

# 부식된 해저 원유 파이프라인의 사용적합성 평가

최옥석<sup>1</sup>·김동우<sup>2</sup>·서정관<sup>1,†</sup>·하연철<sup>1</sup>·김봉주<sup>1</sup>·백점기<sup>1</sup>  
부산대학교 선박해양플랜트 기술 연구원 (부산대-로이드스급 국제공동연구소)<sup>1</sup>  
대우조선해양<sup>2</sup>

## Serviceability Assessment of Corroded Subsea Crude Oil Pipelines

Yushi Cui<sup>1</sup>·Dong Woo Kim<sup>2</sup>·Jung Kwan Seo<sup>1,†</sup>·Yeon Chul Ha<sup>1</sup>·Bong Ju Kim<sup>1</sup>·Jeom Kee Paik<sup>1</sup>  
The Korea Ship and Offshore Research Institute (The LRF Research Centre of Excellence), Pusan National University<sup>1</sup>  
Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering co., Ltd.<sup>2</sup>

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Pipelines are one of the most important structures in subsea equipment. It is the main equipment for transportation of crude oil and natural gas to the downstream facilities. Crude oil and natural gas leak will be carry out not only political and financial issues but also pollution to the environment. Inaccurate predictions of corrosion behavior will make hazardous consequences. The serviceability assessment of corroded structures is essential especially for subsea pipelines. As corrosion is concerned, the effects of failure due to significant reduction will make it hard to the pipeline operator to maintain the serviceability of pipelines. In this paper, the serviceability assessment of corroded crude oil pipeline is performed using the industry design code (Shell92, DNV RP F101, ASME B31G, BS 7910, PCORRC) and FEA depending on corrosion area. In last step, the future integrity of the subsea crude oil pipeline is assessed to predict the remaining year in service of crude oil pipelines.

**Keywords** : Corrosion(부식), Subsea crude oil pipeline(해저 원유 파이프라인), Burst pressure(파열 강도), Serviceability Assessment(사용적합성평가)

## 1. 서론

세계적인 에너지 수요량의 지속적인 증가와 육상자원고갈로 인해 해양자원 개발이 증가하는 추세이며, 개발 해역이 북극해를 포함하여 다양해지고, 고수심화 되고 있는 실정이다. 따라서, 원유 및 천연가스의 생산 및 운송 정제를 위한 많은 구조물들이 극한 환경에 설치되고 있다. 또한 유지 및 보수 작업에 있어서 운영 적합성이 항시 고려되어진 설계 및 제작 운영이 필요하다. 그 중 원유 및 천연가스의 운송을 위한 파이프라인은 여러 해저 구조물 중에서도 대표적으로 많이 사용되고 있는 구조물이며 운영 시 구조적 안전성 평가를 수반하여야 한다.

운영 시 노후화로 인한 다양한 손상 중 부식에 의해 영향이 가장 심각한 구조물의 손상원인으로 분석되고 있고, 따라서 부식은 노후화 구조물의 사용적합성 평가 시 가장 중요하게 고려되어야 한다 (Sutherby, 1998). 이런 부식의 원인은 광범위 하고 (Paik & Melchers, 2008; Wang, et al., 2008), 다양한 금속성 구조물에 환경적, 화학적, 재료적으로 발생하는 복잡한 현상이다 (Shifler, 2004; Little & Lee, 2007; Paik & Melchers, 2008). 부식에 의한 노후화된 해양구조물의 사고는 심각한 경제적, 정치적, 환경적 문

제를 야기할 수 있다. 따라서 부식으로 인한 해저 파이프라인이 받는 강도 저하 효과를 정확하게 계산하고 예측하여 유지보수 계획을 수립해야 한다 (Kim, et al., 2013). 부식된 파이프라인의 사용적합성을 평가하기 위하여 잔존 파열 강도(burst pressure)에 대한 평가 기준과 방법에 관련한 연구가 진행되고 있다 (Shuai, et al., 2006). 현재 오일 및 가스 산업에서는 이러한 기준들을 사용하고 있지만 대체적으로 강도평가 및 기법이 보수적인 경향으로 인해 불필요한 절차와 비용이 발생된다고 보고되고 있다 (Belachew, et al., 2009).

