

Analisis *Buckling* selama Proses *Abandonment and Recovery* pada *Pipeline 20"* di Sangatta, Kalimantan Timur

Moch. Ardiansyah⁽¹⁾, Imam Rochani⁽²⁾, dan Handayanu⁽³⁾

⁽¹⁾Mahasiswa Teknik Kelautan FTK- ITS, ^{(2),(3)}Staf Pengajar Teknik Kelautan FTK- ITS

Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)

Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111

e-mail: imamr@oe.its.ac.id , handayanu@oe.its.ac.id

Abstrak — Dalam pelaksanaannya, proses instalasi sebuah *subsea pipeline* tidak sepenuhnya akan berjalan sesuai yang direncanakan. Ada beberapa hal yang bisa membuat proses instalasi tersebut harus dihentikan sementara, misalnya cuaca buruk, peralatan instalasi mengalami kerusakan, dan terjadi *buckling* pada *pipeline* saat proses instalasi. Jika salah satu peristiwa di atas terjadi, maka langkah mitigasi yang bisa dilakukan adalah *abandonment and recovery*. Secara garis besar, *abandonment and recovery* ini adalah langkah mitigasi yang dilakukan dengan menurunkan *pipeline* ke dasar laut hingga proses instalasi bisa berjalan kembali. Setelah segala sesuatunya siap dan proses instalasi akan dilanjutkan, maka *pipeline* dinaikkan kembali ke atas *pipe lay barge*. Proses *abandonment and recovery* ini dilakukan dengan bantuan A&R *winch*. Pada penelitian ini dilakukan analisis *abandonment and recovery* dengan variasi jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut. Ada 3 variasi yang dilakukan, yakni 3m, 4m, dan 5m. Dari hasil analisis yang dilakukan, diketahui bahwa pada jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut yang bernilai 3m dan 5m, *pipeline* mengalami kegagalan karena tegangan ekuivalen yang terjadi melebihi batas aman (87% SMYS) yakni 398.49 Mpa (110.69% SMYS) dan 394.15 Mpa (109.49% SMYS). Selain itu, nilai *unity check* untuk *local buckling* juga melebihi 1 yakni 1.414 dan 1.382. Sedangkan untuk jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut yang bernilai 4m, *pipeline* tidak mengalami kegagalan karena tegangan ekuivalen yang terjadi sebesar 306.29 Mpa (85.08% SMYS) dan nilai *unity check* bernilai 0.821 pada *overbend* dan 0.789 pada *sagbend*.

Kata Kunci — *abandonment and recovery*, *local buckling*, tegangan ekuivalen, *unity check*.

I. PENDAHULUAN

Pendistribusian hasil pengeboran berupa minyak mentah atau gas alam pada umumnya dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan pipa bawah laut (*subsea pipeline*) dan secara curah (misal : tanker, kapal kargo). Pendistribusian dengan *subsea pipeline* relatif aman dibandingkan dengan pendistribusian secara curah [8]. Dengan tingkat keamanan yang baik saat instalasi akan memberikan investasi jangka panjang yang menguntungkan sesuai umur operasi yang telah direncanakan.

Dalam merancang sebuah *subsea pipeline*, harus mempertimbangkan beberapa moda kegagalan yang akan terjadi pada *subsea pipeline*, diantaranya *buckling*, *fatigue*,

maupun *overstress*. Salah satu tahap yang harus direncanakan dan dilakukan analisis agar tidak terjadi kegagalan pada *subsea pipeline* adalah tahap instalasi. Perencanaan dan analisis tersebut perlu dilakukan untuk memastikan tegangan yang bekerja pada *subsea pipeline* pada saat proses instalasi tidak melebihi tegangan yang diizinkan dan memastikan *subsea pipeline* tidak mengalami *buckling*. *Bending stress* maksimum pada *pipeline* terjadi akibat gerakan *surge*, *heave*, *pitch* [1]. Hal yang biasa dilakukan agar tidak terjadi kegagalan (tegangan yang berlebihan dan *buckling*) pada *subsea pipeline* saat instalasi adalah mengatur kurvatur *stinger* pada *pipe lay barge* sebagai tumpuan pada saat proses instalasi [3].

