D_o + 2t_{cor} \quad (2.5)$$

4. Cross sectional area (A_s)

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \quad (2.6)$$

5. Luas penampang internal pipa (A_i)

$$A_i = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \quad (2.7)$$

6. Luas penampang eksternal pipa (A_e)

$$A_e = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \quad (2.8)$$

Dimana :

$$D_t = \text{diameter keseluruhan pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_o = \text{diameter luar steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_i = \text{diameter dalam steel pipa} \quad (\text{m})$$

$$D_{cor} = \text{diameter corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cor} = \text{tebal corrosion coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{cc} = \text{tebal concrete coating} \quad (\text{m})$$

$$t_{steel} = \text{tebal pipa baja} \quad (\text{m})$$

$$A_i = \text{luas penampang internal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

$$A_e = \text{luas penampang eksternal pipa} \quad (\text{m}^2)$$

2.2.3.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa aktual dihitung dengan menjumlahkan berat pipa baja itu sendiri, berat lapisan korosi, berat selimut beton dan berat isi atau fluida yang mengalir dalam pipa. Pada pipa bawah laut gaya apung bekerja secara berlawanan arah dengan berat pipa yang berfungsi untuk menyeimbangkan berat pipa itu sendiri. Tahapan perhitungan berat terendam pipa adalah sebagai berikut:

1. Berat pipa baja (W_{steel})

$$W_{steel} = \frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_i^2) \rho_{steel} \quad (2.9)$$

2. Berat lapisan korosi (W_{cor})

$$W_{cor} = \frac{\pi}{4} (D_{cor}^2 - D_o^2) \rho_{cor} \cdot g \quad (2.10)$$

3. Berat lapisan *concrete coating* (W_{cc})

$$W_{cc} = \frac{\pi}{4} (D_t^2 - D_{cor}^2) \rho_{cc} \cdot g \quad (2.11)$$

4. Berat isi pipa (W_{cont})

$$W_{cont} = \frac{\pi}{4} (D_i^2) \rho_{cont} \cdot g \quad (2.12)$$

5. *Bouyancy* (B)

$$B = \frac{\pi}{4} (D_t^2) \rho_w \cdot g \quad (2.13)$$

6. Berat pipa terendam (W_{sub})

$$W_{sub} = (W_{steel} + W_{cor} + W_{cc} + W_{cont}) - B \quad (2.14)$$

Dimana :

$$W_{steel} = \text{berat lapisan baja pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cor} = \text{berat } corrosion \text{ coating pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cc} = \text{berat lapisan concrete pada pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$W_{cont} = \text{berat isi pipa} \quad \left(\frac{N}{m}\right)$$

$$\rho_{steel} = \text{masa jenis pipa baja} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cor} = \text{masa jenis corrosion coating} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cc} = \text{masa jenis lapisan concrete} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$\rho_{cont} = \text{masa jenis isi pipa} \quad \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

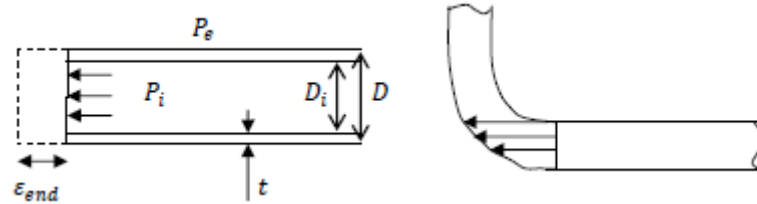
$$B = \text{gaya apung}$$

2.2.4 Analisis *Pipeline End Expansion*

Ketika pipa diletakkan pada *seabed* dengan kedua ujung bebas dan beroperasi dalam tekanan dan temperature yang tinggi, pipa akan mengalami ekspansi. Ekspansi yang terjadi pada pipa akan dilawan oleh gaya tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan arah ekspansi pada pipa, sehingga menimbulkan gaya compressive *axial* atau gaya tekan antara dinding pipa dengan permukaan tanah.

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif berupa regangan yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Jika gaya tahanan gesek tanah besar, maka panjang ekspansi yang dihasilkan akan semakin kecil dan sebaliknya jika gaya tahanan gesek tanah kecil maka ekspansi yang terbentuk panjangnya akan lebih besar. Regangan yang terjadi berupa regangan akibat ujung pipa yang tertutup (*end cap force*), regangan akibat sisa pengelasan (*poisson force*) dan regangan akibat ekspansi *thermal*.

2.2.4.1 Regangan Akibat Endcap



Gambar 2.2 *End Cap Effect* (Isaac, 2013)

Regangan akibat end cap dipengaruhi oleh perbedaan tekanan fluida yang mengalir di dalam pipa dengan tekanan dari luar pipa sehingga menimbulkan regangan secara longitudinal. Seperti terlihat pada Gambar 2.2 *end cap effect* biasanya terjadi pada ujung pipa atau pada bagian lekukan pipa. Untuk menghitung regangan akibat efek *end cap* digunakan perhitungan sebagai berikut:

$$\epsilon_{end} = \frac{\pi (P_i \cdot D_i^2 - P_e \cdot D_e^2)}{4 A_s \cdot E} \quad (2.15)$$

Dimana:

ϵ_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

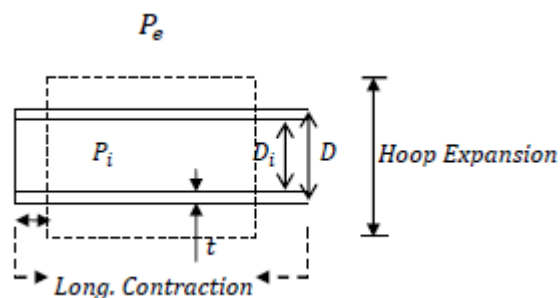
D_i = diameter internal pipa (m)

D_o = Diameter eksternal pipa (m)

P_i = design *pressure* pipa ($\frac{N}{m^2}$)

P_e = tekanan eksternal ($\frac{N}{m^2}$)

2.2.4.2 Regangan Poisson



Gambar 2.3 *Poisson Effect* (Isaac, 2013)

Regangan poisson disebabkan oleh tegangan melingkar atau *hoop stress* yang bekerja pada pipa sehingga mengakibatkan pipa meluas. Pada Gambar 2.3 diketahui bahwa ketika pipa mengalami perluasan akibat *hoop stress*, *poisson effect* akan menyebabkan pipa menyusut searah longitudinal pipa atau berlawanan dengan regangan efek *end cap* nya. Persamaan untuk menghitung regangan efek *poisson* adalah sebagai berikut:

$$\varepsilon_v = -\nu \cdot \frac{(P_i \cdot D_i - P_e \cdot D_0)}{2 \cdot t_2 \cdot E} \quad (2.16)$$

Dimana:

ε_v = regangan akibat efek poisson

D_i = diameter internal pipa (m)

D_0 = Diameter eksternal pipa (m)

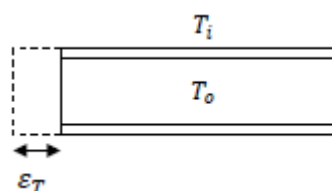
P_i = design *pressure* pipa $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

P_e = tekanan eksternal $\left(\frac{N}{m^2}\right)$

t_2 = tebal dinding pipa = $t_{nom} - t_{corr}$ (m)

ν = poisson ratio

2.2.4.3 Regangan Akibat Perbedaan Temperature



Gambar 2.4 Efek Regangan *Thermal* (Isaac, 2013)

Pada saat setelah instalasi pipa akan mengalami perbedaan temperatur menjadi lebih dingin mengikuti temperature lingkungan sekitarnya. Ketika pipa mulai beroperasi pipa akan mengalami peningkatan temperature akibat fluida yang mengalir didalamnya. Perbedaan temperature yang terjadi seperti pada Gambar 2.4 akan mengakibatkan regangan yang mendasari terjadinya ekspansi. Berikut persamaan untuk menghitung regangan akibat perbedaan temperature:

$$\varepsilon_T = \alpha \cdot \Delta T \quad (2.17)$$

Dimana:

ε_T = regangan akibat temperatur

ΔT = perbedaan temperature (C°)

α = koefisien *thermal expansion* (C°)

Setelah melakukan perhitungan regangan akibat efek end cap, regangan efek poisson dan regangan akibat perbedaan temperature maka dapat diketahui total regangan yang bekerja pada pipa dengan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{total} = \varepsilon_{end} + \varepsilon_v + \varepsilon_T \quad (2.18)$$

Dimana:

ε_{end} = regangan akibat ujung tertutup pipa

ε_v = regangan akibat efek poisson

ε_T = regangan akibat temperature

2.2.4.4 Net Strain pada Pipa

Setelah melakukan perhitungan frictional resistance dan gaya aksial atau total applied strain yang bekerja pada pipa, Net Strain pada pipa dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\varepsilon_{net} = \varepsilon_{total} - \varepsilon_{friction} \quad (2.19)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