해저 파이프라인은 육상에 설치된 파이프라인들과 비교 하였을 때 상대적으로 더 많은 설치비용을 발생시키게 되고, 파열이 일어났을 경우 더 많은 보수비용을 초래한다(30만~100만달러/km) (Ding, 2008). 이러한 배경 하에 오일 및 가스 산업계에서는 실용적이고 신뢰성 있는 평가기법을 요구하고 있는 실정이다. 또한, 부식된 파이프라인은 다양한 원인으로 파열이 일어나므로 신뢰성 평가 시 파이프라인 시스템적인 문제로 확장하여 통합적인 유지, 보수, 관리, 운영에 관련한 연구가 활발하게 진행되고 있다 (Belachew, et al., 2009; Zhou, 2010; Kim, et al., 2008; Kim, et al., 2004).

따라서, 본 논문에서는 먼저 현재 관련 산업계에서 활용되고 있는 국제설계기준인 Shell92 (Klever & Stewart, 1995), DNV RP F101

(DNV, 2010), ASME B31G (ASME, 2009), BS 7910 (BS 7910 2005), PCORRC (Cosham, 2004)의 부식된 파이프라인에 파열강도 평가기법을 분석하였다. 다음으로 현재 운영 중인 해저 원유 파이프라인의 부식 데이터를 이용하여 국제설계기준과 수치해석기법을 이용하여 잔존 파열강도를 비교 분석하였다. 또한, 시스템적인 사용적합성 평가를 수행하기 위하여 운영 중인 해저 원유 파이프라인의 파리가 일어나는 시점과 위치를 현재 가스 및 오일 산업에서 사용되고 있는 부식률을 적용하여 유지, 보수 계획 시점을 계산하였다.

## 2. 해저 파이프라인의 사용적합성 평가

해저 파이프라인의 사용 적합성 평가를 위하여 본 논문에서 제안된 사용적합성 절차서(Fig. 1)에 따라서 국제설계기준(Shell92, DNV RP F101, ASME B31G, BS 7910, PCORRC)과 유한요소해석법을 이용하여 파열강도( $P_{corr}$ 는 부식효과를 고려한 파열강도  $P_f$ 를 의미함)를 계산하고, 운영 중인 해저 원유 파이프라인의 최대운용허용압력 (Maximum Allowable Operating Pressure; MAOP)을 기준으로 현재 상태와 비교하여 사용적합성 평가를 수행하였다.

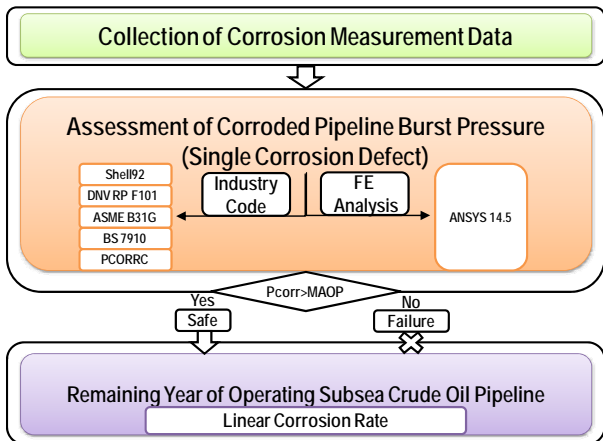


Fig. 1 Procedure of fitness for service (FFS)

Table 1 General information of target pipeline

Pipeline data	
Type of pipeline	Crude Oil pipeline, Operating
Outer diameter (mm)	323.8
Wall thickness (mm)	12.7
Length (km)	3.87
Age (year)	15
Material grade	API 5L X60
Max. Allowable operating pressure (MAOP) (MPa)	13.1
Date of pipeline commissioning, (year)	1996
Report date	18.10.2011



