

Analisis Tegangan Statik pada Pipa Bawah Laut Terkorosi

STUDI KASUS: JALUR PIPA GAS LEPAS PANTAI PGN SSWJ FASE 1

Elang Annadha Satya¹⁾

Program Studi Sarjana Teknik Kelautan, FTSL, ITB

elang0412@gmail.com

Kata Kunci: *Pipa Bawah Laut, Tegangan, Penipisan Dinding Pipa karena Korosi, Kriteria Kegagalan Von Mises, ASME B31.8, AUTOPIPE*

PENDAHULUAN

Apabila melihat pertumbuhan konsumsi minyak dan gas bumi dunia dalam 25 (dua puluh lima) tahun ke depan berdasarkan data dan proyeksi dari *U.S. Energy Information Administration* dalam *International Energy Outlook 2010*, proyeksi konsumsi minyak dan gas bumi akan meningkat 28% untuk minyak bumi dan 44% untuk gas bumi pada tahun 2035. Dengan terbatasnya jumlah sumber daya minyak dan gas bumi serta makin meningkatnya konsumsi minyak dan gas bumi dari tahun ke tahun, maka diperlukan usaha-usaha untuk menjaga keberlangsungan penyediaan energi untuk kebutuhan hidup manusia.

Salah satu usaha yang dapat dilakukan untuk menjaga keberlangsungan penyediaan energi adalah dengan menerapkan optimasi pada setiap proses produksi energi dari minyak dan gas bumi. Usaha optimasi dapat dilakukan sejak tahap perancangan hingga pengoperasian. Selain itu perawatan (*maintenance*) struktur berbasis analisis resiko dapat menjamin infrastruktur tetap beroperasi dengan optimal sepanjang usia operasinya.

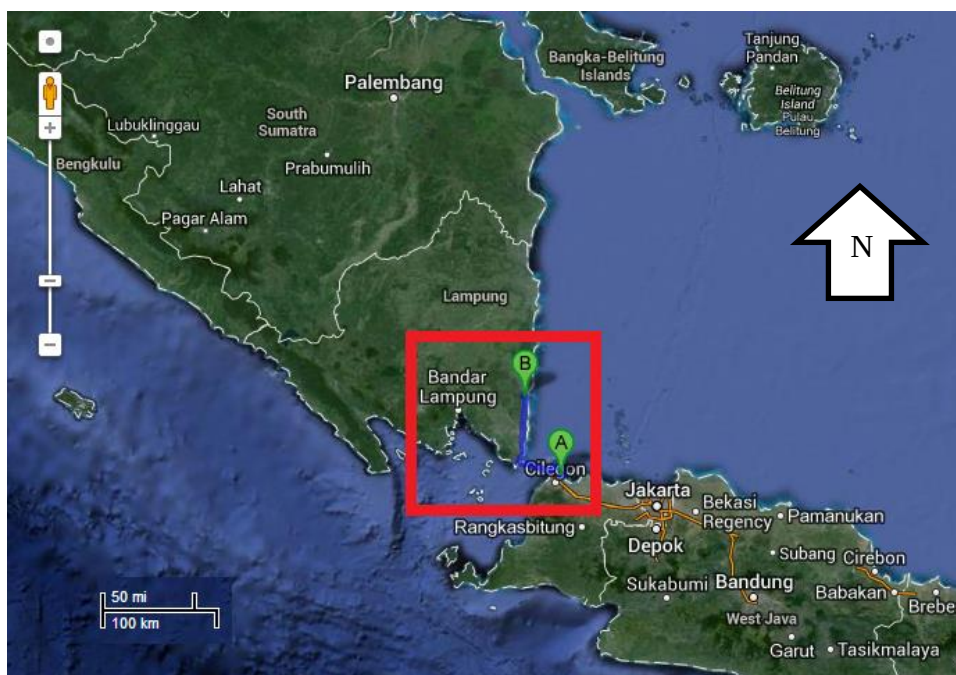
Pada pipa bawah laut bertekanan dan bersuhu tinggi yang terbuat dari logam, degradasi material akibat korosi menjadi salah satu ancaman utama terhadap keselamatan struktur dan operasinya. Dampak-dampak buruk yang dapat diakibatkan oleh korosi pada pipa bawah laut sangat berpengaruh pada segi finansial dan keselamatan kerja. Korosi yang tak terawasi pada pipa bawah laut bertekanan dan bersuhu tinggi dapat meningkatkan kemungkinan terjadinya kegagalan pada struktur pipa yaitu pipa meluluh (*material yield*) atau pipa meledak (*pipe bursting*) yang menyebabkan terjadinya kebocoran pada pipa. Pada sebagian besar kasus, kebocoran pipa bawah laut meskipun tidak mematikan, namun dapat membahayakan struktur penting di sekitarnya. Oleh `