Dalam pelaksanaannya, proses instalasi sebuah *subsea pipeline* tidak sepenuhnya akan berjalan sesuai yang direncanakan. Hal-hal yang bisa menyebabkan terganggunya atau bahkan menyebabkan terhentinya proses instalasi sebuah *subsea pipeline* juga harus dipertimbangkan, misalnya cuaca buruk, peralatan instalasi mengalami kerusakan, dan terjadi *buckling* pada *pipeline* saat proses instalasi. Ketiga peristiwa tersebut tentunya tidak diharapkan terjadi saat proses instalasi sebuah *subsea pipeline*.

Sebagai seorang insinyur, kita juga harus bisa mengantisipasi jika salah satu peristiwa di atas, terjadi saat instalasi sebuah *subsea pipeline*. Jika salah satu peristiwa di atas terjadi, maka hal yang harus dilakukan adalah *abandonment and recovery*. *Abandonment and recovery* adalah dua proses yang sangat berbeda dan berkebalikan [7]. *Abandonment* artinya menurunkan pipa di dasar laut kemudian ditinggalkan untuk sementara dan akan dilanjutkan proses instalasinya jika keadaan memungkinkan. Sedangkan *recovery* adalah proses kebalikan dari *abandonment*, yakni proses mengangkat dan menaikkan pipa kembali ke atas *pipe lay barge* [8].

Namun, akhir-akhir ini *abandonment and recovery* tidak hanya dilakukan sebagai langkah mitigasi saja, melainkan *abandonment and recovery* ini juga dilakukan dalam rangka proses instalasi pipa bawah laut yang menggunakan lebih dari satu *pipe lay barge*. Sehingga saat

akan dilakukan pergantian *pipe lay barge*, maka *abandonment and recovery* ini harus dilakukan.

Selama proses *abandonment and recovery* ini, pipa sangat rentan mengalami tegangan yang berlebihan (*overstress*) akibat beban-beban yang bekerja pada pipa tersebut. Selain itu, pipa juga rentan mengalami *local buckling* selama proses tersebut. Sehingga perlu dilakukan penelitian lebih lanjut mengenai proses *abandonment and recovery* pada pipa bawah laut.

II. URAIAN PENELITIAN

Alur pengerjaan pada penelitian ini dilakukan dengan tahapan-tahapan berikut ini :

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

Mengumpulkan referensi (sumber pustaka) yang berupa buku, jurnal, penelitian, *codes*, maupun standard yang berhubungan dengan analisis *abandonment and recovery*. Salah satu penelitian yang dipelajari adalah penelitian yang berjudul “Analisa *Abandonment and Recovery* sebagai Mitigasi Cuaca Buruk pada Proses Instalasi Pipa Bawah Laut”. [7]

2. Pengumpulan data

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data proyek *EPCIC of Fixed Dolphin Mooring System and 3 km Subsea Onshore Pipeline* di Sangatta, Kutai Timur, Kalimantan Timur.

3. Pemodelan *Pipe Lay Barge*

Membuat permodelan *barge* Alpha DMB 88 pada *software* MOESS berdasarkan data-data yang telah diperoleh. Permodelan ini adalah saat *barge* dalam kondisi *free floating*.

4. Validasi Model *Pipe Lay Barge*

Validasi *barge* dilakukan dengan membandingkan hasil permodelan *barge* antara *software* MOSES dan data *barge* yang ada di lapangan. Apabila validasi tidak terpenuhi, maka harus dilakukan permodelan *barge* kembali dengan *software* MOSES hingga memenuhi syarat validasi. Berdasarkan IACS, kriteria validasi pada *displacement* bernilai 2%.

5. Analisis RAO

RAO ini menggambarkan karakteristik gerakan *barge* pada gelombang reguler. Untuk memperoleh RAO, dilakukan *input center of gravity* (x,y,z) dan nilai jari-jari girasi (K_{xx}, K_{yy}, K_{zz}).

6. *Input Data Barge Support (Roller)* dan *stinger*

Memasukkan koordinat lokasi *barge support (roller)* dan *stinger*

7. *Input Data Lingkungan*

Memasukkan data lingkungan untuk mengetahui efek kondisi lingkungan (gelombang dan arus) saat proses *abandonment and recovery*.

8. *Input Data Abandonment and Recovery*

Memasukkan properti kabel yang akan digunakan dalam analisis *abandonment and recovery*.

9. Analisis *Abandonment and Recovery*

Dalam analisis ini, dilakukan simulasi penurunan dan pengangkatan pipa dengan melakukan variasi jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut (*stinger stern depth*).