Fig. 2 Magnetic Flux Leakage (ROMSTAR) (MIT, 2011)

또한, 정밀한 파이프라인 시스템의 구조 및 부식자료를 확보하기 위하여 말레이시아 트렝가누(Malaysia Terengganu)해안에서 운영되고 있는 해저 원유 파이프라인을 대상구조물로 선정하였다. 원유 파이프라인의 정보는 Table 1 과 같다. Fig. 2와 같은 MFL(Magnetic Flux Leakage) 피깅(pigging) 장비를 이용하여 해저 원유 파이프라인의 부식 데이터를 측정하였다. 측정된 부식 데이터는 해저 원유 파이프라인 전체 길이 중 부식이 일어난 위치와 단면상에서 부식이 일어난 지점과 부식의 크기 (길이, 폭, 깊이)를 측정해서 정리하였다.

시스템적으로 시간에 따른 부식에 대한 사용 적합성평가를 위해서 시간에 따른 부식을 정의가 필요하다. 이를 위해서 현재 가스 및 오일 산업에서 사용되고 있는 선형부식률(linear corrosion rate: 0.1mm/year)을 적용하여 식 (1), (2) 와 같은 시간의존성 한계상태식(time dependent limit state function)을 사용하여 대상 구조물이 부식으로 인해 파열되는 시점 및 위치를 예측하였다.

$$d(T) = d_o + V_r (T - T_o) \tag{1}$$

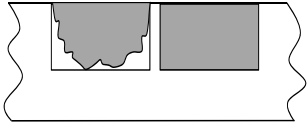
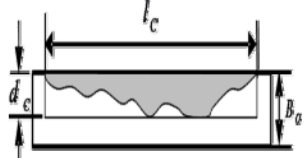
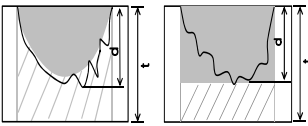
$$L(T) = L_o + V_a (T - T_o) \tag{2}$$

여기서 T는 구하려는 시점,  $T_o$ 는 마지막으로 측정한 시간,  $V_r$ 는 반경 부식율,  $V_a$ 는 축 부식율,  $d_o$ 는 측정된 부식된 깊이,  $L_o$ 는 측정된 부식 길이이다 (Caleyo et al., 2002).

## 3. 설계규정 및 유한요소해석

본 논문에서는 현재 산업체에서 널리 사용되고 있는 심해저 원유 수송파이프라인의 파열강도를 계산할수 있는 5개의 국제설

Table 2 Failure pressure models used to compute the pipeline failure pressure  $P_f$