Tugas akhir ini dilakukan untuk memodelkan tegangan yang terjadi pada pipa terkorosi berdasarkan kode ASME B31.8 dengan menggunakan metode analitik dan perangkat lunak AUTOPIPE sehingga dapat diketahui pengaruh penipisan dinding pipa akibat mengalami korosi dengan tegangan-tegangan yang terjadi pada pipa. Selain itu, pengecekan kegagalan struktur pipa akibat

luluh (*yield*) sesuai dengan kode ASME B31.8 juga dilakukan untuk melihat hubungan antara perubahan tegangan statik yang terjadi pada pipa dengan tegangan izin (*code allowance*) yang dapat menyebabkan kegagalan pada pipa.

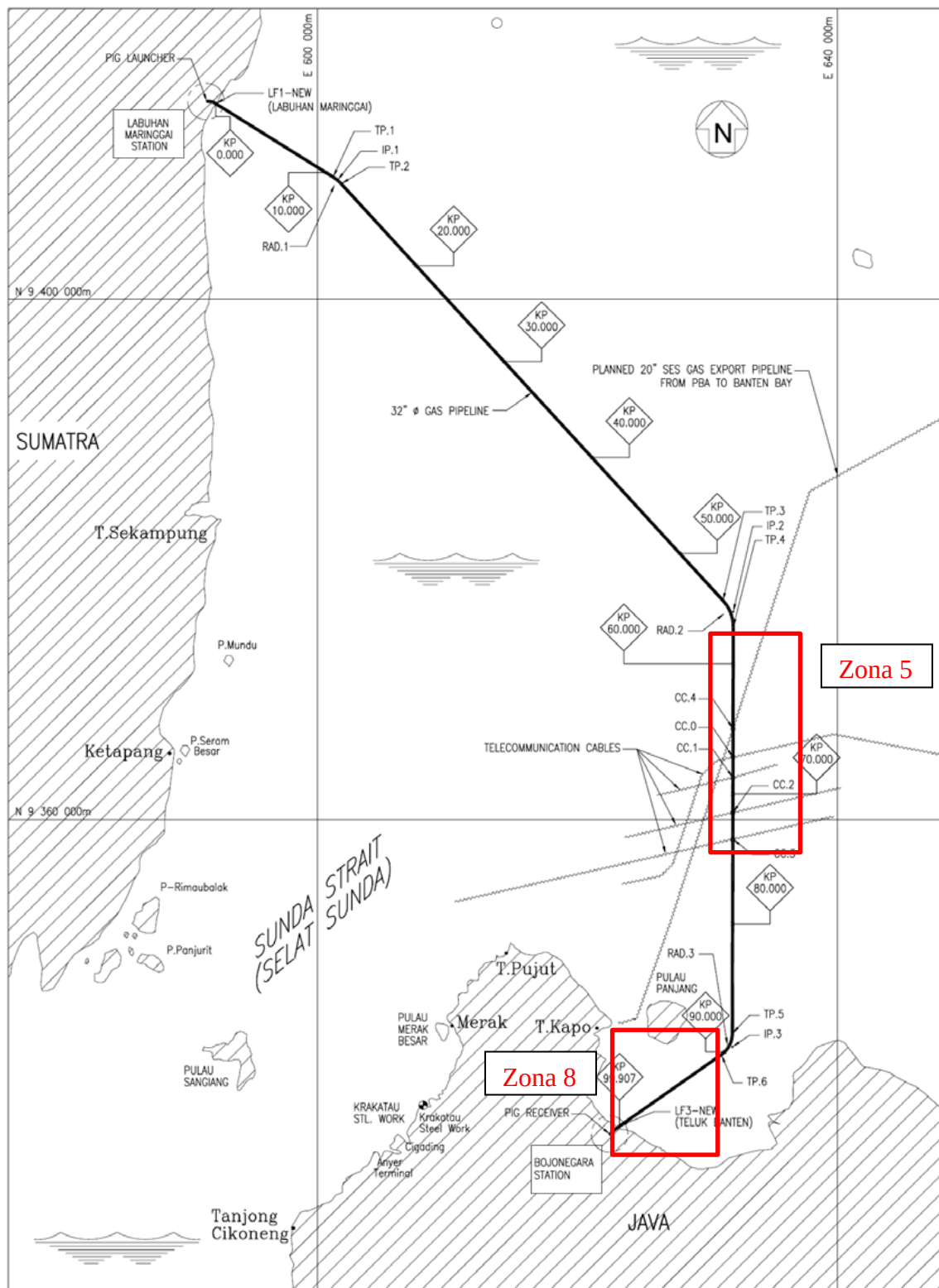
Hasil studi berupa pengaruh penipisan dinding pipa akibat mengalami korosi pada tegangan-tegangan statik yang bekerja pada pipa, diharapkan dapat membantu untuk memproyeksikan kondisi struktur pipa lain yang sejenis, dalam beberapa rentang waktu ke depan. Selain itu, dapat juga digunakan sebagai referensi untuk mengambil keputusan dalam perawatan pipa yang mengalami korosi.