ε_{total} = total regangan yang bekerja pada pipa

$\varepsilon_{friction}$ = regangan gesek

2.2.4.5 Virtual anchor point

Virtual anchor point merupakan titik dimana gaya *axial* efektif yang bekerja pada pipa memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanah. Sehingga, pada

lokasi pipa yang dibatasi oleh anchor point (*virtual anchor spacing*) pipa tidak lagi mengalami pergerakan. Jarak antara *virtual anchor point* dengan ujung pipa adalah sebagai berikut:

$$L_A = \frac{F_{anchor}}{\mu \times W_{submerged}} \quad (2.20)$$

μ = axial friction coefficient

$W_{submerged}$ = berat pipa terendam $\left(\frac{N}{m}\right)$

2.2.4.6 Pipe Expansion

Nilai ekspansi maksimum pada pipa merupakan akibat dari regangan total yang bekerja pada pipa dengan gaya tahanan tanah. Untuk mencari ekspansi pada ujung-ujung pipa menggunakan persamaan berikut:

$$\delta = \int_0^{VAP} \varepsilon_{net} dx \quad (2.21)$$

Dimana :

ε_{net} = net strain

VAP = *Virtual anchor point*

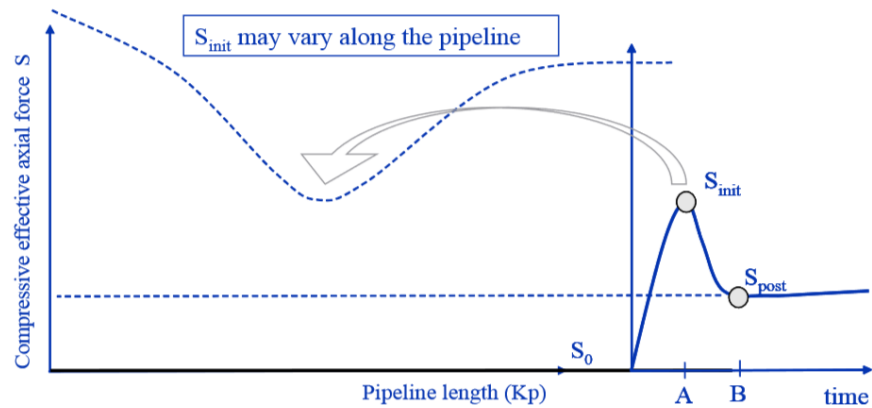
2.2.5 Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Lateral *buckling* merupakan sebuah fenomena yang terjadi ketika pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi sehingga pipa mengalami ekspansi, ekspansi pada pipa akan ditahan oleh gaya gesek tahanan tanah yang bekerja berlawanan arah dengan ekspansi pada pipa sehingga menimbulkan interaksi antara pipa dengan tanah dan menghasilkan gaya *compressive axial force* pada dinding pipa. Oleh sebab itu pipa cenderung melepaskan kelebihan energi yang didapatkannya. Pada pipa yang berada di permukaan *seabed*, tanpa trenching dan dikubur cenderung melepaskan kelebihan energi ke arah lateral.

Menurut DNV RPF 110 terdapat beberapa tahapan mekanisme terbentuknya tekuk lateral pada pipa sebagai berikut:

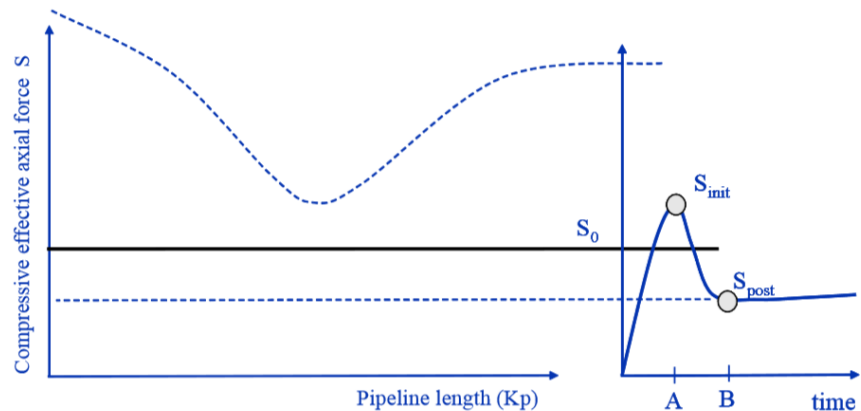
- 1) Pada Gambar 2.5 digambarkan tahap awal pipa mengalami *imperfection*. Pada tahap ini gaya aksial efektif penyebab *buckling* berada pada posisi terendahnya.

Dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan. S_{init} merupakan gaya aksial efektif pemicu *buckling*, dan S_{post} adalah gaya aksial efektif yang mendekati puncak setelah tekuk pertama.



Gambar 2.5 Kapasitas tekuk di sepanjang pipa

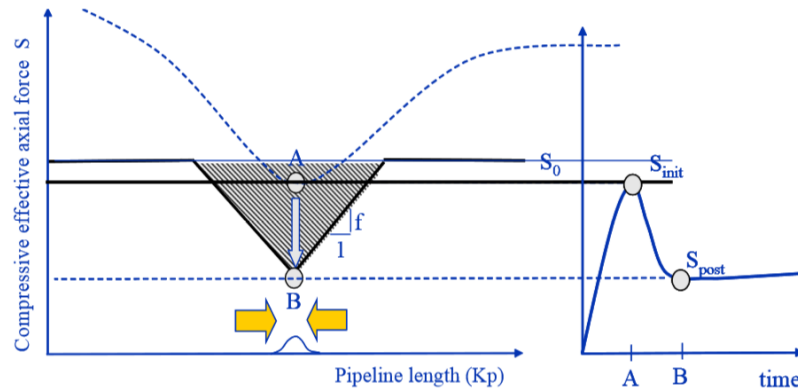
- 2) Tahapan selanjutnya ketika gaya tekan efektif meningkat hingga mencapai S_0 dimana S_0 adalah gaya aksial efektif yang tertahan seperti yang terlihat pada Gambar 2.6



Gambar 2.6 Peningkatan gaya aksial efektif yang tertahan sebelum terjadinya *buckling*.

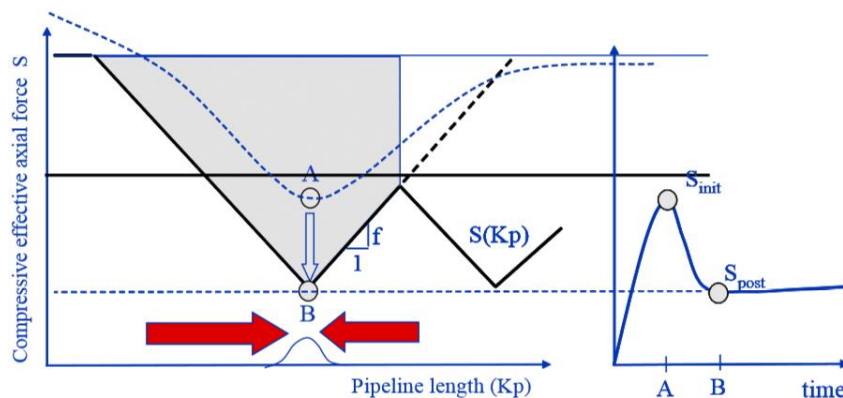
- 3) Gambar 2.7 merupakan tahapan selanjutnya ketika gaya aksial efektif tertahan S_0 mencapai S_{init} di titik A, pipa akan mengalami *buckling* dan gaya aksial efektif dipuncak akan mengalami

penurunan hingga mencapai S_{post} di titik B. Perubahan maksimum gaya efektif sama dengan gaya tahanan aksial akibat interaksi pipa dan tanah.



Gambar 2.7 Gaya aksial efektif pipa yang tertahan mencapai tekuk pertama.

- 4) Pada Gambar 2.8 diketahui apabila tekanan atau temperature terus meningkat imperfection yang berdekatan akan berpotensi mengalami tekuk dan diagram gaya akan berubah. Pada tahap ini gaya konstan akan tetapi kelebihan gaya pada daerah dimana pipa mengalami pergerakan akibat ekspansi, setara dengan daerah bayangan, sedangkan kapasitas *buckling* pada pipa turun hingga $S_{post} \cdot S_{KP}$ adalah gaya aksial efektif di sepanjang pipa.