Criteria	Characteristic	Failure pressure expression	Corrosion defect shape
DNV RP F101	The code not only considers the internal pressure, but also considers the pipe axial and bending load (Shuai et al., 2006).	$P_f = r_m \times SMTS \times \left( \frac{2t}{D-t} \right) \times \left( \frac{1 - \lambda_d \left( \frac{d}{t} \right)}{1 - \lambda_d \frac{1}{Q} \left( \frac{d}{t} \right)} \right) \quad (3)$ $Q = \sqrt{1 + 0.31 \left( \frac{1}{\sqrt{dt}} \right)^2}$ <p><math>r_m</math> = partial safety factor for longitudinal corrosion model prediction, <math>\gamma_d</math> = partial safety factor for corrosion depth, <math>SMTS</math> = specified minimum tensile strength, <math>Q</math> = length correction factor, <math>d</math> = depth of corrosion, <math>t</math> = total thickness of pipe, <math>D</math> = outer diameter of pipe, <math>l</math> = length of corrosion</p>	 <p>(DNV RP F101, 2010)</p>
BS 7910	BS 7910 have 3 order of evaluation. Rating with materials, data, and accuracy has a close relationship. (Ding, 2008).	$P_f = \frac{2B_o \sigma_y}{(D - B_o)} \times \left( \frac{1 - \frac{d_c}{B_o}}{1 - \frac{d_c}{B_o} \frac{1}{Q_c}} \right) Q_c = \sqrt{1 + 0.31 \left( \frac{1}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad (4)$ <p><math>B_o</math> = total thickness of pipe, <math>d_c</math> = depth of corrosion, <math>Q_c</math> = length correction factor, <math>\sigma_u</math> = ultimate tensile strength, <math>D</math> = outer diameter of pipe, <math>l</math> = length of corrosion</p>	 <p>(BS 7910, 2005)</p>
ASME B31G	ASME B31G is the method of measuring longitudinal direction corrosion. (Belachew et al., 2009).	$P_f = SMYS \frac{2t}{D} \left( \frac{1 - \frac{2}{3} \frac{d}{t}}{1 - \frac{1}{M} \frac{2}{3} \frac{d}{t}} \right) M = (1 + 0.8z)^{\frac{1}{2}} \quad z = \frac{L^2}{Dt} \quad (5)$ <p><math>SMYS</math> = specified minimum tensile strength, <math>d</math> = depth of corrosion, <math>M</math> = bulging stress magnification factor, <math>t</math> = total thickness of pipe, <math>D</math> = outer diameter of pipe, <math>L</math> = length of corrosion</p>	 <p><math>L \leq \sqrt{20Dt}</math>      <math>L &gt; \sqrt{20Dt}</math> (Belachew et al., 2009)</p>
PCORR C	This simplification allows a complex defect to be modeled with fewer elements than a full three-dimensional analysis but is only a good approximation in specific cases. (Cronin, 2000).	$P_f = 0.95 \sigma_{u, Test} \times \left( \frac{2t}{D} \right) \times \left( 1 - \frac{d}{t} \times \left( 1 - e^{-0.224 \frac{L}{\sqrt{\frac{d}{2}(t-d)}}}} \right) \right) \quad (6)$ <p><math>\sigma_{u, Test}</math> = ultimate tensile strength test, <math>D</math> = outer diameter of pipe, <math>t</math> = total thickness of pipe, <math>d</math> = depth of corrosion</p>	Rectangular
Shell92	It uses a predicted lower bound burst pressure of plain pipe as the upper limit of the failure equation for corroded pipe. (Fu et al., 2001).	$P_f = 1.8 \sigma_u \frac{2t}{D} \left( \frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} M^{-1}} \right) M = \sqrt{1 + 0.805 \frac{L^2}{Dt}} \quad (7)$ <p><math>\sigma_u</math> = ultimate tensile strength, <math>D</math> = outer diameter of pipe, <math>t</math> = total thickness of pipe, <math>M</math> = bulging stress magnification factor, <math>d</math> = depth of corrosion, <math>L</math> = length of corrosion</p>	Rectangular

계기준에 대하여 기준특성, 파열강도 예측식 및 부식 형상을 비교 분석하여 Table 2와 같이 정리하였다. 설계식의 강도분석을 위하여 범용 유한요소해석코드인 ANSYS 14.5 (ANSYS, 2012)을 사용하였다. 유한요소는 Solid 186 (20-node brick)요소를 선택하였다. 재료적인 비선형거동을 모사하기 위하여 Multi-linear 재료 모델링을 적용하였고, 탄소성비선형 유한요소해석을 수행하였

다 (Benjamin & Andrade, 2003). 해석에 사용된 파이프라인의 재료적 특성인 물성치 및 진 응력-진 변형률 곡선은 Table 3과 Fig. 3에서와 같다.