Peta lokasi dan layout jalur pipa yang digunakan sebagai studi kasus penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 1** dan **Gambar 2** di bawah ini.



Gambar 1 Lokasi jalur Pipa Gas Lepas Pantai *South Sumatra-West Java* fase 1.

Sumber: maps.google.com.



Gambar 2 Layout jalur Pipa Gas Lepas Pantai South Sumatra-West Java fase 1.

Sumber: Dokumen PGN .

TEORI DAN METODOLOGI

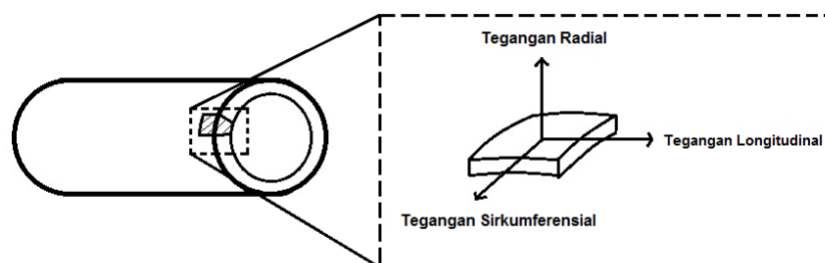
Struktur pipa dirancang sedemikian rupa agar kuat menahan beban-beban yang bekerja pada pipa saat instalasi, hidrotetes, serta terutama saat masa operasional. Pada masa operasi, pipa akan menerima banyak beban. Beban yang ditanggung oleh struktur pipa akan menimbulkan tegangan-tegangan pada permukaan material pipa.

Beban-beban yang bekerja pada pipa bawah laut antara lain:

- Berat sendiri (*gravity load*)
- Beban akibat tekanan muatan (*internal pressure*).
- Beban akibat tekanan dari luar pipa (*external pressure*).
- Gaya gesek tanah.
- Beban akibat *thermal expansion*.
- Beban akibat geometri pipa.
- Beban lingkungan

Semua beban yang bekerja pada struktur pipa, akan menyebabkan munculnya tegangan-tegangan pada permukaan material pipa. Tegangan-tegangan tersebut bekerja pada 3 sumbu prinsip pipa sehingga dinamakan tegangan prinsip. Ketiga tegangan prinsip tersebut adalah: tegangan sirkumferensial, tegangan longitudinal, dan tegangan radial. Pada analisis tegangan pipa, tegangan radial dapat diabaikan karena nilainya tidak signifikan dibanding tegangan sirkumferensial dan tegangan longitudinal.

