

Simulasi Numerik Pipa Penyalur Terkorosi Dengan Variasi Kedalaman dan Orientasi

A. Khusaini* dan G. Nugroho

Departemen Teknik Mesin dan Industri, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada.
Jl. Grafika No. 2, Kompleks UGM, Yogyakarta 55281, Indonesia
*E-mail: ahmadkhusaini1970@gmail.com

Abstrak

Penelitian terkait kekuatan sisa pipa penyalur dengan cacat terkorosi merupakan proyek penting dalam industri pipa minyak dan gas. Hal tersebut dipelajari selama bertahun-tahun, menggunakan beberapa metode eksperimental, numerik, analitik maupun secara empiris. Beberapa kriteria penilaian dengan *code* yang telah dikenal adalah ASME B31G, Modified ASME B31G, DNV RP 101, RSTRENG dan sebagainya. Namun, pendekatan empiris dari banyak data eksperimental sering menunjukkan bahwa metode analitikal dengan menggunakan *code* ini terlalu konservatif untuk mengevaluasi pipa dengan bahan baja grade tinggi dalam hal kekuatan (*strength*). Pada penelitian ini dilakukan simulasi pengaruh korosi berbentuk kotak tunggal dengan variasi kedalaman dan orientasi cacat terkorosi terhadap sisa kekuatan pipa penyalur dengan menggunakan perangkat lunak elemen hingga *Abaqus*. Variasi dilakukan pada rasio kedalaman (*depth*) terhadap ketebalan nominal 30%, 40%, 50%, 60%, 70% dan 80%. Cacat divariasikan pada arah longitudinal 300 mm × 200 mm × *depth* dan sirkumferensial 300 mm × 600 mm × *depth*. Pipa penyalur tersebut dipilih dari material API 5L X70 PSL 2. Simulasi dengan metode elemen hingga dalam makalah ini untuk menentukan tekanan kegagalan pada pipa penyalur dengan cacat korosi eksternal dan internal berdasarkan kriteria kegagalan kekuatan von Mises. Hasil penelitian menunjukkan bahwa tekanan kegagalan pipa penyalur yang terkorosi menurun jika nilai rasio d/t naik untuk semua cacat baik internal maupun eksternal meskipun nilai z atau (L²/D.t) konstan. Tekanan kegagalan lebih tinggi pada lokasi internal dibanding eksternal baik pada arah longitudinal maupun sirkumferensial meskipun secara kalkulasi analitikal dianggap sama. Deviasi yang terjadi maksimum 10.55% pada arah longitudinal dan 5.83% pada arah sirkumferensial. Pada rentang kedalaman (*depth*) 50% - 60% *defect* menunjukkan konvergensi antara data analitikal dan data hasil simulasi FEA. Pada design normal operating pressure 2,34 MPa (23,4 Bar) pipa penyalur masih relatif aman untuk cacat sampai 80% dari ketebalan nominal, pada dimensi panjang cacat terkorosi 300 mm arah longitudinal.

Kata kunci : *pipa, korosi, finite element analysis, pembebanan internal.*

Abstract

Study on the remaining strength of pipelines with corroded defects is an important project in the oil and gas industry. It has been studied over the years, using several experimental, numerical, analytical and empirical methods. Some of the assessment criteria with a code that known are ASME B31G, Modified ASME B31G, DNV RP101, RSTRENG and so on. However, empirically a lot of experimental data often shows the method with this analytical code is too conservative to evaluate pipes with high grade steel materials in terms of strength. In this study, a simulation of the effect of single box corrosion with variations in depth and orientation of the corroded defect against the remaining strength of the pipeline was carried out using Abaqus finite element software. The variations were carried out in the ratio of depth to nominal thickness of 30%, 40%, 50%, 60%, 70% and 80%. The defects were varied in the longitudinal direction of 300 mm × 200 mm × *depth* and the circumferential 300 mm × 600 mm × *depth*. The pipelines were selected from API 5L X70 PSL 2. The finite element simulation is presented in this paper for the failure stresses of pipelines with external and internal corrosion defects based on the von Mises strength failure criterion. The results showed that the failure pressure of the corroded pipeline was decreases when the d/t ratio increases for all defects both internal and external even though the z value or (L²/D.t) is constant. The failure pressure is higher at the internal location than the external in both the longitudinal and circumferential directions even though the analytical calculations are assumed to be the same. The maximum deviation that occurs is 10.55% in the longitudinal direction and 5.83% in the circumferential direction. In the depth range of 50% - 60% the defect shows a convergence between analytical data and FEA simulation data. In the normal design, the operating pressure is 2.34 MPa (23.4 Bar), the pipeline is still relatively safe for defects, up

to 80% of the nominal thickness, at the long dimension of the defect is corroded at 300 mm in the longitudinal direction.

Keywords : pipe, corrosion, finite element analysis, internal loading.

1. PENDAHULUAN

Di industri minyak dan gas bumi penggunaan pipa penyalur adalah metode yang paling efektif dan efisien untuk transportasi fluida dari satu lokasi ke lokasi yang lain. Statistik menunjukkan bahwa korosi adalah salah satu mekanisme utama yang mengakibatkan kegagalan pipa. Secara umum, adanya cacat korosi pada pipa menyebabkan risiko integritas struktural. Pada saat yang sama pipa yang mengalami cacat korosi dapat terus beroperasi jika tekanan operasi maksimum yang diijinkan (MAOP) diketahui. Penilaian keandalan dengan menentukan tekanan kegagalan pipa yang terkorosi oleh berbagai model. American Society of Mechanical Engineers (ASME) standard B31G, modified ASME B31G, RSTRENG dan standard DNV-RP-F101 telah digunakan secara luas untuk menentukan tekanan kegagalan dari pipa yang mengandung cacat korosi. Penentuan nilai *Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP)* sangat berkaitan erat dengan regulasi ini. Ketebalan (*thickness*) material salah satu variable krusial yang menentukan MAOP dari pipa penyalur. Kesalahan menentukan nilai MAOP bisa berakibat sangat fatal bagi keselamatan manusia, peralatan dan lingkungan. Pada tahap design tegangan pipa sebenarnya sudah dikaji kondisi pipa yang aman untuk menerima beban terutama beban tekanan internal. Namun dalam prakteknya, pipa-pipa tersebut sudah tidak lagi memenuhi persyaratan dari analisa tegangan tersebut, dikarenakan kondisi pipa yang sudah tua maupun sudah sangat pesatnya pertumbuhan masyarakat sehingga terjadinya korosi pada pipa penyalur sangat memungkinkan. Assessment dan simulasi dapat menentukan pipa penyalur tersebut masih aman atau tidak untuk dioperasikan.