유한요소해석의 경계조건은 Fig. 4와 같은 1/8 해석모델에 대칭 조건을 적용하여 모델링을 수행하였다. 하중은 파이프내부에 균일하중이 작용한다고 가정하고, 면의 수직인 방향으로 하중을 부여하였

다. 부식모델링은 균일 부식(uniform corrosion)모델을 적용하였다 (Kim, et al., 2013). 이는 균일부식 손상모델이 비교적 보수적으로 평가된다고 알려져 있기 때문이다 (Netto, et al., 2005). 부식의 형상은 운영 중인 원유 파이프라인의 예측된 부식의 길이, 폭, 깊이를 증가하여 직육면체 원통형 모델로 Fig. 4와 같이 파이프라인의 두께 방향 요소를 감소하는 형태로 유한요소 모델에 적용하였다.

Table 3 Material properties of API X60 steel

Young's modulus E (GPa)	Poisson's Ratio $\nu$	Yield strength $\sigma_y$ (MPa)	Tensile strength $\sigma_u$ (MPa)
200.0	0.3	422.5	589.6

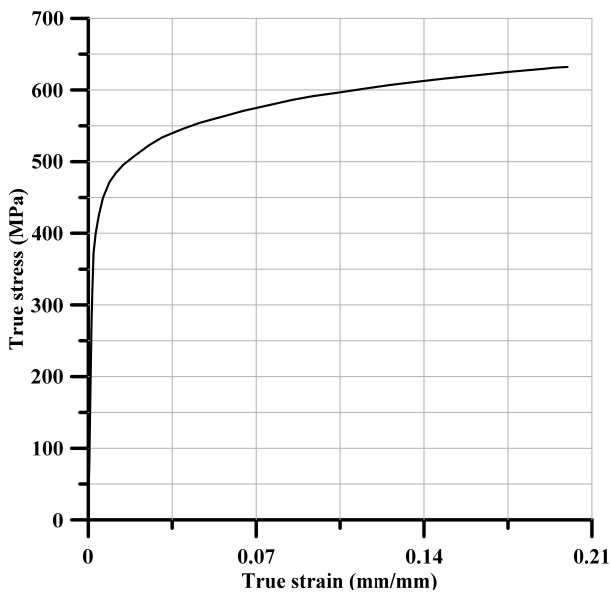


Fig. 3 True stress-strain curve of API X60 steel

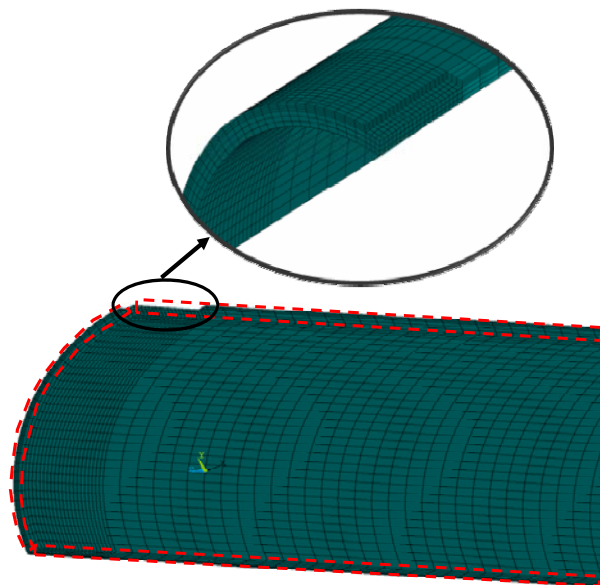
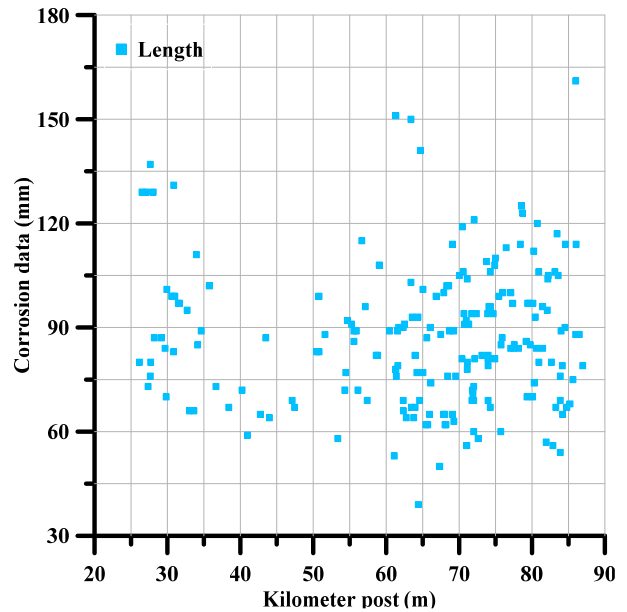