Gambar 2.8 Munculnya tekuk kedua pada pipa

Gaya aksial efektif penyebab terjadinya *buckling* adalah:

$$S_{eff} = H - \Delta P_i \cdot A_i \cdot (1 - 2\nu) - A_s \cdot E_{steel} \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (2.22)$$

Dimana :

S_{eff} = gaya aksial efektif (N)

H = residual lay tension (N)

ΔP_i = perubahan internal *pressure* (Pa)

A_i = area internal pipa (m²)

A_s = cross sectional area pipa (m²)

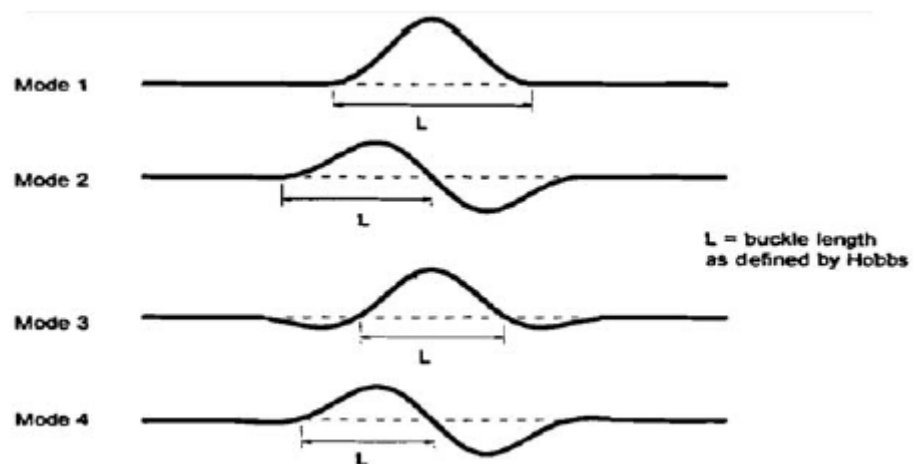
ν = poisson ratio

α = coefficient *thermal* expansion (C^o)

ΔT = perbedaan temperature (C^o)

2.2.6 Metode Hobbs

Menurut DNV RP F110, terdapat 3 metode analisis yang dapat digunakan untuk melakukan analisis tekuk lateral pada pipa, yaitu metode Hobbs, Van Gaf dan Spinazzle. Pada tugas akhir ini, metode yang digunakan adalah metode Hobbs. Dalam metode Hobbs, diasumsikan bahwa pipa sebagai balok kolom yang terkena gaya aksial dan initial imperfection tidak diperhitungkan. Menurut Hobbs pipa akan mengalami tekuk dalam beberapa mode seperti terlihat pada Gambar 2.9



Gambar 2.9 Tekuk Pipa dalam Beberapa Mode

Dalam metode Hobbs, hubungan antara gaya aksial efektif pada kondisi totally constraint dan panjang tekuk dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$P_0 = P_{eff} + k_3 + \mu_a \cdot W \cdot L \left[\sqrt{\left(1 + K_2 \frac{E \cdot A \cdot \mu_{l2} \cdot W \cdot L^5}{\mu_a \cdot (E \cdot I)^2}\right)} - 1 \right] \quad (2.23)$$

Dimana:

P_0 = gaya aksial sebelum *buckling* (N)

P_{eff} = gaya aksial efektif (N)

k_3 = konstanta Hobbs

μ_a = konstanta gaya gesek aksial

W = berat terendam pipa ($\frac{N}{m}$)

Gaya aksial efektif berlaku untuk semua mode dan diplot terhadap panjang gelombang *buckling*. Gaya *buckling* kritis dapat ditemukan dengan mengambil gaya aksial terkecil pada tiap modenya.

$$N_{HOBBS} = \min(P_{Omode1}, P_{Omode2}, P_{Omode3}, P_{Omode4}, P_{Omode}) \quad (2.24)$$

Dimana:

N_{HOBBS} = Gaya aksial pemicu *buckling* mode 1 sampai tak hingga

Penentuan besar gaya *buckling* kritis di sepanjang pipa adalah dengan membandingkan besar gaya *buckling* Hobbs dengan gaya *buckling* yang terjadi akibat ketidak lurusan pipa (*out of straightness*).

$$N_{kritis} = \min(N_{HOBBS}, N_{OSS}) \quad (2.25)$$

$$N_{OSS} = \mu_{lm} \cdot W_S \cdot R \quad (2.26)$$

Dimana:

N_{kritis} = gaya kritis terjadinya *buckling* (N)

N_{OSS} = gaya yang menyebabkan *out of straightness* (N)

μ_{lm} = koefisien gaya gesek lateral minimum

R = radius curvature

f = factor design

Setelah dilakukan perhitungan terhadap gaya *buckling* kritis maka dapat dilakukan pengecekan dimana pipa akan rentan terhadap lateral *buckling* jika memenuhi persamaan dibawah ini:

$$N_{max} \geq N_{kritis} \quad (2.27)$$

$$N_{max} = \min(S_{eff}, N_{friction}) \quad (2.28)$$

Dimana:

$$N_{friction} = \text{ gaya gesek maksimum } \quad (N)$$

$$S_{eff} = \text{ gaya aksial efektif } \quad (N)$$

Pada perhitungan lateral *buckling* dengan menggunakan metode Hobbs terdapat komponen konstanta yang nilainya terdapat dalam Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Konstanta Hobbs

Mode	k1	k2	k3	k4	k5
1	80.76	0.0000639	0.5	0.00241	0.06938
2	$4\pi^2$	0.000174	1	0.00553	0.1088
3	34.06	0.000167	1.294	0.0103	0.1434
4	28.1	0.000241	1.608	0.0105	0.1434

2.2.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking atau pipa berjalan merupakan sebuah fenomena berjalannya pipa sebagai respon terhadap *axial displacement* yang terjadi akibat pipa berada pada kondisi temperature dan tekanan yang tinggi. Sebagian besar *pipeline walking* akan terjadi pada pipa yang tergolong pada pipa pendek. Pipa pendek adalah pipa dengan panjang keseluruhannya tidak mencukupi untuk membangun gaya tahanan tanah untuk menahan terjadinya ekspansi. *Pipeline walking* juga dapat terjadi pada pipa yang terindikasi pipa panjang. Yaitu, pipa yang dengan keseluruhan panjangnya dapat membangun gaya tahanan tanah sehingga tercipta kondisi fully restrained pada pipa. Hal ini terjadi ketika pipa telah

mengalami lateral *buckling*. Kecenderungan pipa untuk berjalan ditentukan oleh panjang pipa dan nilai *axial friction*.

Selama siklus hidupnya pipa akan mengalami kondisi start-up dan shut down, hal ini dapat memicu laju *walking* yang terjadi pada pipa. *Pipeline walking* dapat terjadi akibat beberapa hal berikut ini:

- Pada pipa pendek yang mengalami gradien *thermal* transient (pergerakan searah *axial* menuju ujung pipa)
- *Seabed* slope (kemiringan *seabed*) di sepanjang pipa.
- Gaya tarikan yang terjadi pada ujung pipa akibat *steel catenary riser*.

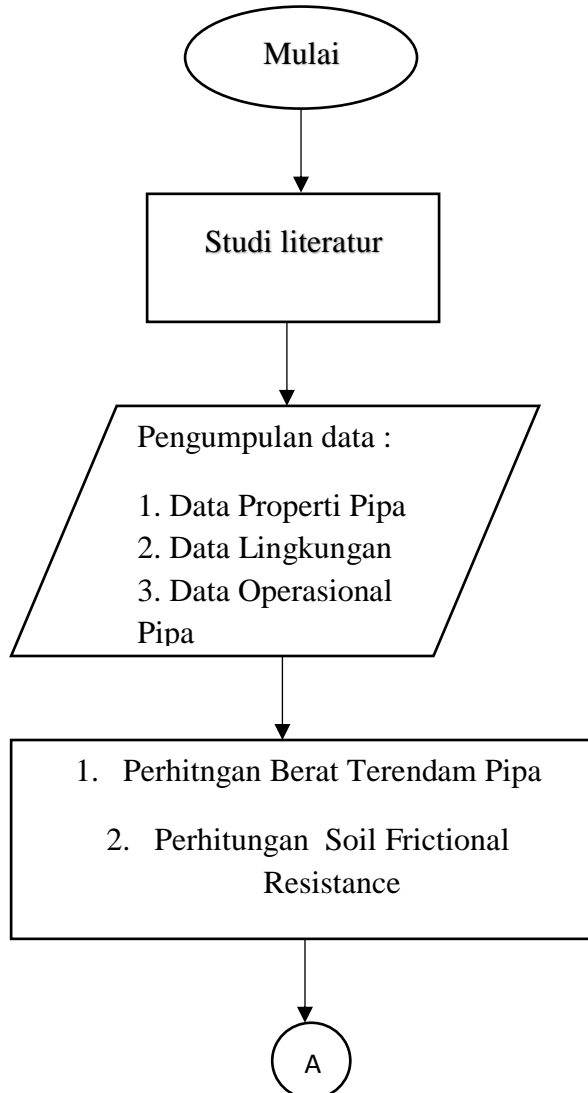
Selama beberapa kali siklus start-up dan shut-down yang terjadi pada pipa maka akan menyebabkan pertambahan *axial displacement* sehingga laju *walking* yang dihasilkan setiap siklus akan semakin besar.