Tingginya potensi kegagalan pada pipa karena faktor korosi memacu pentingnya untuk mengkaji lebih jauh efek dari *metal loss* terhadap integritas pipa. Penelitian dengan skala laboratorium bisa dilakukan untuk menjawab permasalahan ini, namun terdapat beberapa keterbatasan salah satunya yaitu tingginya biaya untuk melakukan eksperimen tersebut sehingga sulit untuk bisa menemukan kondisi yang bisa merepresentasikan kondisi aktual di lapangan. Oleh karena itu, melakukan simulasi dengan metode analisis elemen hingga adalah salah satu solusi untuk bisa menyelesaikan isu-isu tersebut. Beberapa parameter yang perlu dikaji lebih dalam antara lain adalah karakteristik tegangan yang terjadi, distribusi tegangan dan batas kegagalan dari pipa yang terkorosi. Selain itu perlu dilihat pula berapa nilai tekanan internal maksimum yang dapat diberikan kepada pipa tersebut, sebelum pipa mengalami kegagalan atau fraktur. Dengan mengetahui parameter-parameter tersebut, maka akan membantu pemilik fasilitas operasi dalam melakukan tindakan pertama untuk menghindari terjadinya pipa mengalami kegagalan atau bocor akibat akhir dari pipa terkorosi.

Pipa yang mengalami beban tekanan internal menjadi suatu bahasan yang menarik dan terus berkembang dari masa ke masa dari sisi fenomena stress yang dialami dinding pipa tersebut. Analisa fenomena kerusakan mekanis pada pipa yang dibebani dari internal menjadi menarik karena efek yang ditimbulkan oleh kerusakan pipa terutama pada bagian *metal loss* sangat berpengaruh terhadap kekuatan dan integritas pipa penyalur. Dan pada akhirnya berdampak pada keselamatan manusia, lingkungan sekitar maupun kelangsungan produksi. Penelitian dan eksperimen skala laboratorium telah dilakukan oleh beberapa peneliti sebelumnya. Lee dkk (2005), telah melakukan eksperimen prediksi *pressure failure* pada pipa gas X65 dengan region multi korosi. Mereka menilai kegagalan untuk cacat di beberapa wilayah yang terkorosi telah dipertimbangkan dengan test *failure* pipa ukuran yang real dan metode Elemen hingga. Berikutnya Andrade dan Benjamin (2006) melakukan eksperimen pemodelan dengan elemen hingga perilaku kegagalan pada pipa yang terdapat *defect* interaksi korosi. Kegagalan pipa yang terkorosi biasanya dicapai setelah terjadinya strain besar di daerah yang terkorosi. Pada tahun yang sama A. Weyn dkk. (2006) juga melakukan pemodelan *failure pressure* dengan perangkat lunak *Finite Element Model (FEM)*, namun obyek penelitian berbeda. Mereka meneliti pipa API 5L X70 PSL2 diameter 600 mm dan 900 mm sebanyak 4 specimen (TP1-TP4) secara aktual *failure* di laboratorium. Kemudian Bin Ma dkk (2013) melakukan eksperimen metode prediksi tekanan kegagalan pada pipa yang terkorosi, yang berfokus pada pipa baja kualitas kekuatan tinggi, berdasarkan kriteria kegagalan kekuatan von Mises stress. Kemudian, Chen dkk (2017) melakukan penelitian efek dari rasio Y/T pada *failure pressure* untuk pipa penyalur *high strenght* terkorosi. Berdasarkan model *Double Circular Arc (DCA)* dan kriteria von Mises, persamaan tekanan failure yang baru dari pipa terkorosi dengan kekuatan tinggi. Chen dkk mempunyai ide untuk riset rasio Y/T adalah parameter penting dalam hal deformasi plastis-elastis. Kemudian Abdelghani dkk (2018) meneliti, kriteria *rupture* lokal baja ulet cara baru yang diterapkan untuk memprediksi kegagalan pipa ulet dengan atau tanpa cacat korosi. Kriteria *rupture* ini dinyatakan sebagai fungsi eksponensial pengerasan regangan material dan juga ketahanan maksimum untuk *rupture*. Berikutnya Al-Owaisi dkk (2018), melakukan eksperimen investigasi bentuk *defect* dan orientasi failure pressure pada pipa penyalur yang bertekanan. Tekanan *kegagalan* pipa

baja ulet yang umum digunakan di industri minyak dan gas, yaitu X52 dan X60 diukur dengan beban tekanan internal. Eksperimen itu dilakukan dengan cacat tipe lingkaran dan kotak pada orientasi yang berbeda untuk mensimulasikan cacat *metal loss* yang sebenarnya.

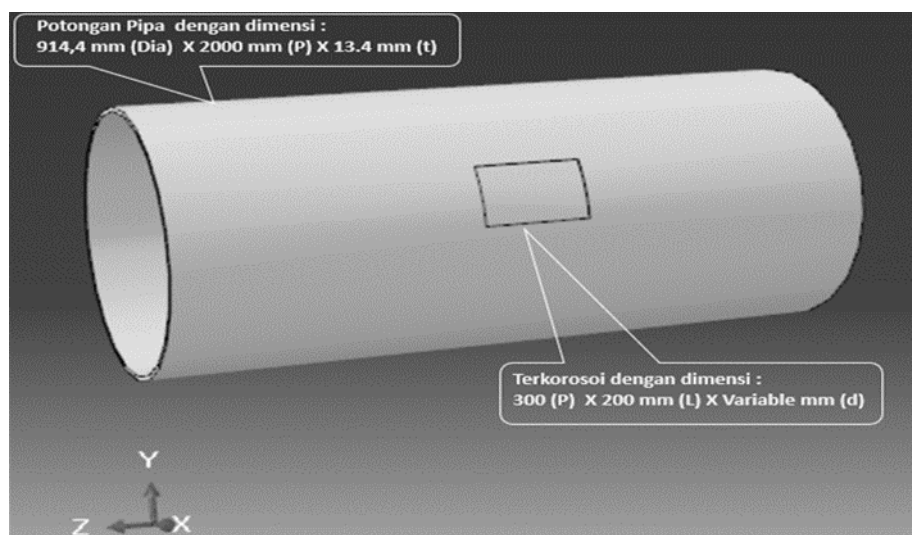
Pada penelitian ini adalah simulasi yang meneliti pengaruh *defect* terkorosi terhadap integritas pipa dengan variasi kombinasi *defect* pipa kedalaman dan orientasi. Kombinasi *defect* juga pada arah longitudinal dan arah sirkumferensial. Rumusan permasalahan yang dituangkan pada penelitian ini adalah bagaimana pengaruh variasi kedalaman cacat korosi internal maupun eksternal dan menentukan tekanan kerja yang aman pada variasi kedalaman cacat korosi pada pipa penyalur.