10. Cek Tegangan Ekuivalen pada *pipeline* berdasarkan DNV OS F101

Menghitung gaya-gaya yang terjadi pada pipa selama proses *abandonment and recovery*. Tegangan yang dihitung adalah tegangan ekuivalen (Von Mises). Jika tegangan yang terjadi memenuhi kriteria yang diizinkan, maka dilanjutkan untuk perhitungan *local buckling*. Jika tidak memenuhi, maka harus dilakukan pemodelan ulang.

11. Cek *Local Buckling* berdasarkan DNV OS F101

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{Sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{Sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_o - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (1)$$

Analisis *local buckling* ini mengacu pada DNV OS F101 seperti yang ditunjukkan pada Persamaan 1 di atas. *Local buckling* ini berasal dari kombinasi kritis dari *bending moment* dan *axial force* yang kemudian dicari UC. Jika UC kurang dari 1, maka analisis *abandonment and recovery* bisa dinyatakan selesai. Namun jika UC lebih dari 1, maka harus dilakukan pemodelan ulang.

III. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

A. Pengumpulan Data

Data yang digunakan pada penelitian ini, bisa dilihat pada tabel 1 - 7 di bawah ini :

Tabel 1 *Pipeline Properties* [6]

Parameters	Units	Value
Design Life	Years	30
Outside Diameter	mm	508 (20")
Wall Thickness	mm	15.9 (0.625")
Seam Type	-	SAWL
SMYS	Mpa	360 (52.2 ksi)
SMTS	Mpa	460 (66.7 ksi)
Young Modulus	Mpa	207000 (30022.9 ksi)
Poison Ratio	-	0.3
Density	Kg/m ³	7850
Coeff. Of Thermal Expansion	/°C	0.00011
Service	-	Diesel Oil
Fluid Density	Kg/m ³	850
Ovality	-	ODmin-ODmax < 3% of OD
Internal Corrosion Allowance	mm	3
Total Length of Pipe Expose	Km	653
Total Length of Pipe Buried	Km	1617
Design Pressure	psig	285 (19.6 barg)
Operating Pressure	psig	145 (9.8 barg)
Hydrotest Pressure	psig	356.25 (24.5 barg)
Design Temperature	°C	50
Operating Temperature	°C	47

Tabel 2 External Coating Properties [6]

Parameters	Units	Value
Selected External Anti-Corrosion Coating	-	3-LPE
Thickness	mm	2.5
Density	Kg/m ³	958.23
Coating Cutback	mm	150

Tabel 3 Concrete Coating Properties [6]

Parameters	Units	Value
Concrete Density	Kg/m ³	3040
Thickness	mm	50
Concrete Coating Cutback	mm	300

Tabel 4 Pipe Lay Barge Alpha DMB 88 Properties [6]

Parameters	Units	Value
Length Overall	m	62
Breadth	m	11
Depth	m	3
Operating Draft	m	2
A/R Winch	Ton	60
Tensioner	Ton	40
Length of Stinger	m	31.9
Number of Support on Barge (including tensioner)	-	8
Number of Support on Stinger	-	6
Hitch Coordinate		X = -0.399 ; Y = -0.744

Tabel 5 Pipe Lay Barge Roller Configuration [6]

Roller No.	X Coordinate	Y Coordinate
B1	38	1.516
B2	32.095	1.516
T	26.5	1.516
TR1	23	1.516
TR2	16.520	1.396
TR3	12	1.192
TR4	5.5	0.723
TR5	0	0.160

Tabel 6 Stinger Roller Configuration [6]

Roller No.	X Coordinate	Y Coordinate
S1	6.900	1.222
S2	14.130	1.371
S3	20.180	1.359
S4	24.930	1.261
S5	30.000	1.116
S6	31.792	1.116

Tabel 7 Wave Data [6]

Return Period	Max. Significant Wave Height (m)	Wave Peak Period (sec)
1-year	2.11	7.2
100-year	3.19	8.8