BAB III

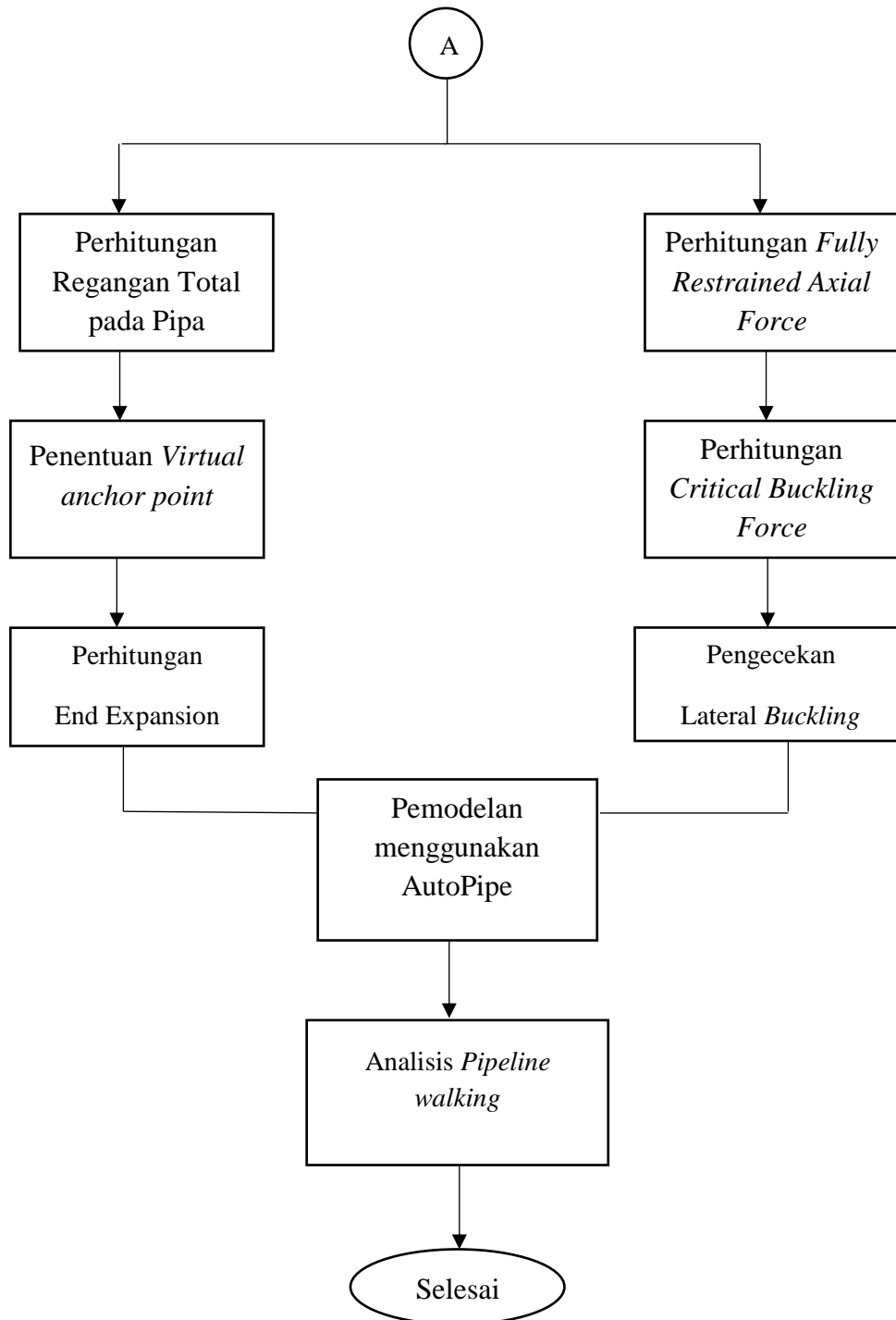
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan secara umum dapat digambarkan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Metodologi Penelitian



Gambar 3.2 Diagram Alir Metodologi Penelitian

3.2 Langkah-Langkah Pengerjaan

Berdasarkan diagram alir di atas adapun langkah-langkah pengerjaan pada Tugas Akhir ini untuk mencapai tujuan yang diinginkan adalah sebagai berikut:

1. Studi literatur

Membaca dan mempelajari beberapa studi literature berupa buku, jurnal dan tugas akhir terdahulu terkait *pipeline walking* dan *laterala buckling* serta codes yang berhubungan guna menambah wawasan dan pengetahuan terkait analisa.

2. Pengumpulan data

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini meliputi data properties pipa, data lingkungan dan data operasional pipa.

Data properties pipa : tebal pipa, panjang pipa, jenis material pipa, densitas dan modulus elastisitas.

Data lingkungan : kedalaman perairan tempat pipa digelar, densitas air, data tanah, data arus dan data gelombang.

Data operasional pipa : meliputi data desain pipa seperti temperature dan tekanan saat masa operasi dan design.

3. Perhitungan berat terendam pipa

Berat pipa terendam merupakan perhitungan selisih antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa.

4. Perhitungan frictional resistance

Perhitungan *frictional resistance* merupakan perhitungan gaya tahanan gesek tanah yang ditimbulkan akibat pipa mengalami ekspansi karena pengaruh temperature dan tekanan yang tinggi. *Frictional resistance* tanah bekerja berlawanan arah dengan pergerakan pipa.

5. Perhitungan regangan total pada pipa

Regangan total pada pipa merupakan regangan yang terjadi pada pipa akibat terkena temperature dan tekanan yang tinggi sehingga menimbulkan regangan yang diakibatkan efek *end cap* pipa, regangan akibat *poisson* dan regangan akibat perbedaan temperature.

6. Penentuan *virtual anchor point*

Titik *virtual anchor point* ditentukan dengan menghitung gaya tahanan tanah dan gaya regangan total nya. Titik *virtual anchor point* terbentuk ketika gaya tahanan tanah bernilai sama dengan gaya regangan total pipa.

7. Analisis end-expansion

Merupakan analisis yang dilakukan untuk mengetahui besar ekspansi yang terjadi pada pipa dan mengetahui kategori pipa sebagai pipa panjang atau pipa pendek .

8. Perhitungan fully restrained axial force

Fully restrained axial force merupakan total gaya-gaya pemicu *buckling* pada pipa akibat pengaruh suhu dan tekanan.

9. Perhitungan gaya critical buckling

Perhitungan *critical buckling* menggunakan metode Hobbs dengan perhitungan per mode sesuai dengan bentuk *buckling* yang bentuk menurut Hobbs.

10. Analisis Kerentanan Lateral Buckling

Merupakan perhitungan yang digunakan untuk mengetahui potensi pipa untuk mengalami lateral *buckling* dengan membandingkan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya pemicu *buckling*nya.

11. Pemodelan menggunakan Autopipe

Permodelan menggunakan software AutoPipe dilakukan untuk mengetahui besarnya *axial displacement* yang terjadi pada pipa dan potensi pipa untuk *walking*.

12. Analisis hasil dan pembahasan

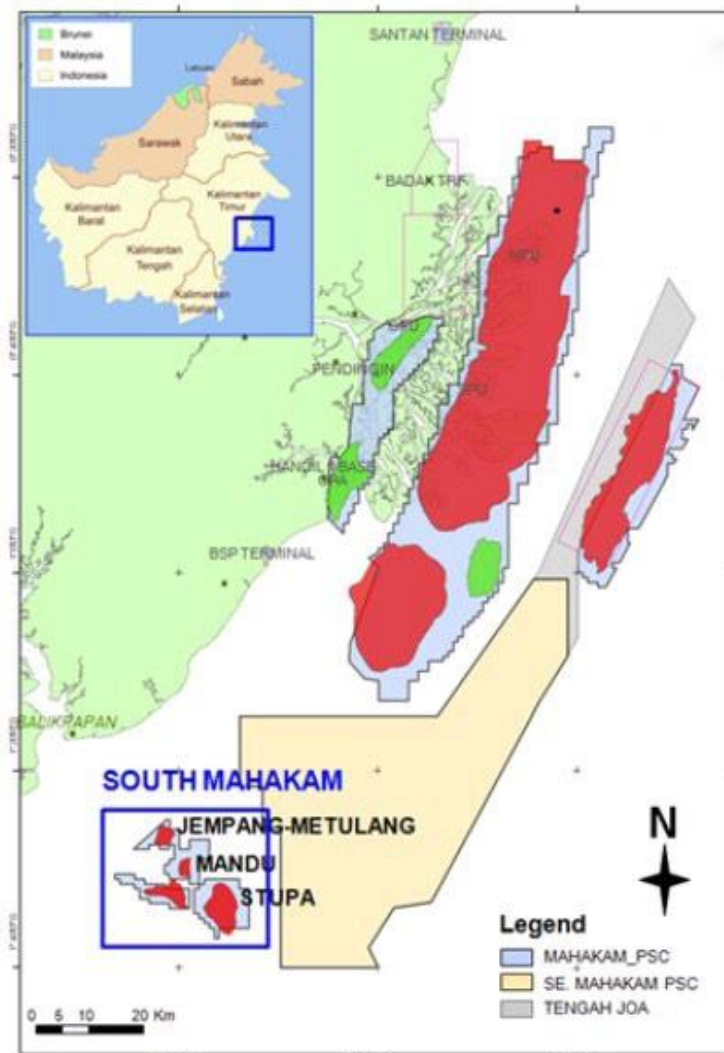
Setelah dilakukan perhitungan dan analisa terhadap kondisi pipa maka akan didapatkan hasil dan kesimpulan akhir dari studi kasus pada penelitian.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Pipa

Gambar 4.1 merupakan peta lokasi South Mahakam Field dan beberapa platform di dalamnya.



Gambar 4.1 Peta Lokasi South Mahakam Field

South Mahakam merupakan suatu area yang berada pada blok kontrak karya migas Mahakam PSC (*Production Sharing Contract*) yang dioperasikan oleh Total E&P Indonesia sejak tahun 1970. Lapangan gas ini terletak 35 km tenggara dari lepas pantai Balikpapan, Kalimantan Timur dan 58 km selatan Peciko Field. Pada area ini terdapat empat lapangan migas yaitu: Stupa, Mandu, Jempang – Metulang dan Jemulai. Pada penelitian ini dilakukan analisis terhadap pipa penyalur gas yang menghubungkan dua platform yakni Jempang Metulang dan East Mandu dengan

ukuran pipa 12 inch sepanjang 7.5 km dan berada pada perairan dengan kedalaman 46-60 meter.