Peneliti-peneliti sebelumnya melakukan penelitian pengaruh cacat korosi pada pipa secara umum, antara cacat internal dan cacat eksternal pada pipa dianggap sama. Keterbaruan dari penelitian ini dari peneliti sebelumnya adalah membahas cacat terkorosi dari sisi eksternal internal. Code-code yang ada, yakni ASME B31G, Modified ASME B31G, RSTRENG maupun DNV RP F 101 tidak membedakan antara internal dan eksternal. Sehingga peneliti ini meneliti pada *defect* termasuk jug pada sisi internal untuk penyempurnaan penelitian sebelumnya. Pada akhir penelitian hasil yang akan dianalisa adalah distribusi tegangan dan nilai dari tegangan equivalent (von Mises). Batas kegagalan pipa juga akan diteliti dengan melakukan variasi tekanan internal pada pipa. Analisa diharapkan dapat memberikan pengetahuan baru pengaruh dari *defect* karena terkorosi terhadap integritas pipa dan upaya maksimal untuk mencegah terjadinya kegagalan pipa. Model elemen hingga yang dipakai pada penelitian ini telah divalidasi dengan eksperimen yang dilakukan oleh Weyn dkk (2006), yakni Test Point 3 (TP3). Test poin nomor 3 (TP3) tersebut dipakai untuk validasi karena mempunyai dimensi dan properti material yang sama.

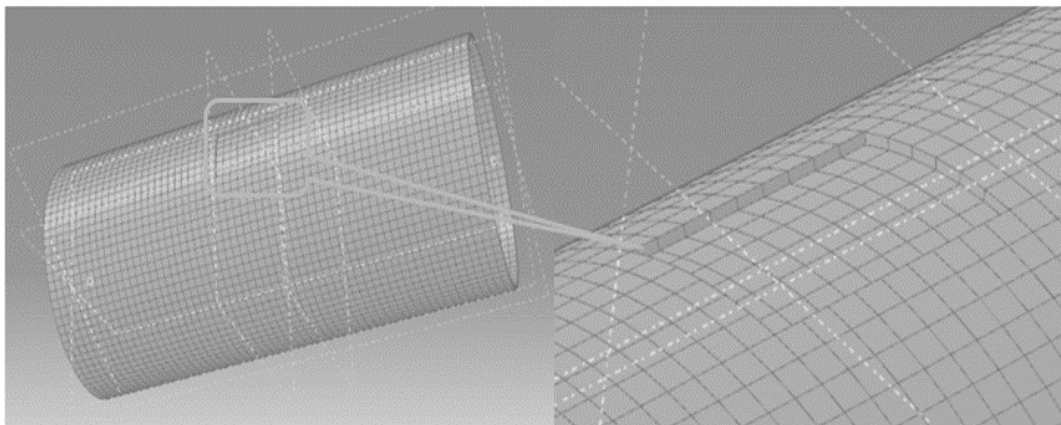
2. METODE PENELITIAN

2.1. Pembuata Model Simulasi

Pada penelitian yang dilakukan ini menggunakan aplikasi *Abaqus* ver 6.13-1. Pemodelan sistem dirancang dengan pendekatan secara per bagian kecil (mesh) dengan beban pada pipa berupa beban persegi panjang. Untuk mempermudah dalam proses komputasi dan analisa simulasi dilakukan untuk 2000 mm panjang dari pipa aslinya. Seperti terlihat pada Gambar 1, ukuran dari model simulasi ialah 914,4 mm (OD) \times 2000 mm (P) \times 13,4 mm (t). Pipa dirancang memiliki posisi longitudinal di sumbu z, sedangkan beban akan menekan posisi internal pipa. Model pipa akan dibebani oleh beban internal yaitu tekanan fluida di dalam pipa. Pemodelan pipe terkorosi yang dibuat terdiri atas 10316 elemen solid dengan ukuran mesh 33 mm baik pada area di sekitar *corrugated pipe* maupun pada pipa yang normal seperti Gambar 2.



Gambar 1. Pemodelan Pipa Terkorosi



Gambar 2. Meshing Pemodelan Pipa Terkorosi

Material pada penelitian ini adalah pipa penyalur 36 Inchi yang dipakai untuk transportasi minyak mentah. Pembebanan yang terjadi pada pipa penyalur ini diperhitungkan dari tekanan internal saja. Besar tekanan pada pipa penyalur tersebut adalah 340 PSI (23,4 Bar) dan temperatur operasi antara 100 F – 150 F. Pipa penyalur ini didesign berdasarkan ASME B31.4 pada tahun 1958 dengan data seperti pada Tabel 1 berikut ini:

Tabel 1. Data Pipa penyalur obyek penelitian

Parameter	Data
Grade material	API 5L X70 PSL2
Nominal thickness	13,4 mm
Maximum operating stress	447 MPa
Normal operating pressure	2,34 MPa (23,4 Bar)
SMYS	483 – 621 MPa
SUTS	758 MPa

2.2. Rumus Prediksi Tekanan Kegagalan Pipa Penyalur

Menurut metodologi ASME B31G, Modified ASME B31G, RSTRENG dan DNV, tekanan kegagalan dari pipa terkorosi karena beban tekanan internal dapat ditulis sebagai berikut:

$$\circ \text{ ASME B31G, } P_f = \frac{2 * S_{flow} * t * F}{D} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t * M} \right)} \right] \quad (1)$$

$$\circ \text{ Modified ASME B31G, } P_f = \frac{2 * S_{flow} * t * F}{D} \left[\frac{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - 0,85 \left(\frac{d}{t * M} \right)} \right] \quad (2)$$

$$\circ \text{ RSTRENG, } P_f = \frac{2 * S_{flow} * t * F}{D} \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0 * M}} \right] \quad (3)$$

$$\circ \text{ DNV RP F-101, } P_f = \gamma_m * 2 * t * \frac{SMTS \left[1 - \gamma_d \left(\frac{d}{t} \right) \right]}{(D_0 - t) \left[1 - \left(\frac{\gamma_d \left(\frac{d}{t} \right)}{Q} \right) \right]} \quad (4)$$

P_f : Tekanan failur (MPa)

S_{flow} : Flow stress material = 1,1 SMYS (MPa)

t : Ketebalan pipa (mm)