Ilustrasi tegangan pada pipa yang bekerja pada sumbu prinsipnya dapat dilihat pada **Gambar 3**.



Gambar 3 Ilustrasi tegangan pada pipa yang bekerja pada sumbu prinsipnya.

Perhitungan tegangan pada pipa terkorosi pada Zona 5 dan Zona 8 dilakukan dengan menggunakan 2 metode yaitu metode analitik menurut kode ASME B31.8 dan menggunakan perangkat lunak AUTOPIPE dengan *library* kode ASME B31.8.

Tegangan Sirkumferensial (*Hoop Stress*)

Untuk pipa bawah laut dan *riser*, tegangan tarik sirkumferensial karena perbedaan antara tekanan internal dan eksternal dapat dicari dengan menggunakan salah satu dari dua persamaan di bawah ini (boleh memilih salah satu untuk digunakan).

$$\sigma_h = \frac{(P_i - P_e) \times (OD)}{2t} \quad \text{(Pers. 1)}$$

Atau,

$$\sigma_h = \frac{(P_i - P_e) \times (OD - t)}{2t} \quad \text{(Pers. 2)}$$

Dimana:

σ_h	=	Tegangan sirkumferensial (Pa)
P_i	=	Tekanan internal/ dalam pipa akibat fluida (Pa)
P_e	=	Tekanan eksternal (Pa)
OD	=	Diameter luar nominal pipa (m)
t	=	Tebal dinding pipa (m)

Tegangan Longitudinal (*Longitudinal Stress*)

Untuk pipa bawah laut dan *riser*, nilai tegangan longitudinal dapat dicari dengan mengambil nilai terbesar σ_l dari persamaan di bawah ini. .

$$|\sigma_{ltot}| = \frac{F_A}{A} \pm S_b \quad \text{(Pers. 3)}$$

Dimana:

σ_{ltot}	=	Tegangan longitudinal (Pa)
F_A	=	Gaya aksial total (N)
A	=	Luas penampang potongan melintang material pipa (m ²)
S_b	=	Tegangan lentur (Pa)
	=	$\frac{[(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2]^{1/2}}{z}$

i_i	=	<i>in-plane stress intensification factor</i>
i_o	=	<i>out-plane stress intensification factor</i>
M_i	=	momen lentur <i>in-plane</i> (Nm)
M_o	=	momen lentur <i>out-plane</i> (Nm)
Z	=	<i>section modulus</i> penampang melintang pipa (m ³)

Tegangan Kombinasi (*Combined Stress*)

Pada aplikasinya, kode ASME B31.8 menurunkan persamaan tegangan kombinasi berdasarkan teori kegagalan *Von Mises* seperti dapat dilihat pada **Persamaan 4**.

$$\sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_{ltot} + \sigma_{ltot}^2 + 3\sigma_t^2} \leq \text{Combined Stress} \quad (\text{Pers. 4})$$

Pada pipa berdinding tipis, tegangan radial (σ_r) bernilai sangat kecil/ tidak signifikan sehingga dapat diabaikan, maka **Persamaan 4** dapat disederhanakan menjadi:

$$\sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_{ltot} + \sigma_{ltot}^2} \leq \text{Combined Stress} \quad (\text{Pers. 5})$$

Dimana:

σ_h	=	Tegangan sirkumferensial (Pa)
σ_{ltot}	=	Tegangan longitudinal total (Pa)
	=	$\sigma_{l'} + \sigma_{l''}$
DF	=	<i>Design Factor</i>
SMYS	=	Tegangan batas luluh material (Pa)

Kriteria Kegagalan ASME B31.8

Kode ASME B31.8 mensyaratkan bahwa nilai tegangan sirkumferensial (*hoop stress*), tegangan longitudinal (*longitudinal stress*), dan tegangan kombinasi (*combined stress*) bila dibagi dengan nilai SMYS material harus kurang dari atau sama dengan nilai maksimum *design factor* (DF) yang ditetapkan agar dapat dinyatakan aman. Tabel nilai *design factor* yang diizinkan untuk pipa bawah laut bermuatan gas dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1 Tabel nilai *safety factor* maksimum yang diizinkan untuk pipa bawah laut bermuatan gas.