4.1.1 Data Properties Pipa

Berikut merupakan data properties pipa yang akan dianalisis:

Tabel 4.1 Data Properties Pipa Jempang Metulang – East Mandu

<i>Pipeline Parameters</i>				
<i>Pipeline Length</i>	Length	=	7.5	km
Pipe External Diameter	D _o	=	323.85	mm
Wall Thickness KP. 0 - 2.5	t1	=	19.1	mm
Wall Thickness KP. 2.5 - 7.5	t2	=	15.9	mm
Steel Density	ρ _{st}	=	7850	kg.m ⁻³
Coefficient of <i>Thermal</i> Expansion	α	=	1.17E-05	°C ⁻¹
Specified Minimum Yield Strength	SMYS	=	450	MPa
Specified Minimum Tensile Strength	SMTS	=	535	MPa
Poisson Ration	v	=	0.3	
Steel Grade		=	API 5L X65	

4.1.2 Coating Properties

Pipa yang terbuat dari baja akan dilapisi dengan anti corrosion coating untuk menghindari terjadinya korosi pada pipa yang disebabkan oleh air laut. Selain itu penambahan lapisan concrete beton juga dilakukan untuk memenuhi kriteria stabilitas pipa.

Tabel 4.2 Coating Properties

Coating Properties				
Anti Corrosion Coating Type	-	=	3LPP	km
Coating Thickness	tcc	=	3.2	mm
Coating Density	ρ _{cc}	=	900	kg.m ⁻³

Coating Properties				
CWC Thickness	twc	=	15.9	mm
CWC Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m ⁻³
Field Joint Cut back Length	FJ	=	0.35	m
Field Joint Infill Density	ρ_{fj}	=	900	kg.m ⁻³

4.1.3 Data Operasional Pipa

Berikut merupakan data parameter pipa ketika dalam tahap design dan masa operasi:

Tabel 4.3 Data Operasional Pipa

Data Operasional Pipa				
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m ⁻³
Profile Temperature	Top	=	105	°C
Max Operating Temperature	Tmax	=	120	°C
Design <i>Pressure</i>	Pd	=	70	barg
MAOP	Pi	=	70	barg

4.1.4 Data Lingkungan Pipa

Berikut merupakan data yang terkait dengan lingkungan sekitar pipa seperti data tanah, kedalaman peletakan pipa, serta gelombang dan arus.

Tabel 4.4 Data Perairan

Data Perairan Pipa				
Density of Sea Water	ρ_{water}	=	1026	kg.m ⁻³
Ambient Temperature	Tamb	=	26.5	°C

Tabel 4.5 Data Gelombang

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 YEAR	10 YEAR	100 YEAR	
Max. Wave Height	Hmax	3.3	5	6.2	m
Max. Wave Period	Tmax	6.9	7.9	8.6	s
Significant Wave Height	Hs	1.8	2.7	3.4	m
Spectral Peak Period	Tp	6.5	7.5	8.2	s

Tabel 4.6 Data Arus

Parameter	Symbol	Return Period			Unit
		1 Year	10 Year	100 Year	
U _{surface}	U _s	0.8	1.15	1.45	m/s
U _{mid-Depth}	U _m	0.7	0.85	1	m/s
U _{+1m Abs}	U _{mabs}	0.65	0.7	0.85	m/s

Tabel 4.7 Data Tanah

Soil Parameters (Clay)				
<i>Seabed</i> Roughness	Z _o	=	5.21	m
<i>Seabed</i> Grain Size	d ₅₀	=	0.0625	mm
Undrained Shear Strength	Su	=	1.8	kPa
Dry Unit Soil Weight	γ _s	=	18000	N/m ³

Tabel 4.8 Soil Friction Coefficient

Soil Friction Coefficient		
KP (km)	<i>Axial</i> Friction Coefficient	<i>Lateral</i> Friction Coefficient
0 - 2.5	0.76	0.55
2.5 - 7.5	0.77	0.5

Tabel 4.9 Kedalaman Pipa

<i>Pipeline Depth</i>	
KP (km)	Kedalaman (m)
0	-46.6
0.5	-46.6
1	-46.6
1.5	-46.95
2	-47.25
2.5	-47.75
3	-47.9
3.5	-48.2
4	-48.5
4.5	-49.3
5	-50.5
5.5	-50.5
6	-50.5
6.5	-50.25
7	-50.05
7.5	-51.8

4.2 Perhitungan Berat Pipa Terendam

Sebelum melakukan perhitungan terhadap berat pipa terendam perlu dilakukan perhitungan yang berkaitan dengan parameter-parameter umum. Berikut merupakan parameter umum yang digunakan.

4.2.1 Data Parameter Pipa

Pada Tabel 4.9 dibawah ini terdapat parameter-parameter perhitungan yang digunakan dalam tugas akhir ini:

Tabel 4.9 Parameter Dasar Perhitungan

<i>Pipeline Parameters</i>				
Diameter Luar Pipa	D_o	=	323.85	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 0-2.5	t1	=	19.1	mm
Tebal Nominal Dinding Pipa KP. 2.501-7.5	t2	=	15.9	mm

Pipeline Parameters				
Tebal Corrosion Coating	tcc	=	3.2	mm
Corrosion Allowance	tcorr	=	0	mm
Steel Density	ρ_{st}	=	7850	kg.m ⁻³
Coating Density	ρ_{cc}	=	900	kg.m ⁻³
Cwc Density	ρ_{wc}	=	2300	kg.m ⁻³
Minimum Contents Density	ρ_{cont}	=	40.75	kg.m ⁻³
Panjang Joint Pipa	Lpj	=	12.2	m

Setelah mengetahui nilai parameter dasar perhitungan, maka menggunakan persamaan (2.3) sampai dengan (2.6) didapatkan nilai diameter total pipa, diameter dalam pipa dan *cross sectional area* sebagai berikut:

KP (km)	Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
KP (0-2.5)	Diameter Total Pipa	D_{t_x}	0.41025	m
KP (2.5-7.5)			0.41025	m
KP (0-2.5)	Tebal Nominal Pipa	t_{2_x}	0.0191	m
KP (2.5-7.5)			0.0159	m
KP (0-2.5)	Diameter Dalam Pipa	D_{i_x}	0.2856	m
KP (2.5-7.5)			0.2920	m
KP (0-2.5)	Cross Sectional Area	A_{s_x}	0.0182	m ²
KP (2.5-7.5)			0.0153	m ²

4.2.2 Berat Pipa Terendam

Berat pipa terendam merupakan selisih perhitungan antara berat keseluruhan pipa dengan buoyancy. Berat pipa keseluruhan terdiri dari berat pipa baja itu sendiri, berat corrosion coating, berat concrete coating serta berat content atau berat isi dari pipa. Pada Tabel 4.10 dan 4.11 berikut merupakan hasil

perhitungan berat terendam pipa menggunakan persamaan (2.9) sampai dengan (2.14) .

Tabel 4.10 Berat Pipa Terendam KP (0-2.5)

Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1751.9883	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	31.872824	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	1145.9718	N/m

Tabel 4.11 Berat Pipa Terendam KP (2.5-7.5)

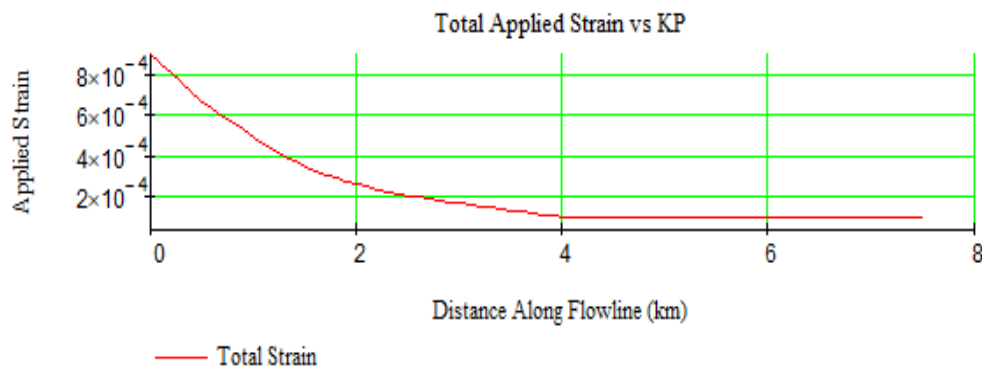
Deskripsi	Simbol	Nilai	Satuan
Berat Pipa Baja	W_{s_x}	1473.7759	N/m
Berat Konten Pipa	W_{cont_x}	33.317048	N/m
Berat Lapisan Anti Korosi	W_{cc_x}	36.115291	N/m
Berat Lapisan Concrete	W_{wc_x}	1231.1341	N/m
Bouyancy	B_x	1331.0004	
Berat Pipa Terendam	W_{sub_x}	923.42298	N/m

Dari tabel diatas dapat diketahui bahwa berat terendam pipa untuk KP 0-2.5 km adalah 1145.972 N/m dan untuk KP 2.5-7.5 sebesar 923.423 N/m.

4.3 Perhitungan Regangan Total

Perhitungan regangan total dilakukan untuk mengetahui *axial force* berupa regangan (strain) yang bekerja di sepanjang KP yang telah ditentukan. Regangan yang terjadi berupa penjumlahan regangan yang disebabkan efek *end cap*, regangan efek *poisson* dan regangan efek *thermal*.