Fig. 4 Finite element model and boundary conditions of corroded pipe

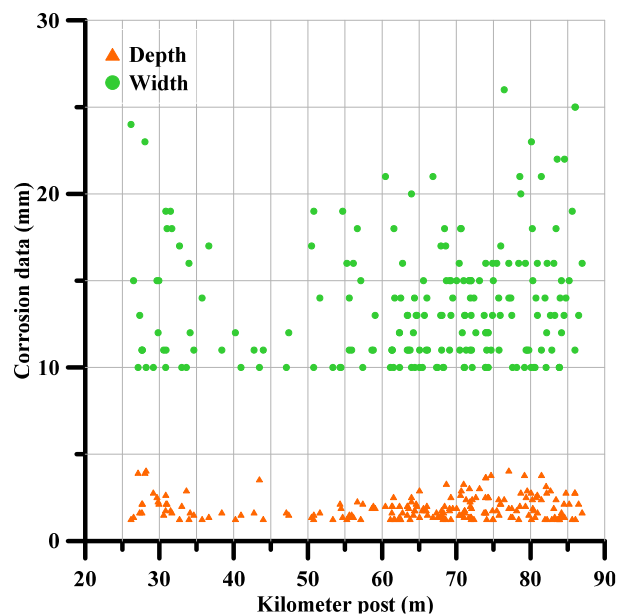
## 4. 파열강도 계산 및 비교

### 4.1 부식 데이터

Fig. 5는 대상 파이프라인을 피킹장비 (Fig. 2)를 이용하여 예측된 1,992개의 부식데이터 중 해당 구간에 포함되는 200개에 대하여 부식된 깊이, 너비, 길이로 정리하여 표현하였다. 예측된 전체 1,992개의 부식데이터 중 부식영역의 깊이가 파이프 전체 두께의 30% 이상이 되는 데이터 39개만 선정하여 국제기준식과 유한요소해석의 부식모델로 사용하여 파열강도를 계산하였다.



(a) Length



(b) Depth and width

Fig. 5 Corrosion data of subsea crude oil pipeline

### 4.2 파열 강도 계산 결과

Fig. 6은 대상 원유 파이프에 대하여 파열강도와 파열위치에 대하여 보여주고 있다. Shell92의 결과는 부식모델이 일반적인 사각형 형태로 등가한 평면 파이프모델로 사용하고 있고, 또한 강도식이 최종인장강도를 기반으로 하기 때문에 상대적으로 가장 보수적인 평가 결과를 보이고 있다. DNV RP 101기준과 BS 7910 기준은 일치한 값을 나타내고, 그 이유는 이 두 기준은 부식 손상형상 모델을 동일하게 다루기 때문이다. 이 두 기준의 값이 유한요소해석 결과와 가장 근접한 것으로 볼 수 있다. 유한요소해석은 실제 형상과 가장 근접하게 모델링하여 구조해석을 진행하기 때문에 유한요소해석법의 결과와 비슷한 결과를 보여주고 있다.