F : Faktor safety

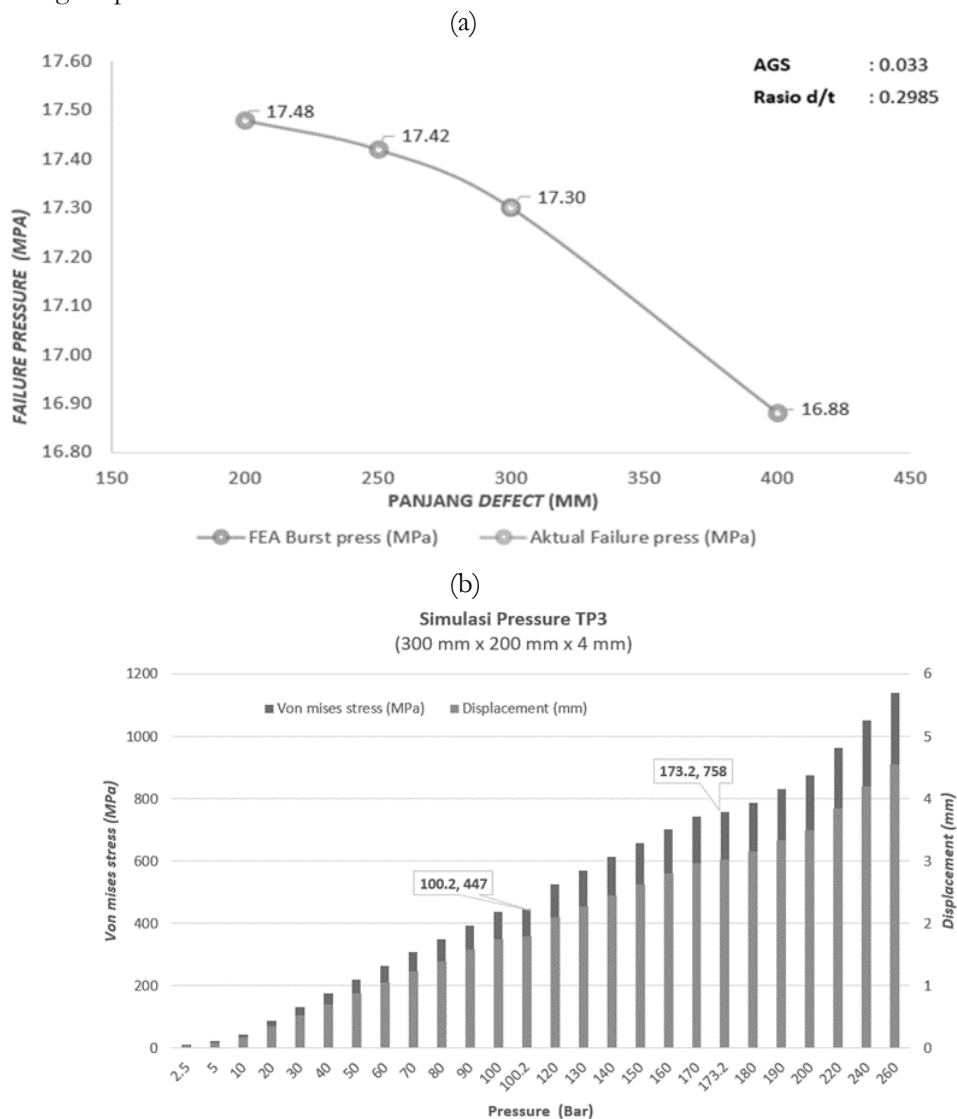
γ_m : Faktor safety prediksi model

D : Diameter pipa (mm)

- d : Kedalaman cacat korosi (mm)
- M : Faktor folias
- A : Luasan area cacat pada bidang longitudinal (mm²)
- A_o : Luasan area original = $t \times L$ (mm²)
- D_o : Diameter pipa = D (mm)
- γ_a : Faktor safety kedalaman cacat
- Q : Faktor koreksi panjang
- $SMTS$: Specified Minimum Tensile Stress (MPa)

2.3. Validasi Model Simulasi

Penelitian ini menggunakan acuan data dan model dari penelitian yang dilakukan oleh Weyn dkk (2006) yang melakukan uji laboratorium dan pemodelan *failure pressure* dengan perangkat lunak *Finite Element Model* (FEM). TP3 pada penelitian A. Weyn dkk (2006) dipilih sebagai sampel yang akan dibandingkan untuk proses validasi model simulasi dengan dimensi cacat korosi 300 mm x 200 mm x 4 mm. Model tersebut secara aktual mengalami kegagalan pada beban internal pressure 173 Bar. Validasi dilakukan dengan mode variabel dimensi panjang cacat korosi dan variabel tekanan internal yang dinaikkan secara bertahap sampai pipa mengalami ultimate stress sebesar 758 MPa sesuai dengan spesifikasi material.



Gambar 3. Validasi Model Simulasi (a) Variabel panjang Cacat korosi, (b) Variabel internal pressure

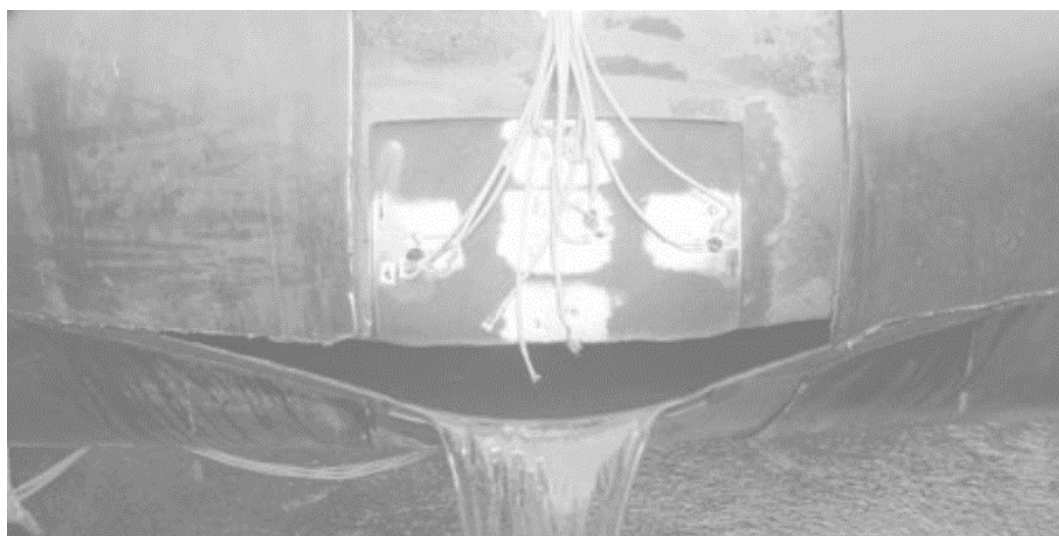
Dari kedua mode validasi menunjukkan bahwa model yang dibuat sudah valid, pipa terlihat mengalami kegagalan atau failure pada pressure 173 Bar, dengan parameter sensitivitas meshing 33 mm (0.033) dan rasio d/t adalah 0,2985.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dengan menggunakan model simulasi *Abaqus* diatas yang telah tervalidasi, maka analisa dilakukan terhadap variasi kedalaman (*depth*) pada pipa terkorosi pada arah longitudinal dan sirkumferensial serta divariasikan juga pada posisi internal maupun eksternal. TP3 pada tabel 2 adalah hasil uji oleh Weyn dkk (2006) yang dijadikan validasi model, karena mempunyai dimensi diameter dan kedalaman yang paling mendekati untuk dengan model pada penelitian ini. Weyn dkk (2006) melakukan eksperimen ini hanya pada sisi eksternal saja. Hasil eksperimen Test Vessel 4 (TP3) setelah failure secara visual terlihat pada Gambar 4.