Dengan perhitungan regangan total pada pipa dapat diketahui titik *virtual anchor point*, yaitu titik dimana pipa tidak mengalami pergerakan atau ekspansi akibat pengaruh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Berikut merupakan grafik yang menggambarkan nilai regangan yang terjadi pada pipa bawah laut di setiap KP nya:



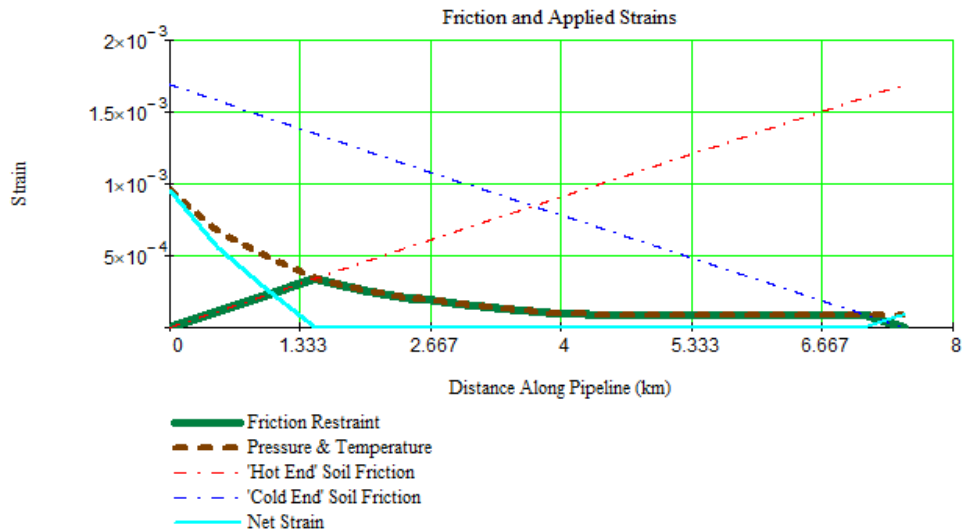
Gambar 4.2 Grafik *Total Applied Strain* Sepanjang KP

Gambar 4.2 menunjukkan nilai dari total applied strain yang terjadi pada pipa bawah laut. Dari grafik diatas diketahui nilai total regangan per KP maksimum adalah 8.9816×10^{-4} yang terdapat pada KP 0 karena nilai temperature maksimum pada ujung pipa.

4.4 Perhitungan Frictional Resistance

Pipa yang diletakkan pada *seabed* akan mengalami interaksi dengan tanah sehingga menghasilkan gaya gesek yang berlawanan arah dengan arah ekspansi pipa. Nilai gaya gesekan tanah dipengaruhi oleh jenis tanah (*axial friction factor*) dan berat terendam pipa serta panjang pipa. Perhitungan frictional resistance dilakukan dengan menjumlahkan gesekan yang terjadi pada setiap KP step.

Setelah mengetahui nilai tahanan gesek yang bekerja pada pipa, maka dapat diketahui *net strain* dengan mengurangi nilai *total applied strain* yang bekerja di sepanjang pipa dengan *frictional resistance* nya. Berikut merupakan perhitungan *frictional resistance* dan *net strain* pada pipa.



Gambar 4.3 Grafik *Frictional Strain* dan *Net Strain*

Pada Gambar 4.3 diketahui nilai maksimum frictional resistance yang bekerja pada pipa sebesar 3.3652×10^{-4} dan nilai maksimum net strain sebesar 8.9816×10^{-4} .

4.5 Analisis Pipeline End-Expansion

Analisis *pipeline end expansion* digunakan untuk mengetahui interaksi antara gaya tahanan tanah dengan gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa akibat pengaruh operasional *temperature* dan *pressure*. Ketika pipa bawah laut mengalami ekspansi, pipa akan mengalami regangan dan penambahan di kedua ujung-ujungnya. Setelah diketahui besar frictional resistance yang bekerja dapat diketahui pada pipa letak *virtual anchor point* dan panjang ekspansi yang terjadi.

4.5.1 Penentuan Titik *Virtual anchor point*

Titik *Virtual anchor point* merupakan titik dimana gaya aksial efektif maksimum memiliki nilai yang sama dengan gaya tahanan tanahnya sehingga pipa berhenti berekspansi. Jarak *virtual anchor point* dari ujung hot end dan ujung cold end terdapat pada Tabel 4.15:

Tabel 4.12 Jarak Titik *Virtual anchor point* dengan Ujung Pipa

LA _{hotend} (m)	LA _{coldend} (m)
1485	401

4.5.2 Pipe Expansion

Tingkat ekspansi yang terjadi pada pipa sangat dipengaruhi oleh operasional *pressure* dan *temperature*, berat pipa, serta gaya tahanan tanah. Besarnya ekspansi yang terjadi pada pipa diketahui dengan mengintegrasikan selisih gaya efektif dan gaya tahanan tanah dengan *virtual anchor point* yang terbentuk pada kedua ujung-ujung pipa. Menurut persamaan (2.20) maka ekspansi pada ujung hot end dan ujung cold end adalah:

Tabel 4.13 Nilai Ekspansi Pada Ujung Pipa

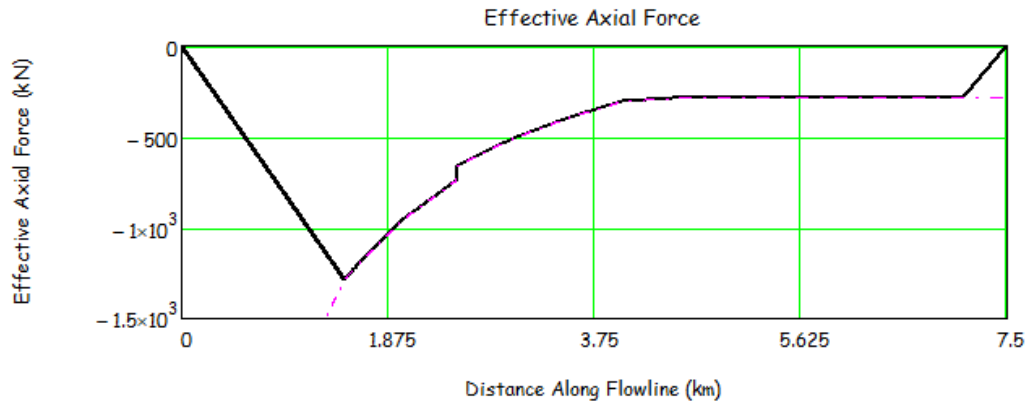
δ_{hotexp} (m)	δ_{coldexp} (m)
0.64	0.02

Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m. Pada KP 1.486 km sampai dengan 7.1 km gaya tahanan tanah mampu menahan gaya aksial efektif yang bekerja sehingga pipa berada dalam kondisi *fully restrained*, sementara pada KP 0-1.485 dan 7.1-7.5 nilai gaya tahanan lebih kecil dari gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa sehingga pipa bebas berekspansi.

Jadi, pipa 7.5 km dengan diameter 12” tergolong pada pipa panjang karena pipa mampu mencapai kondisi *fully restrained*.

4.5.3 Perhitungan Fully Restrained Axial Force

Fully restrained axial force merupakan total gaya aksial efektif yang memicu terjadinya *buckling* pada pipa yang dipengaruhi oleh *thermal* dan *pressure* pada pipa. Ketika pipa mengalami ekspansi dan dilawan oleh gaya tahanan tanah maka akan menimbulkan compressive *axial force* atau gaya tekan pada dinding-dinding pipa. Menggunakan persamaan 2.22 dapat diketahui besar gaya aksial efektif yang bekerja di sepanjang pipa adalah:



Gambar 4.4 *Effective Axial Force*

Pada Gambar 4.4 diatas diketahui gaya aksial efektif terbesar terjadi pada KP 1.5 km dengan nilai 1.28 kN.

4.6 Analisis Kerentanan Lateral *Buckling*

Pipeline dikatakan rentan terhadap *buckling* jika memenuhi syarat dimana gaya aksial efektif lebih besar dari nilai gaya *critical buckling* nya. Pada tugas akhir ini analisis kerentanan pipa terhadap lateral *buckling* dilakukan dengan menggunakan metode Hobbs dengan kriteria sebagai berikut:

$$N_{max} \geq N_{kritisal}$$

N_{max} merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa dengan gaya gesek maksimum yang terjadi pada pipa.

$N_{kritisal}$ merupakan nilai minimum perbandingan antara gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs dan gaya out of straightness atau ketidak lurusan pipa akibat instalasi.