(Sumber :ASME B31.8)

<i>Location</i>	<i>Hoop Stress (DF1)</i>	<i>Longitudinal Stress (DF2)</i>	<i>Combined Stress (DF3)</i>
<i>Pipeline</i>	0.72	0.8	0.9
<i>Platform piping and risers</i>	0.5	0.8	0.9

Data Inspeksi Korosi

Data hasil inspeksi korosi tahun ke-5 pada pipa Zona 5, Zona 8, dan Free Span dapat dilihat pada **Tabel 2** dan **Tabel 3** di bawah ini.

Tabel 2 Data Hasil Inspeksi Korosi pada Pipa Zona 5 dan Free Span

Sumber: Dokumen PGN

No.	Parameter	Zona 5		
		Nilai	Satuan	Lokasi
1.	Korosi merata (<i>general corrosion</i>)	0.01	mm/tahun	Sepanjang jalur pipa
2.	Korosi lokal (<i>local corrosion</i>)	0.012	mm/tahun	Pada jarak 305 meter dari <i>node</i> pertama dengan lebar korosi 10 mm

Tabel 3 Data Hasil Inspeksi Korosi pada Pipa Zona 8 (antara KP 98,5 hingga KP 99,5)

Sumber: Dokumen PGN

No.	Parameter	Zona 8		
		Nilai	Satuan	Lokasi
1.	Korosi merata (<i>general corrosion</i>)	0.01	mm/tahun	Sepanjang jalur pipa
2.	Korosi lokal (<i>local corrosion</i>)	0.01	mm/tahun	Pada jarak 305 meter dari <i>node</i> pertama dengan lebar korosi 10 mm

Adapun ruang lingkup pembahasan laporan Tugas Akhir ini berupa analisis tegangan pada pipa terkorosi menggunakan metode analitik dan perangkat lunak AUTOPIPE, analisis kegagalan struktur pipa terkorosi berdasarkan kode ASME B31.8, pengamatan perubahan tegangan karena

penipisan dinding pipa akibat korosi serta membandingkan hasil perhitungan analisis tegangan secara analitik dengan hasil perhitungan perangkat lunak AUTOPIPE.

HASIL DAN ANALISIS/DISKUSI

Analisis tegangan statik dilakukan dengan menggunakan metode analitik serta pemodelan struktur menggunakan metode pemodelan elemen hingga dengan bantuan perangkat lunak AUTOPIPE. Dalam analisa tersebut struktur pipa diuji dengan beban *gravity load*, *net pressure*, ekspansi termal dan beban kombinasi dalam kondisi operasional selama masa layan struktur yaitu 20 tahun, dengan variabel ketebalan dinding pipa yang terkorosi sebagai variasi input setiap tahunnya.

Ringkasan perbandingan hasil perhitungan antara metode analitik dan perangkat lunak AUTOPIPE dapat dilihat pada **Tabel 4** di bawah ini. Titik tinjauan adalah titik C01/C02/C03 pada tahun ke-20 dimana terjadi perubahan paling signifikan.

Tabel 4 Ringkasan Perbandingan Hasil Perhitungan Tegangan antar Metode

Ket	Tegangan (MPa)								
	Zona 5			Zona 8			Free Span		
	Hoop Stress	Longitudi nal Stress	Combi ned Stress	Hoop Stress	Longitudi nal Stress	Combi ned Stress	Hoop Stress	Longitudi nal Stress	Combin ed Stress
Perbedaan Tegangan	3.41	-0.50	3.41	3.75	-0.43	3.97	3.41	-0.02	3.36

Dari hasil analisis menggunakan metode analitik dan AUTOPIPE, struktur pipa yang terkorosi mampu menahan kombinasi pembebanan yang bekerja hingga tahun ke-20, hal ini dilihat dari nilai tegangan maksimum yang terjadi pada pipa masih memenuhi standar (berada di bawah nilai) tegangan izin berdasarkan kode ASME B31.8 Nilai tegangan maksimum yang terjadi pada pipa pada Zona 5, Zona 8, dan free span dapat dilihat pada **Tabel 5**, **Tabel 6**, dan **Tabel 7**.