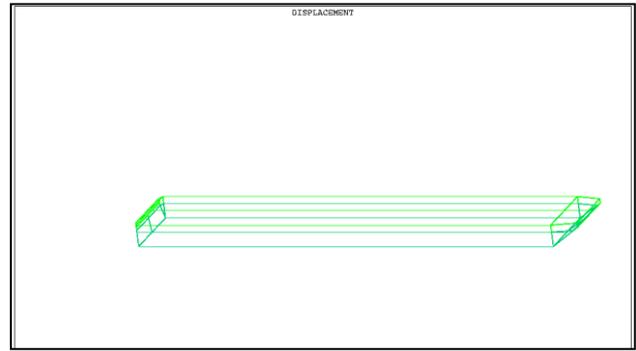
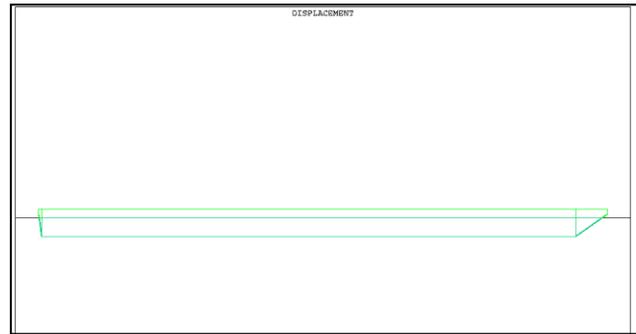
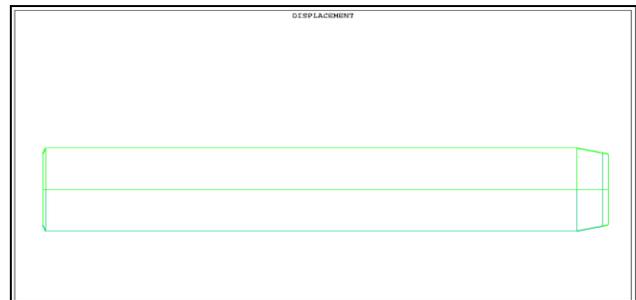
Tabel 8 Current Data [6]

Return Period	Current Velocity (m/s)
1-year	0.2
100-year	0.25

B. Pemodelan Pipe Lay Barge

Struktur *pipe lay barge* dimodelkan sesuai data yang ada pada tabel 4 di atas. Pemodelan *pipe lay barge* dalam penelitian ini, dilakukan dengan bantuan *software* MOSES. Pembuatan model *pipe lay barge* ini, mengacu pada data

general arrangement yang ada. Hasil pemodelan yang sudah dilakukan, bisa dilihat pada Gambar 1 - 3 di bawah ini :

**Gambar 1. Model Pipe Lay Barge Tampak Isometri****Gambar 2. Model Pipe Lay Barge Tampak Samping****Gambar 3. Model Pipe Lay Barge Tampak Atas**

C. Validasi Model Pipe Lay Barge

Validasi dilakukan dengan membandingkan parameter hasil pemodelan dengan *software* MOSES dengan data yang ada pada *stability booklet*. Kriteria validasi yang digunakan mengacu pada IACS dimana kriteria validasi untuk *displacement* bernilai 2% [4]. Hasil validasi yang telah dilakukan, bisa dilihat pada Tabel 9 di bawah ini :

Tabel 9 Validasi Model Pipe Lay Barge

Parameter	Model	Data	Error (%)
Loa (m)	62	62	0
Breadth (m)	11	11	0
Depth (m)	3	3	0
Draft (m)	2	2	0
Displacement (ton)	1348	1344,4	0,27
LCB (m)	30,07a	30,18a	0,37
VCB (m)	1,01	1	0,99

Berdasarkan hasil validasi pada tabel 9 di atas, maka dapat disimpulkan bahwa model yang telah dibuat dengan bantuan *software* MOSES tersebut valid dan bisa digunakan untuk analisis pada tahapan selanjutnya.

D. Analisis Karakteristik Gerak Struktur pada Gelombang Reguler

Dalam penelitian ini, RAO *pipe lay barge* dihasilkan dengan bantuan *software* MOSES. Untuk memperoleh RAO pada *software* tersebut, harus terlebih dahulu melakukan *input center of gravity* untuk sumbu x, y, dan z serta input radius girasi (k_{xx}, k_{yy}, k_{zz}) dari *pipe lay barge*. Untuk *center of gravity*, dilakukan *input* sesuai dengan nilai yang ada pada *stability booklet* dari *pipe lay barge*. Sedangkan untuk nilai radius girasi, dilakukan perhitungan berdasarkan pendekatan dari Jakobsen [5] pada Persamaan 2 dan 3 berikut ini :

- Radius Girasi Roll

$$K_{xx} = 0.34 \times B \quad (2)$$

- Radius Girasi Pitch = Yaw

$$K_{yy} = K_{zz} = 0.27 \times L_{OA} \quad (3)$$

dengan :

B = Breadth, m

L_{OA} = Length of overall, m

Nilai *center of gravity* yang diinputkan pada *software* MOSES untuk memperoleh RAO masing-masing untuk sumbu x,y,z adalah 31.93m, 0m, 3.94m. Sedangkan untuk nilai radius girasi masing-masing untuk sumbu x,y,z adalah 3.74m, 16.74m, 16.74m.