4.6.1 Perhitungan Gaya Pemicu *Buckling* Menurut Hobbs

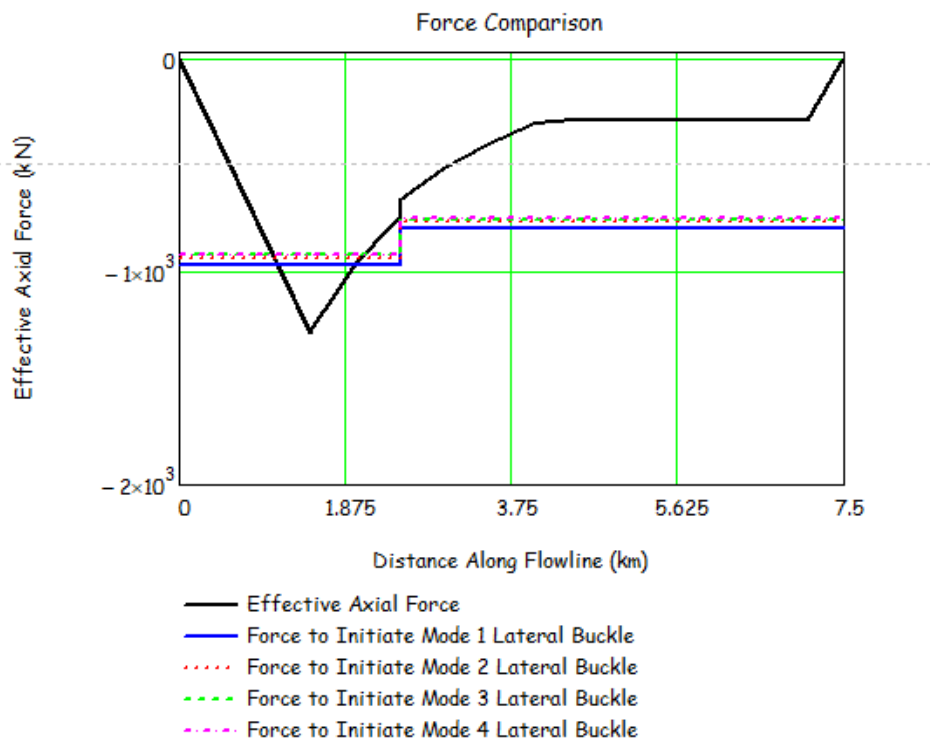
Menurut metode Hobbs pipa dapat mengalami tekuk dalam beberapa mode yaitu mode 1, mode 2, mode 3 dan mode 4. Perbedaan ini didasari oleh perbedaan bentuk tekuk yang terbentuk akibat gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa. Besarnya nilai gaya pemicu *buckling* menurut Hobbs ini terkait dengan nilai konstanta Hobbs untuk setiap mode, berat pipa terendam, panjang tekuk yang terbentuk untuk setiap mode dan *axial friction factor*. Menurut persamaan (2.23) maka besarnya gaya pemicu *buckling* untuk setiap mode adalah sebagai berikut:

Tabel 4.14 Gaya Pemicu *Buckling* setiap Mode

KP (km)	P ₁ (N)	P ₂ (N)	P ₃ (N)	P ₄ (N)
0 - 2.5	-965604.2	-933146	-917107	-915550
2.5 - 7.5	-793707.8	-766426	-752856	-751314

4.6.2 Perbandingan Gaya Efektif dan *Critical Buckling*

Lateral *buckling* akan terjadi pada pipa dengan nilai gaya aksial efektif yang melebihi nilai *critical buckling* menurut metode Hobbs. Setelah dilakukan perhitungan terhadap nilai N_{max} dan N_{kritis} di dapat hasil sebagai berikut:



Gambar 4.5 Perbandingan N_{max} dan N_{kritis}

Dari grafik pada Gambar 4.5 diatas dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 2 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.

4.7 Analisis Kerentanan *Pipeline walking*

Pipeline walking adalah “berjalannya” pipa sebagai respon terhadap *pipeline axial displacement*. Kecenderungan pipa untuk mengalami *pipeline walking*

ditentukan oleh panjang pipa, *axial* soil friction, maximum inlet temperature, kecuraman *seabed slope* dan step saat *thermal transient*.

Pipeline walking biasanya terjadi pada pipa dengan kategori “short” *pipelines*. Yaitu, pipa yang tidak mampu mencapai kondisi fully restrained dengan panjang nya, sehingga penjumlahan nilai virtual anchornya akan melebihi panjang pipa. Namun, telah teridentifikasi bahwa pada pipa dengan kategori “long” *pipelines* yang mengalami lateral *buckling* juga dapat mengalami *pipeline walking* karena lateral *buckling* dapat membagi pipa menjadi beberapa bagian “short” *pipelines*.

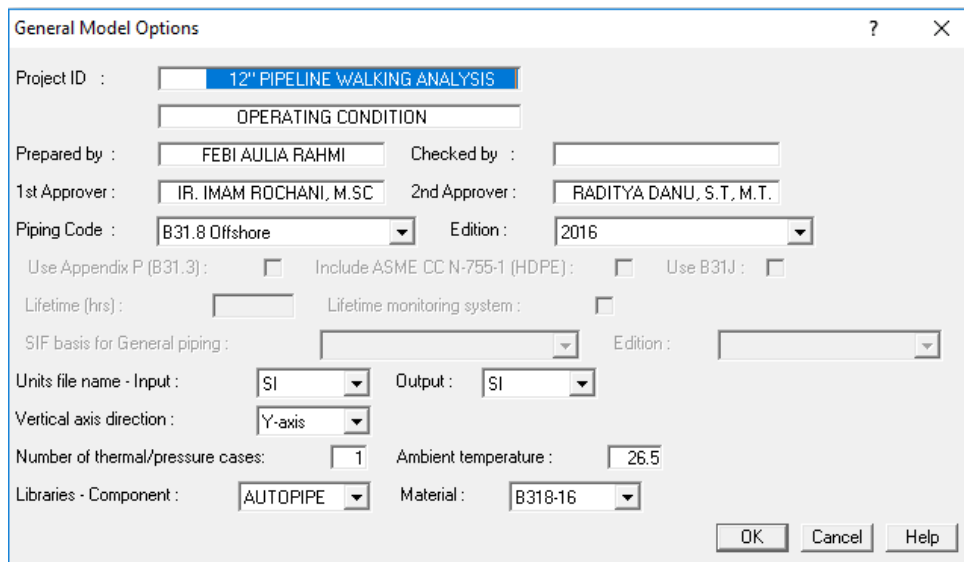
Pada analisis kali ini telah diketahui bahwa pipa tergolong pada “long” *pipelines* dan mengalami lateral *buckling*. Oleh karena itu, dapat dilakukan analisis kerentanan pipa terhadap *pipeline walking*. Analisis dilakukan dengan pemodelan AUTOPIPE, untuk mengetahui apakah pipa mengalami *axial displacement* atau tidak.

4.7.1 Pemodelan AUTOPIPE

AutoPIPE merupakan sebuah program yang digunakan untuk menghitung tegangan yang bekerja pada pipa, analisis *flange*, analisis *support* dan menghitung *displacement* yang terjadi pada pipa akibat pengaruh pembebanan. Pada tugas akhir ini analisis *pipeline walking* menggunakan software AutoPIPE dilakukan untuk mencari besar perpindahan point pada arah *axial* pipa. Pipa yang dimodelkan sepanjang 7.5 km dengan diameter pipa 12” dan dengan ujung pipa diasumsikan *fixed*. Berikut merupakan langkah-langkah dalam penggunaan software AutoPIPE:

1) Input piping codes

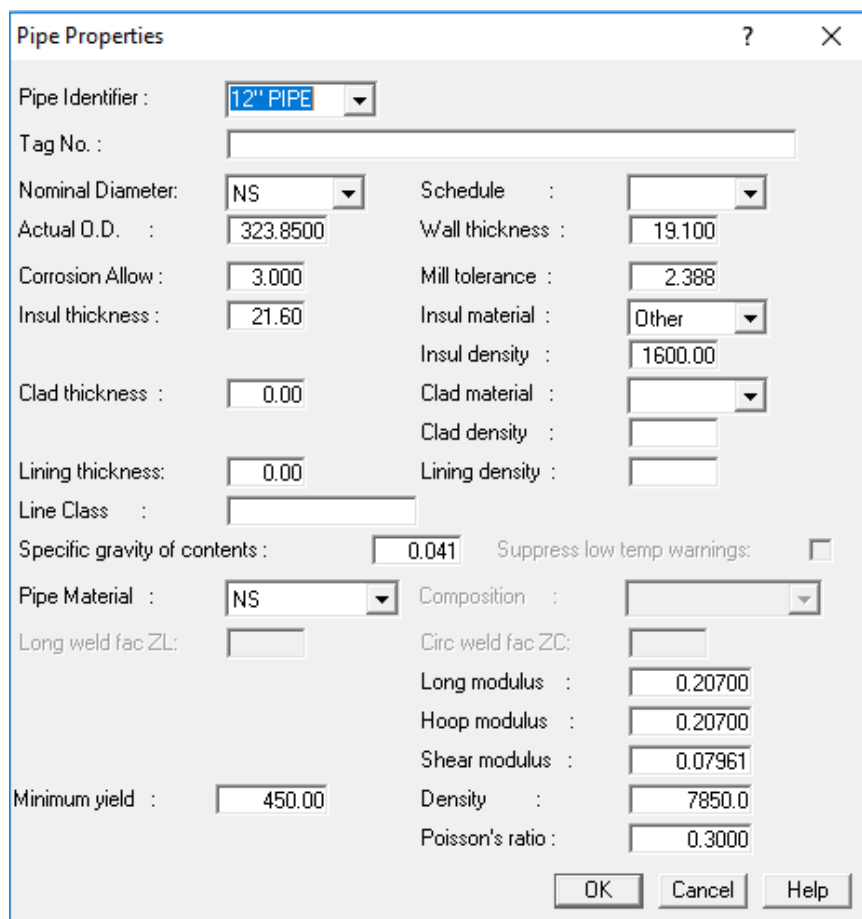
Gambar 4.6 dibawah ini menunjukkan data input awal yang dibutuhkan untuk analisis menggunakan AutoPIPE. Diantaranya satuan yang digunakan dalam perhitungan, code standar dan suhu lingkungan perairan.