Tabel 5 Ringkasan Tegangan Maksimum Zona 5

Tegangan	Tegangan Maksimum Zona 5 (MPa)		Tegangan Izin (MPa)	Keterangan
	Analitik	Autopipe		

Hoop Stress	121.21	124.62	324	Memenuhi Kriteria
Longitudinal Stress	-14.71	-14.78	360	Memenuhi Kriteria
Combined	127.62	130.98	405	Memenuhi Kriteria

Tabel 6 Ringkasan Tegangan Maksimum Zona 8

Tegangan	Tegangan Maksimum Zona 8 (MPa)		Tegangan Izin (MPa)	Keterangan
	Analitik	Autopipe		
Hoop Stress	154.28	158.03	324	Memenuhi kriteria
Longitudinal Stress	-3.95	-3.98	360	Memenuhi kriteria
Combined	155.81	159.78	405	Memenuhi kriteria

Tabel 7 Ringkasan Tegangan Maksimum daerah Free Span

Tegangan	Tegangan Maksimum <i>Free Span</i> (MPa)		Tegangan Izin (MPa)	Keterangan
	Analitik	Autopipe		
Hoop Stress	121.21	124.62	324	Memenuhi kriteria
Longitudinal Stress	-33.97	-34	360	Memenuhi kriteria
Combined	140.87	144.23	405	Memenuhi kriteria

Langkah selanjutnya dengan menganalisis pengaruh penipisan dinding pipa akibat mengalami korosi pada tegangan yang terjadi pada pipa. Pada tahap ini, titik C01, C02, dan C03 diambil sebagai titik referensi karena mengalami laju korosi yang paling besar yaitu 0,22 mm/tahun pada Zona 5 dan daerah free span serta 0,20 mm/tahun pada Zona 8. Ringkasan analisis pengaruh penipisan dinding pipa terkorosi pada perubahan tegangan yang terjadi pada pipa di Zona 5, Zona 8, dan daerah free span dapat dilihat pada **Tabel 8** di bawah ini.

Tabel 8 Ringkasan Perubahan Tegangan pada Titik C01, C02, & C03 akibat Penipisan Dinding Pipa Terkorosi

Zona	Perubahan Tegangan (MPa)					
	Analitik			AUTOPIPE		
	Hoop Stress	Longitudinal Stress	Combined Stress	Hoop Stress	Longitudinal Stress	Combined Stress
Zona 5	2.373	0.801	1.935	2.470	0.400	2.033

Zona 8	3.239	0.930	2.758	3.320	0.530	3.045
<i>Free Span</i>	2.34	0.44	2	2.47	0.43	1.9

Perubahan tegangan terbesar pada Zona 5 terjadi pada *hoop stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 2.470 MPa. Sedangkan perubahan tegangan terkecil pada Zona 5 terjadi pada *Longitudinal Stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 0.400 MPa.

Perubahan tegangan terbesar pada Zona 8 terjadi pada *hoop stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 3.320 MPa. Sedangkan perubahan tegangan terkecil pada Zona 8 terjadi pada *Longitudinal Stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 0.53 MPa.

Perubahan tegangan terbesar pada *Free Span* terjadi pada *hoop stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 2.47 MPa. Sedangkan perubahan tegangan terkecil pada *Free Span* terjadi pada *Longitudinal Stress* AUTOPIPE yaitu sebesar 0.43 MPa.

SIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis, dapat dapat disimpulkan beberapa poin di bawah ini:

1. Perubahan tegangan yang terjadi pipa seiring waktu berbanding lurus dengan pengurangan ketebalan dinding pipa akibat mengalami korosi.
2. Perubahan nilai % *Code Allowance* pipa seiring waktu berbanding lurus dengan pengurangan ketebalan dinding pipa akibat mengalami korosi.
3. Tegangan maksimum yang terjadi pada Zona 5 yaitu *combined stress* tahun ke-20 yang bernilai 127,63 MPa untuk perhitungan menggunakan metode analitik, dan 130,98 MPa untuk perhitungan menggunakan perangkat lunak AUTOPIPE.
4. Tegangan maksimum yang terjadi pada Zona 8 yaitu *combined stress* tahun ke-20 yang bernilai 155,81 MPa untuk perhitungan menggunakan metode analitik, dan 159,78 MPa untuk perhitungan menggunakan perangkat lunak AUTOPIPE.
5. Tegangan maksimum yang terjadi pada daerah *Free Span* yaitu *combined stress* tahun ke-20 yang bernilai 140,82 MPa untuk perhitungan menggunakan metode analitik, dan 144,23 MPa untuk perhitungan menggunakan perangkat lunak AUTOPIPE.
6. Tegangan maksimum yang terjadi pada pipa Zona 5, Zona 8, dan free span hingga tahun ke-20 tidak ada yang melebihi Tegangan Izin sesuai kriteria ASME B31.8 sehingga jalur pipa dapat dinyatakan aman.
7. Perubahan tegangan yang terjadi pada sepanjang jalur pipa akibat penipisan dinding pipa karena terkorosi selama kurun waktu masa layan paling besar bernilai 3,32 MPa, sehingga dapat disimpulkan tidak signifikan bila dibandingkan dengan Tegangan Izin berdasarkan kode ASME B31.8.
8. Metode perhitungan analisis tegangan dengan metode analitik dan perangkat lunak AUTOPIPE memiliki perbedaan dalam persamaan yang digunakan untuk menghitung tegangan sirkumferensial (*hoop stress*). Metode perhitungan analitik menggunakan diameter pipa rata-rata (*Outside Diameter – Wall Thickness*) sedangkan perangkat lunak AUTOPIPE menggunakan diameter pipa terluar (*Outside Diameter*) sehingga perhitungan menggunakan perangkat lunak AUTOPIPE menghasilkan nilai tegangan yang lebih besar (lebih konservatif).

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis, penulis dapat memberikan saran-saran berikut ini:

1. Analisis tegangan pipa pada laut dalam dapat dilakukan dengan lebih teliti apabila memperhitungkan beban lingkungan seperti arus laut.

2. Analisis tegangan pada pipa terkorosi akibat beban dinamik perlu dilakukan sebagai tahap lanjutan dari analisis tegangan pada pipa untuk keperluan desain pipa.
3. Pada perangkat lunak AUTOPIPE, pengguna tidak dapat memilih salah satu diantara dua pilihan persamaan untuk perhitungan tegangan sirkumferensial (*hoop stress*) yang disyaratkan kode ASME B31.8 sehingga tidak disarankan untuk digunakan dalam pendesainan tegangan pipa dengan kriteria persamaan yang berbeda dengan yang ditetapkan oleh AUTOPIPE.

DAFTAR PUSTAKA

- American Society of Mechanical Engineers, 2010. *ASME Code for Pressure Piping: Gas Transmission and Distribution Piping Systems (B31.8-2010)*. ASME Publishing, U.S.A.
- Bai, Yong and Qiang Bai, 2005. *Subsea Pipeline and Risers*. Elsevier Inc., Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK.
- Beer, Ferdinand, E.R. Johnston Jr., and J.T. Dewolf, 2006. *Mechanics of Material*. McGraw-Hill, New Delhi, India.
- Guo, Boyun, et al, 2005. *Offshore Pipeline*. Elsevier Inc., Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK.
- Logan, Daryl L., 2002. *A First Course in the Finite Element Method*. Brooks/Cole., Pacific Grove, U.S.A.
- Raharjo, Lukki P., 2014. *Analisa Struktur Kapal Kayu Menggunakan Metode Elemen Hingga dan Peraturan Biro Klasifikasi Indonesia*. ITB, Bandung.
- Tawekal, Ricky L., 2011. *KL4221 Bangunan Lepas Pantai II*. Penerbit ITB, Bandung.