Dalam melakukan analisis RAO, ada 6 gerakan yang ditinjau yaitu, *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, *yaw*. Selain itu ada beberapa arah datang gelombang (*heading*) yang digunakan dalam analisis RAO ini, yaitu 0°, 45°, 90°, 135°, dan 180°. Analisis RAO ini dilakukan pada *pipe lay barge* dalam keadaan tanpa tertambat (*free floating*). Hasil Analisis RAO *pipe lay barge* Alpha DMB 88 bisa dilihat pada Tabel 10 berikut ini :

Tabel 10. Rangkuman Hasil RAO *Pipe Lay Barge*

Gerakan	Unit	Heading				
		0°	45°	90°	135°	180°
Surge	(m/m)	0.909	0.645	0.001	0.645	0.909
Sway	(m/m)	0	0.679	0.968	0.679	0
Heave	(m/m)	1.001	1.092	1.219	1.101	1.013
Roll	(deg/m)	0	4.57	11.715	4.675	0
Pitch	(deg/m)	5.026	4.189	0.311	4.296	5.097
Yaw	(deg/m)	0	1.81	0.044	1.809	0

E. Pemodelan *Abandonment and Recovery*

Dalam penelitian ini, proses *abandonment and recovery* pada *pipeline*, dimodelkan dengan bantuan perangkat lunak. Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini

husus untuk analisis instalasi pipa yang berbasis *finite element*. Dalam perangkat lunak tersebut, proses *abandonment and recovery* dimodelkan dengan melakukan variasi panjang kabel yang digunakan. Dengan menambah panjang kabel yang digunakan, berarti secara tidak langsung kita sedang melakukan pemodelan proses *abandonment* pada *pipeline* sedangkan jika mengurangi panjang kabel, berarti saat itu sedang dilakukan pemodelan proses *recovery* pada *pipeline*.

Pada penelitian ini, pemodelan *abandonment and recovery* dilakukan dengan melakukan variasi panjang kabel sebanyak 6 buah. Panjang kabel yang digunakan bisa dilihat pada Tabel 11 di bawah ini :

Tabel 11. Variasi Panjang Kabel yang Digunakan untuk Simulasi *Abandonment and Recovery*

Case No.	Panjang Kabel (m)	Keterangan
1	24	<i>Pipeline</i> berada di atas roller pertama
2	62	<i>Pipeline</i> berada di hitch (sambungan antara barge dengan stinger)
3	83	<i>Pipeline</i> berada di pertengahan stinger
4	94	<i>Pipeline</i> berada di ujung stinger
5	120	<i>Pipeline</i> berada di pertengahan kedalaman laut
6	147	<i>Pipeline</i> meletak di dasar laut

1) Skema Analisis yang Dilakukan

Setelah menentukan panjang kabel yang digunakan, selanjutnya adalah menentukan skema analisis yang dilakukan. Dalam penelitian ini, analisis *abandonment and recovery* dilakukan dengan 3 variasi jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut. Tujuannya adalah mengetahui pengaruh perubahan jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut dengan tegangan serta kemungkinan *local buckling* yang terjadi pada *pipeline* selama proses *abandonment and recovery*.

Variasi yang dilakukan, bisa dilihat pada Tabel 12 adalah berikut ini :

Tabel 12. Variasi Jarak Ujung *Stinger* terhadap Permukaan Air Laut

No	Jarak Ujung <i>Stinger</i> terhadap Permukaan Laut (m)
1	3
2	4
3	5

F. Analisis Dinamis *Abandonment and Recovery*

Analisis dinamis dilakukan untuk mengetahui interaksi antara *pipeline* dengan arus dan gelombang selama proses *abandonment and recovery*. Kombinasi arus dan gelombang yang mengenai *pipeline* bisa menyebabkan tegangan pada *pipeline* sehingga analisis dinamis perlu dilakukan.