Tabel 2. Hasil eksperimen Weyn dkk

Test Vessel	Pipe			Defect		Actual Burst Pressure (Bar), Eksternal
	DN (mm)	t_{actual} (mm)	L (mm)	d (mm)	W (mm)	
TP1	600	11,3	210	4,0	100	214
TP2	600	11,4	200	6,8	128	150
TP3	900	13,4	300	4,0	200	173
TP4	900	13,4	300	6,0	600	133



Gambar 4. Test Vessel 3 (TP3) setelah failure (Weyn dkk, 2006)

Tabel 3. Hasil simulasi cacat longitudinal eksternal 30%

Metal loss (%)	Pipe			Defect		FEA Burst Pressure (Bar), Eksternal
	DN (mm)	t_{actual} (mm)	L (mm)	d (mm)	W (mm)	
30	914,4	13,4	300	4,0	200	169,5

Tabel 4. Hasil simulasi cacat longitudinal internal 30%

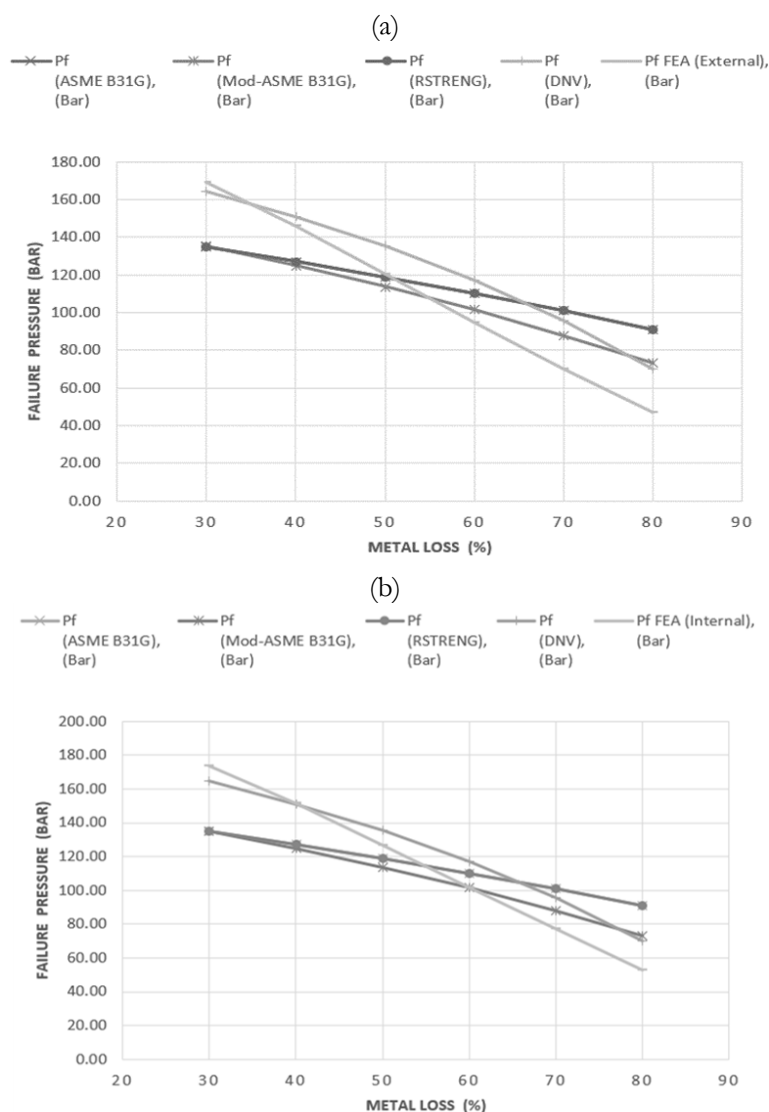
Metal loss (%)	Pipe			Defect		FEA Burst Pressure (Bar), Internal
	DN (mm)	t_{actual} (mm)	L (mm)	d (mm)	W (mm)	
30	914,4	13,4	300	4,0	200	173,9

Tabel 3 dan tabel 4 adalah hasil penelitian pada pipa terkorosi 30% dari ketebalan nominal dengan dimensi cacat korosi 300 mm x 200 mm x 4 mm pada sisi eksternal dan internal. Dari hasil simulasi diketahui terdapat

deviasi 4.4 Bar. Tekanan failure pada cacat sisi internal relatif lebih besar dibanding dengan eksternal adalah dikarenakan stress concentration factor (SCF) sisi internal lebih kecil dibanding pada sisi eksternal. Dengan adanya deviasi tersebut perlu dilakukan simulasi lanjutan dengan variasi ketebalan dan orientasi, longitudinal dan sirkumferensial.

3.1. Hasil Simulasi Kekuatan Arah Longitudinal

Simulasi pada arah longitudinal eksternal dan internal adalah cacat korosi tipe kotak tunggal dengan dimensi $300 \text{ mm} \times 200 \text{ mm} \times d \text{ mm}$ (*variable depth*) dan hasil simulasi tersebut seperti pada Gambar 5. Data tersebut diperoleh dari kalkulasi pada formula (1), (2), (3), (4) diatas dan analisa elemen hingga.