Gambar 4.6 Input Piping Codes

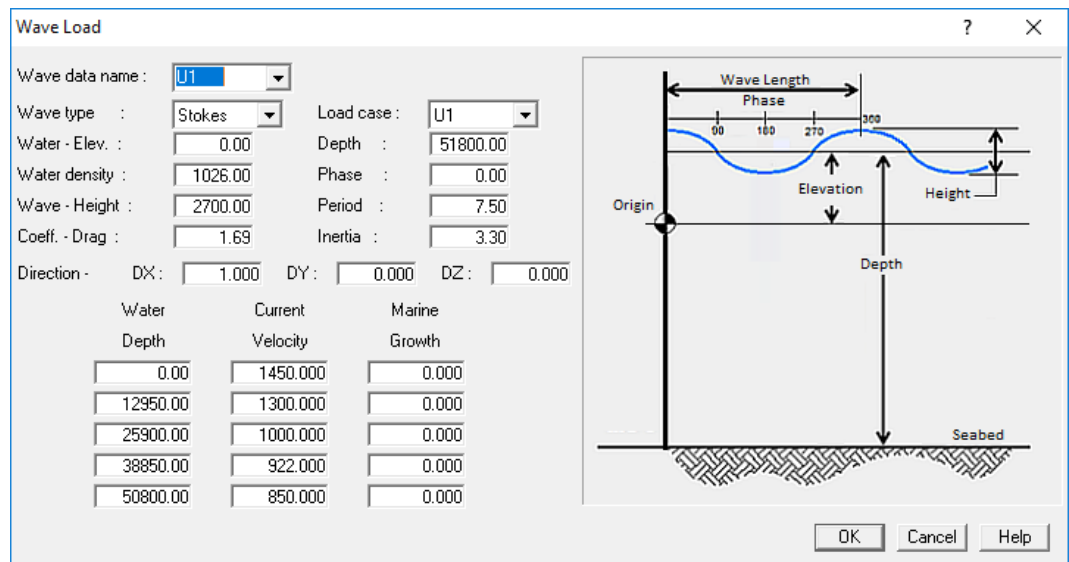
2) Input data properti pipa

Gambar 4.7 dibawah ini menunjukkan data yang diperlukan sebagai input data properti pipa pada pemodelan di AutoPIPE.



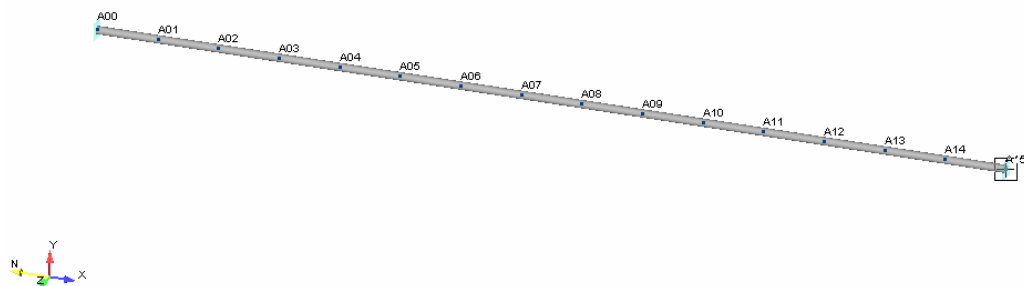
Gambar 4.7 Input Properties Pipa

- 3) Input beban arus
 Input pembebanan pada pemodelan AutoPIPE meliputi buoyancy dan arus.
 Berikut ditampilkan input pembebanan pada Gambar 4.8



Gambar 4.8 Input Beban Arus

- 4) Model pipa
 Gambar 4.10 merupakan hasil pemodelan menggunakan software AutoPIPE dengan Panjang 7.5 km dan dengan kondisi meletak pada *seabed*.



Gambar 4.9 Model Pipa Tampak Samping

4.7.2 Analisis Walking

Setelah dilakukan pemodelan pipa menggunakan software AUTOPIPE dan diberi pembebanan berupa *pressure*, *temperature*, tanah dan arus serta gelombang, maka didapatkan nilai *displacement* pipa seperti pada Tabel 4.18 sebagai berikut:

Tabel 4.15 Nilai *Displacement* Pipa

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A00	-640	0	0
A01	223.78	-2.02	0.14
A02	19.5	-2.17	0.15
A03	0.02	-2.18	0.15
A04	0	-2.18	0.15
A05	0	-2.19	0.15
A06	0	-2.28	0.15
A07	0	-2.02	0.15
A08	0	-2.17	0.15
A09	0	-2.18	0.15
A10	0	-2.18	0.15
A11	0	-2.18	0.15
A12	0	-2.18	0.15
A13	0	-2.18	0.15
A14	0	-2.18	0.15
A15	0	-2.18	0.15
A16	0	-2.18	0.15
A17	0	-2.18	0.15
A18	0	-2.18	0.15
A19	0	-2.18	0.15
A20	0	-2.18	0.15
A21	0	-2.18	0.15

Nodes	<i>Displacement</i>		
	dx (mm)	dy (mm)	dz (mm)
A22	0	-2.18	0.15
A23	0	-2.18	0.15
A24	0	-2.18	0.15
A25	0	-2.19	0.15
A26	0	-2.28	0.15
A27	0	-2.1	0.15
A28	0.01	-2.1	0.15
A29	2.06	-2.14	0.15
A30	20	0	0.16

Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diatas dapat diketahui:

- Terjadinya *axial displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm.
- Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0 maka pipa berada dalam kondisi fully restrained atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.
- Pipa mengalami *pipeline walking* pada KP 0-1 dan KP 7- 7.5 km.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Dengan analisis *expansion* yang dilakukan dapat diketahui bahwa jarak *anchor point* dengan *hot end* yang terbentuk adalah 1485 m dengan ekspansi yang terjadi sebesar 0.64 m dan jarak *anchor point* dengan *cold end* adalah 401 m dengan ekspansi sebesar 0.02 m..
2. Dari hasil analisis dapat diketahui bahwa pipa rentan terhadap *buckling* pada KP 1- 1.9 km karena pada KP tersebut nilai gaya aksial efektif yang bekerja pada pipa lebih besar dari pada gaya *critical buckling* nya.
3. Dari analisis berdasarkan software AUTOPIPE diketahui pipa rentan terhadap *pipeline walking* karena terjadi *axial displacement* atau perpindahan nodes searah sumbu *axial* pipa dengan *displacement* maksimum pada ujung pipa yakni sebesar 640 mm. Pada nodes dengan nilai *axial displacement* sama dengan 0, maka pipa berada dalam kondisi *fully restrained* atau tertahan sepenuhnya oleh gaya tahanan tanah.

5.2 Saran

Berikut merupakan beberapa saran yang penulis berikan jika dilakukan penelitian lebih lanjut:

1. Perlu adanya penelitian lanjutan mengenai *fatigue* yang terjadi akibat adanya *buckling*.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y., Bai, Q. 2005. *Subsea Pipeline and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Bai, Y., Bai, Q. 2001. *Pipelines and Risers*. USA: Elsevier Science.
- Birdas M., dkk. 2015. *Assessment of Pipeline walking With Coupled Triggering Mechanisms by Finite Element Approach*. Canada: Proceedings of the ASME
- Carr, M., dkk. 2003. *Lateral Buckling and Pipeline walking, A Challenge for Hot Pipelines*. Amsterdam: Research Gate.
- Cumming, G., dkk. 2009. *Lateral Walking and Feed In of Buckled Pipelines Due to Interaction of Seabed Features*. USA: Proceedings of the ASME
- Det Norske Veritas. 2000. *DNV RP-F101 Submarine Pipeline System*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2007. *DNV RP-F110 Global Buckling of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Det Norske Veritas. 2010. *DNV RP-F109 On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*. Norway: Det Norske Veritas
- Guo, B., dkk. 2005. *Offshore Pipelines*. USA: Elsevier.
- Harja, Ibnu Suwida. 2015. *Analisa Lateral Buckling Akibat Ekspansi Thermal Yang Mengakibatkan Pipeline walking*. Jurnal Tugas Akhir Teknik Kelautan: Surabaya.
- Hidayaturrohman, Fitrorul Laeli. 2016. *Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut*. Jurnal Teknik Sipil ITB: Bandung.
- Hakim, M. Abdel., dkk. *Global Buckling and Pipeline walking Interaction – A Unique Challenge*: SPE
- Isaac, Obele Ifenna. 2013. *Lateral Buckling and Axial Walking of Surface Laid Subsea Pipeline*. Offshore Technology: Stavanger.

Tveramo, Camilia. 2013. *Pipeline walking of High Pressure/ Temperature Flowlines*. Department of Marine Technology Norwegian University of Science and Technology.

Xiaodi, Song., Xiaoxian, Song. 2012. *Study of Lateral Buckling of Submarine Pipeline*. China: EMEIT.

Yeong Chi, Shue., Jeng Chiou, Yaw. 1995. *Buckling of Offshore Pipelines*. China