G. Hasil Perhitungan Tegangan pada *Pipeline* Selama Proses *Abandonment and Recovery* dengan Variasi Jarak Ujung *Stinger* terhadap Permukaan Laut

Tabel 13. Hasil Perhitungan Tegangan pada *Pipeline* Selama Proses *Abandonment and Recovery*

No	Stinger Stern Depth	Wave and Current Direction	Max. Stress at Overbend		Max. Stress at Stinger Tip		Max. Stress at Sagbend	
			Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(deg)	(% SMYS)		(% SMYS)		(% SMYS)	
1	3	0	103.62	87	110.08	87	83.67	87
2		45	100.99	87	110.69	87	83.67	87
3		90	100.92	87	110.64	87	83.63	87
4		135	100.88	87	110.57	87	83.6	87
5		180	103.5	87	109.94	87	83.66	87
6	4	0	80.18	87	84.54	87	81.81	87
7		45	78.08	87	85.08	87	81.83	87
8		90	77.88	87	84.9	87	81.79	87
9		135	77.98	87	84.97	87	81.77	87
10		180	80.18	87	84.54	87	81.81	87
11	5	0	109.31	87	58.97	87	79.8	87
12		45	109.49	87	58.64	87	79.81	87
13		90	109.48	87	59.8	87	79.78	87
14		135	109.49	87	58.54	87	79.75	87
15		180	109.31	87	58.97	87	79.8	87

Berdasarkan Tabel 13 di atas, dapat disimpulkan bahwa *pipeline* akan mengalami tegangan yang berlebih (*overstress*) jika jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut (*stinger stern depth*) bernilai 3m dan 5m. Hal ini terjadi karena tegangan ekuivalen yang terjadi melebihi tegangan yang diizinkan (87% SMYS). Sedangkan jika jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut (*stinger stern depth*) bernilai 4m, *pipeline* dinyatakan aman karena tidak mengalami tegangan yang berlebih pada *overbend*, *sagbend*, maupun *stinger tip*.

H. Analisis *Local Buckling* Selama Proses *Abandonment and Recovery*

Setelah melakukan analisis tegangan yang terjadi selama proses *abandonment and recovery*, kemudian setelah itu harus dilakukan analisis *local buckling* pada *pipeline*. Analisis *local buckling* ini dilakukan untuk menghindari terjadinya *local buckling* pada *pipeline* yang diakibatkan oleh *bending moment* dan *axial force* yang timbul selama proses *abandonment and recovery*. Nilai *maximum bending moment* dan *maximum axial force* didapat dari *output* pemodelan proses *abandonment and recovery* dengan menggunakan perangkat lunak.

Perhitungan nilai *local buckling* dilakukan secara manual dengan menggunakan Persamaan 1 [2]. Berdasarkan DNV OS F101, persamaan ini digunakan untuk menghitung *local buckling* yang terjadi karena tegangan eksternal yang berlebih (*external overpressure*). Hasil yang didapatkan dari perhitungan *local buckling* berupa *unity check*. Dalam DNV OS F101, *local buckling* terjadi jika nilai *unity check* melebihi 1 ($UC > 1$).

1) Skema Analisis yang Dilakukan

Analisis *local buckling* selama proses *abandonment and recovery* dilakukan dengan 3 variasi jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut. Analisis *local buckling* ini dilakukan pada daerah *sagbend* dan *overbend*. Hal ini dilakukan karena, menurut DNV OS F101 dua daerah tersebut adalah daerah yang paling rentan bagi *pipeline* untuk mengalami kegagalan baik karena tegangan yang berlebih maupun *local buckling*. Nilai *maximum bending moment* dan *maximum axial force* yang digunakan untuk analisis *local buckling*, bisa dilihat pada Tabel 14 berikut ini :

Tabel 14 Nilai *Bending Moment* dan *Axial Force* yang digunakan untuk menghitung *Local Buckling*

No	Stinger Stern Depth	Max. Bending Moment		Max. Axial Force	
		Overbend	Sagbend	Overbend	Sagbend
-	(m)	(kNm)		(kN)	
1	3	1130.93	865.37	330.08	174.82
2	4	860.59	845.86	330.02	174.82
3	5	1117.75	824.3	329.18	174.83