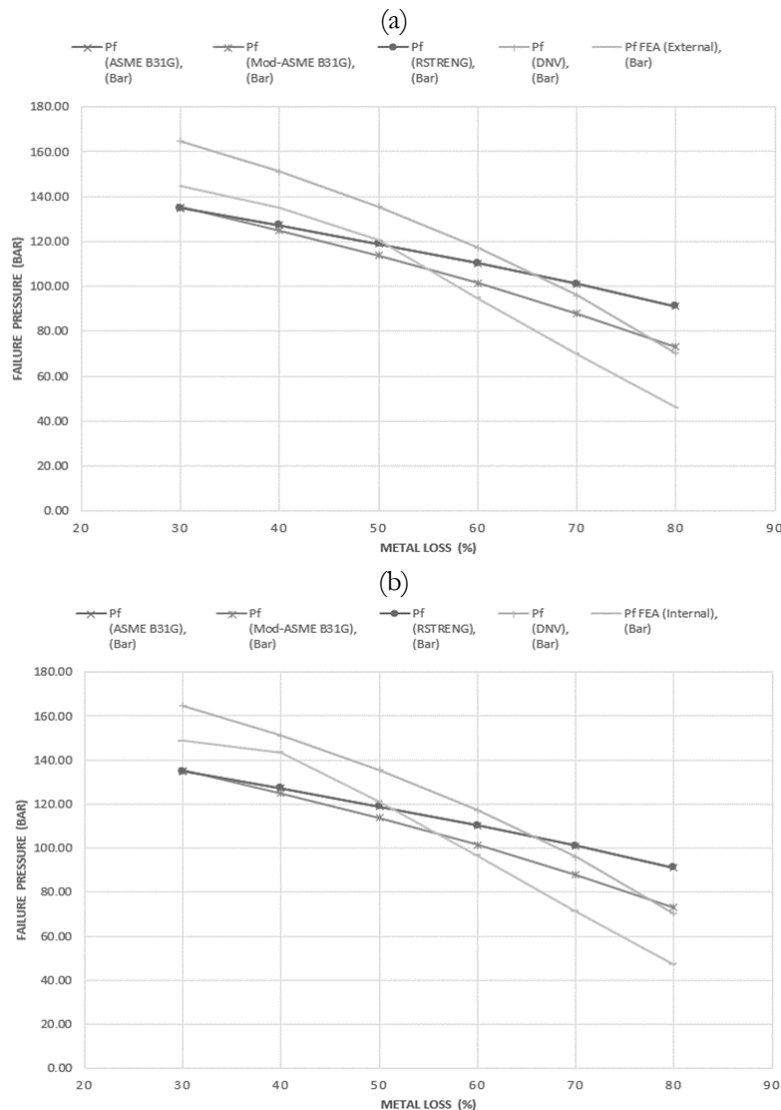


Gambar 5. Prediksi tekanan gagal arah longitudinal (a) Eksternal, (b) Internal

Hasil simulasi tekanan gagal pada arah longitudinal seperti pada Gambar 4 menunjukkan trending yang berbeda dan berlawanan. Hasil simulasi terlihat konvergen dengan ASME B31G, Modified ASME B31G dan RSTRENG pada kedalaman sekitar 50% dari ketebalan nominal dan sekitar 35% kedalaman pada DNV. Pada DNV menunjukkan trending yang hampir sinkron dengan simulasi elemen hingga. Adanya deviasi sekitar 6,3% antara eksternal dan internal dikarenakan fenomena *Stress Concentration Factor (SCF)*. *Stress concentration factor* korosi di bagian eksternal relatif lebih besar dibanding bagian internal. Karena berdasarkan distribusi tegangan internal pada pipa, serat dalam atau internal pipa punya tegangan von Mises lebih kecil daripada tegangan von Mises serat luar/eksternal, sehingga serat luar akan luluh duluan. Gangguan dibagian eksternal pipa (penampang mengecil karena korosi) menyebabkan peningkatan konsentrasi tegangan di bagian serat luar, sehingga pipa lebih mudah *failue (burst)* / luluh (*yield*) daripada korosi di sisi internal.

3.2. Hasil Simulasi kekuatan Arah Sirkumferensial

Hasil eksperimen pada arah sirkumferensial eksternal dan internal tipe cacat korosi kotak tunggal dengan dimensi 300 mm x 600 mm x d mm (*variable depth*) adalah seperti pada Gambar 6. Pada *defect* arah sirkumferensial eksternal dan internal secara kalkulasi pressure failure juga berlaku seperti yang tertulis pada rumus (1), (2), (3), (4) dan analisa elemen hingga. Karena secara analitikal dimensi lebar (*wide*) dari defect tidak diperhitungkan sebagai salah satu variable yang berpengaruh terhadap tekanan gagal pipa.

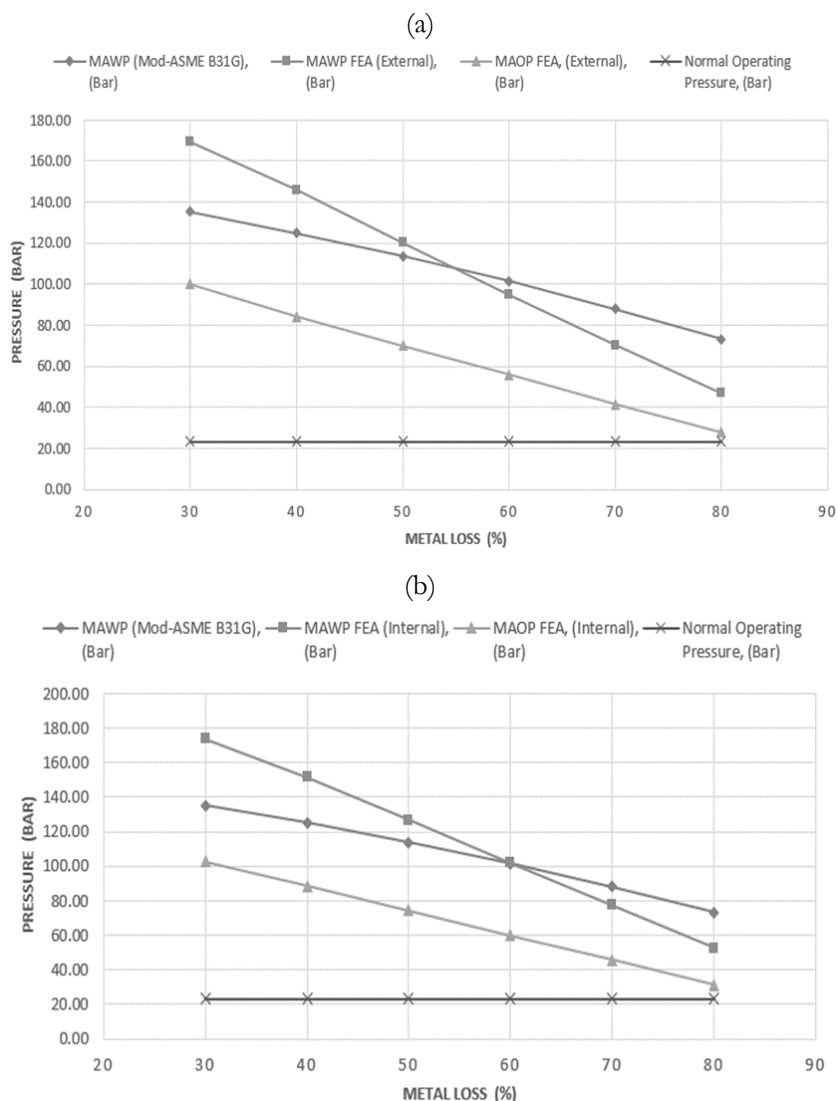


Gambar 6. Tekanan gagal arah sirkumferensial (a) Eksternal, (b) Internal

Seperti halnya pada longitudinal, pada sirkumferensial internal dan eksternal hasilnya relatif sama, terdapat sedikit deviasi dikarenakan fenomena *stress concentration factor* (SCF) juga. *Stress concentration factor* korosi di bagian eksternal relatif lebih besar dibanding bagian internal. Pada bagian pipa yang cacat baik arah longitudinal maupun sirkuferensial, konsentrasi tegangan timbul karena ketebalan bagian cacat paling kecil dibandingkan dengan bagian penampang pipa lain, sehingga kegagalan akan terjadi pertama kali di bagian ini. Saat kedalaman bagian yang rusak meningkat, tekanan kegagalan pipa berkurang, dan saat itu panjang cacatnya 300 mm, tekanan kegagalan pipa sebanding dengan ketebalan sisa. Perilaku tekanan kegagalan sesuai dengan kedalaman kerusakan ditunjukkan pada Gambar 5 dan Gambar 6 ketika kedalaman kerusakan meningkat, tekanan kegagalan keseluruhan menurun. Jika kedalaman kerusakan adalah yang maximum, maka tekanan kegagalan adalah yang minimum. Ketika kedalaman bagian yang rusak meningkat tekanan *kegagalan* akan berkurang karena ketebalan sisa pipa dari bagian yang rusak juga relatif berkurang.

3.3. MAOP Hasil Simulasi Arah Longitudinal

Nilai *Maximum Allowable Operating Pressure* (MAOP) pada pipa penyalur adalah fungsi dari maksimum stress (S) pada pipa penyalur tersebut seperti tertera pada klausul ASME B31.4 (2012) para. 403.2.1. Mengacu pada klausul tersebut, dengan design safety factor 72% dari SMYS material, maka diperoleh maksimum stressnya adalah 72% dari 621 MPa (447 MPa). Sehingga MAOP untuk cacat arah longitudinal yang bisa didapatkan adalah seperti pada Gambar 7.

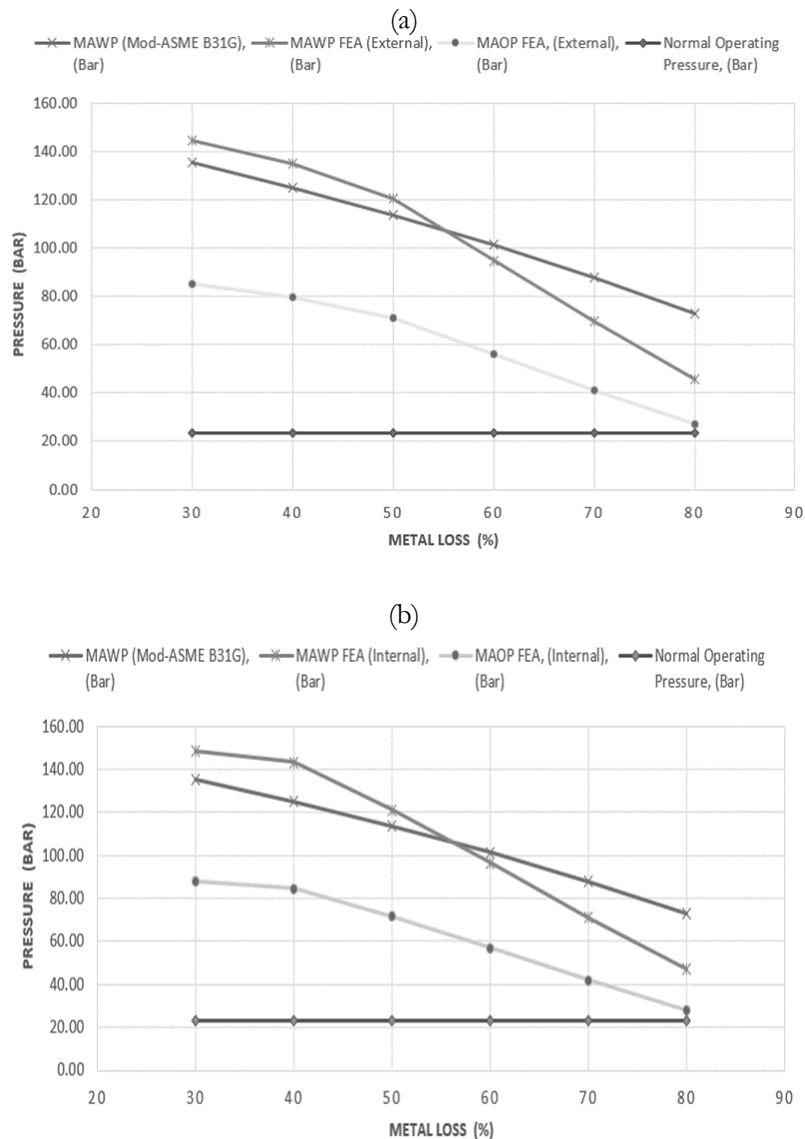


Gambar 7. Hasil simulasi MAOP arah longitudinal (a) Eksternal, (b) Internal

Gambar 7 tersebut diatas menunjukkan bahwa operating pressure 23,40 Bar masih dibawah safe pressure pada pipa penyalur terkorosi sampai 80% dari ketebalan nominal. Pada arah longitudinal internal secara simulasi pipa relatif lebih safe jika dibandingkan dengan longitudinal eksternal pada dimensi cacat korosi yang sama. Hal ini juga selaras dengan kaidah ASME B31G para. 1.2 point (f) dan para. 3 point (b), yaitu untuk pipa terkorosi diatas 80% tidak perlu dihitung sisa umur pakainya dan langsung diganti atau diperbaiki. Meskipun secara code tidak didefinisikan formulasi antara internal dan eksternal, namun simulasi numerikal elemen hingga menunjukkan adanya deviasi seperti bisa dilihat pada Gambar 7 diatas.