2) Hasil Perhitungan *Local Buckling*

Tabel 15. Rangkuman Hasil Perhitungan *Local Buckling* Selama Proses *Abandonment and Recovery*

No	Stinger Stern Depth	Unity Check		Status	
		Overbend	Sagbend	Overbend	Sagbend
-	(m)				
1	3	1.414	0.826	FAIL	OK
2	4	0.821	0.789	OK	OK
3	5	1382	0.749	FAIL	OK

Berdasarkan tabel 15 di atas, dapat disimpulkan bahwa *pipeline* akan mengalami *local buckling*, jika jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut (*stinger stern depth*) bernilai 3m dan 5m. Hal ini terjadi karena nilai *unity check* melebihi 1 ($UC > 1$) pada daerah *overbend*. Sedangkan jika jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut (*stinger stern depth*) bernilai 4m, nilai *unity check* pada daerah *overbend* dan *sagbend*, kurang dari 1 ($UC < 1$). Sehingga bisa dikatakan, *pipeline* tidak mengalami *local buckling*.

IV. KESIMPULAN/RINGKASAN

Berdasarkan analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada bab yang sebelumnya, maka dapat ditarik beberapa kesimpulan mengenai topik dalam tugas akhir ini, yaitu :

1. Karakteristik gerak *pipe lay barge* pada gelombang reguler untuk gerakan *surge*, nilai terbesar terjadi karena gelombang datang arah 0° & 180° yaitu bernilai 0.91 m/m. Untuk gerakan *sway*, nilai terbesarnya adalah 0.97 m/m. Lalu untuk gerakan *heave*, nilai terbesarnya adalah 1.22 m/m. Sedangkan untuk gerakan *roll*, nilai terbesarnya adalah 11.72 deg/m. Pada gerakan *sway*, *heave*, dan *roll*, nilai terbesar terjadi karena gelombang datang arah 90° . Kemudian untuk gerakan *pitch* dan *yaw*, nilai terbesarnya berturut-turut yaitu 5.10 deg/m dan 1.81 deg/m.
2. Selama proses *abandonment and recovery*, *pipeline* mengalami tegangan yang berlebih (*overstress*) pada saat jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut bernilai 3m dan 5m. Pada saat jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut bernilai 3m, tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi sebesar 398.49 Mpa (110.69% SMYS) dan pada saat bernilai 5m, tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi sebesar 394.15 Mpa (109.49% SMYS). Sedangkan pada saat jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut bernilai 4m, *pipeline* tidak mengalami tegangan yang berlebih (*overstress*) karena tegangan ekuivalen terbesar yang terjadi sebesar 306.29 Mpa (85.08% SMYS).
3. *Local buckling* terjadi pada saat jarak ujung *stinger* terhadap permukaan laut bernilai 3m dan 5m, karena nilai *unity check* pada saat 3m adalah 1.414 dan pada 5m bernilai 1.382. Sedangkan pada jarak ujung *stinger* yang bernilai 4m, tidak terjadi *local buckling*, karena nilai *unity check* untuk perhitungan *local buckling* adalah 0.821 pada *overbend* dan 0.789 pada *sagbend*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis M.A mengucapkan terima kasih kepada Bapak Imam Rochani dan Bapak Handayanu yang telah menjadi pembimbing dalam penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Brewer, W.V. and Dixon, D.A. 1969. *Influence of Lay Barge Motions on a Deep Water Pipeline Laid Under Tension*. Offshore Technology Conference, OTC 1072, Houston.
- [2] DNV OS F101. 2013. *Submarine Pipeline Systems*. Det Norske Veritas, Norway.

- [3] Guo, B et al. 2014. *Offshore Pipelines : Design, Installation, and Maintenance* Elsevier Ocean Engineering Series. USA.
- [4] IACS. 2013. *Load Line*. International Association of Classification Society .
- [5] Jakobsen, S.M. 2008. *Passive Heave Compensation of Heavy Modules*. Thesis Universitas i Stravenger, Faculty of Science and Technology.
- [6] PT DMB. 2015. *Pipeline System Installation Design Basis*. Jakarta.
- [7] Satrio, M. 2016 . *Analisa Abandonment and Recovery sebagai Mitigasi Cuaca Buruk pada Proses Instalasi Pipa Bawah Laut*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Kelautan FTK ITS. Surabaya.
- [8] Soegiono. 2007. *Pipa Laut*. Airlangga University Press. Surabaya.