3.4. MAOP Hasil Simulasi Arah Sirkumferensial

Seperti pada longitudinal Nilai *Maximum Allowable Operating Pressure* (MAOP) arah sirkumferensial juga fungsi dari maksimum stress (S). Yang mana hal tersebut juga tertera pada klausul ASME B31.4 (2012) para. 403.2.1. Mengacu pada klausul tersebut, dengan design safety factor 72% dari SMYS material, maka diperoleh maksimum stressnya adalah 72% dari 621 MPa (447 MPa). Sehingga MAOP untuk cacat arah sirkumferensial secara visual bisa didapatkan seperti pada Gambar 8 berikut ini.



Gambar 8. Hasil simulasi MAOP arah sirkumferensial (a) Eksternal, (b) Internal

Pada arah sirkumferensial juga berlaku seperti arah longitudinal dari hasil simulasi. Dari Gambar 8 tersebut diatas terlihat bahwa operating pressure 23,40 Bar juga masih dibawah safe pressure pada pipa penyalur terkorosi sampai 80% dari ketebalan nominal. Pada arah sirkumferensial internal secara simulasi pipa relatif lebih safe jika dibandingkan dengan sirkumferensial eksternal pada dimensi cacat korosi yang sama. Hal ini juga selaras dengan kaidah ASME B31G para. 1.2 point (f) dan para. 3 point (b), yaitu untuk pipa terkorosi diatas 80% tidak perlu dihitung sisa umur pakainya dan langsung diganti atau diperbaiki. Meskipun secara code tidak didefinisikan formulasi antara internal dan eksternal, namun simulasi numerikal elemen hingga menunjukkan adanya deviasi seperti bisa dilihat pada Gambar 8 diatas.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pemodelan dengan perangkat lunak *Abaqus* terhadap pipa penyalur terkorosi dengan variasi kedalaman dan orientasi dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

- Secara simulasi pressure *kegagalan* lebih tinggi pada lokasi internal dibanding eksternal baik pada arah longitudinal maupun sirkumferensial meskipun secara kalkulasi analitikal dianggap sama. Deviasi yang terjadi maksimum 10.55% pada arah longitudinal dan maksimum 5.83% pada arah sirkumferensial. Pada rentang kedalaman (*depth*) 50% - 60% *defect* menunjukkan konvergensi antara data analitikal dan data hasil simulasi perangkat lunak elemen hingga *Abaqus*.
- Pada *design normal operating pressure* 2,34 MPa (23,4 Bar) pipa penyalur masih relatif aman untuk cacat sampai 80% dari ketebalan nominal, pada dimensi panjang cacat terkorosi 300 mm arah longitudinal.

5. DAFTAR PUSTAKA

- M. Abdelghani, G. Tewfik, D. Djahida, S.S. Ahmed, 2018, Prediction of the Rupture Pressure of Transmission Pipelines With Corrosion Defects, *Journal of Pressure Vessel Technology*, Vol. 140, No. 4, p. 041701.
- Advantica, 2008, *Corrosion Assessment Guidance for High Strength Steels*, Pipeline Research Council International, PRCI, Washington, DC.
- S.S. Al-Owaisi, A.A. Becker, W. Sun, A. Al-Shabibi, M. Al-Maharbi, T. Pervez, H. Al-Salmi. H., 2018, An experimental investigation of the effect of defect shape and orientation on the burst pressure of pressurised pipes, *Engineering Failure Analysis*, Vol. 93, pp. 200–213
- E.Q. Andrade, A.C. Benjamin, 2006, Finite Element Modeling Of The Failure Behavior Of Pipelines Containing Interacting Corrosion Defects, *The 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, OMAE2006-92600, Hamburg, Germany
- API Spec 5L, 2012, *Specification for Line Pipe, 44th ed.* American Petroleum Institute
- ASME B31.3, 2012, *Process Piping, ASME Code*
- ASME B31.4, 2012, *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, ASME Code*
- ASME B31.8, 2014, *Gas Transmission and Distribution Piping System, ASME Code*
- ASME B31.G, 2017, *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ASME Code*
- Y. Chen, H. Zhang. J. Zhang, X. Liu, X. Li, J. Zhou, 2014, Residual bending capacity for pipelines with corrosion defects, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 32, 70–77.
- J. Cai, X. Jian, G. Lodewijis, Z. Pei, L. Zhu, 2019, Experimental investigation of residual ultimate strength of damaged metallic pipelines, *Journal Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Vol. 141, No. 2, pp. 11703–11711.
- V. Chauhan, T. Swankie, 2010, *Project #153M Guidance for Assessing the Remaining Strength of Corroded Pipelines*, GL Noble Denton.
- Z. Chen, S. Yan, H. Ye, X. Shen, Z. Jin, 2017, Effect Of The Y/T On The Burst Pressure For Corroded Pipelines With High Strength, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 157, pp. 760–766.
- S.B. Cunha, T.A. Netto, 2017, Analytical assessment of the remaining strength of corroded pipelines and comparison with experimental criteria. *Journal of Pressure Vessel Technology*, Vol. 139, No. 3, p. 031701
- Dassault Systemes, 2014, *Abaqus 6.13-1: analysis user's manual*, , Providence, RI, USA
- DNV. Recommended Practice RP-F101, 2015, *Corroded pipelines*. Det Norske Veritas, Norway
- J.F. Kiefner, P.H. Vieth, 1989, *A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe*. U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information.
- Y.K. Lee, Y.P. Kim, M.W. Moon, W.H. Bang, K.H. Oh, W.S. Kim, 2005, The prediction of failure pressure of gas pipeline with multi corroded region, *Material Science Forum*, Vol. 475-479, pp.3323-3326.
- B. Ma, J. Shuai, D. Liu, 2013, Assessment on failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects, *Engineering Failure Analysis*, Vol. 32, pp. 209–219
- A. Weyn. P. Roovers, T. Lefevre.T, 2009, Validation Of The ASME B31G And RSTRENG Methodologies For The Determination Of The Burst Pressure Of Corroded Pipes In API 5L X70-Pipes, Proceedings of the Pipeline Technology Conference.
- K.J. Yeom, Y.K. Lee, K.H. Oh, 2015, Integrity assessment of a corroded API X70 pipe with a single defect by burst pressure analysis, *Engineering Failure Analysis*, Vol. 57, pp. 553–561.
- C. Zheng. S. Lei, 2006, Research on bursting pressure formula of mild steel pressure vessel. *Journal of Zhejiang University-Science A*, Vol. 7, pp. 277–281.
- X.K. Zhu, B.N. Leis, 2004, Accurate prediction of burst pressure for line pipes. *Journal of Pipeline Integration*, Vol. 4, pp. 195–206.
- X.K. Zhu, B.N. Leis, 2005, Influence of yield-to-tensile strength ratio on failure assessment of corroded pipelines, *Journal of Pressure Vessel Technology*, Vol. 127, No. 4, pp. 436–442.