사용 적합성평가를 위하여 계산된 부식된 파이프라인의 파열강도 (잔존파열압력)와 최대 운용허용압력의 비인 ERF(Estimated Repair Factor)의 개념을 사용하여 파이프라인의 사용적합성 평가를 할 수 있다. ERF는 식 (8)과 같이 표현할 수 있다.

$$ERF = \frac{MAOP}{P_f} \tag{8}$$

여기서, MAOP는 최대운용허용압력 이고  $P_f$ 는 파이프의 잔존 파열압력이다. 기존에 계산된 국제설계기준 (DNV RP 101, BS 7910, ASME B31G, PCORRC, Shell92) 및 유한요소 해석결과를 이용하여 Fig. 7과 같이 ERF를 구하였다. 여기서, ERF 값이 1보다 작으면 부식이 일어난 부분이 안전하지만 1보다 크면 보수가 필요하다고 판단할 수 있다.

Fig. 7의 결과에서 구간 0~2.1Km의 모든 위치에서 ERF 값이 1보다 낮은 것을 확인할 수 있다. 특히, 현재 계측된 시점 (2011년도 기준)에서의 정량적인 부식손상량 및 다양한 국제규정의

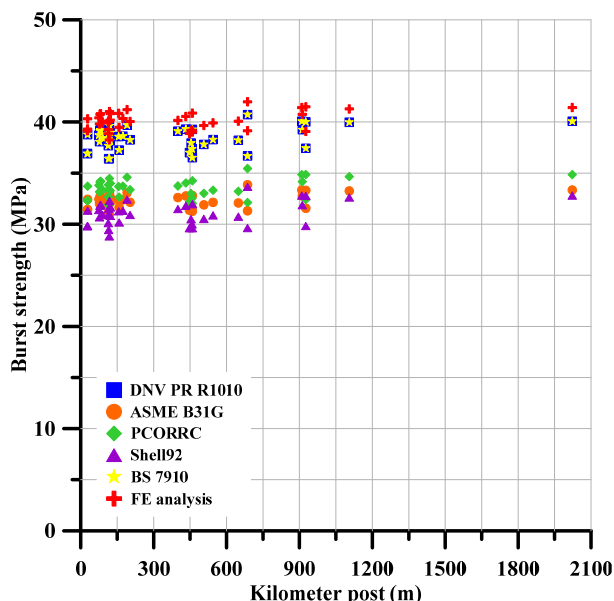


Fig. 6 Burst pressure results along the subsea oil pipeline

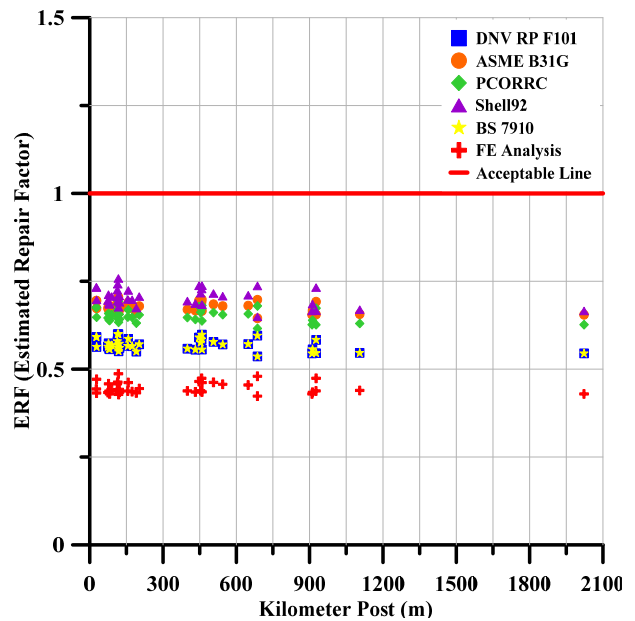


Fig. 7 ERF results of codes along the corroded subsea crude oil pipeline

잔존파열강도 예측식에 대해서도 모두 충분한 잔존강도가 있음을 확인할 수 있고, 따라서 ERF 측면에서는 시급한 보수계획이 필요하지 않다는 결론을 도출할 수 있다.

### 4.3 부식영역에 대한 분석

정량적인 국제규정 잔존파열강도 예측식들의 분석을 위하여 Table 4에서와 같이 깊이를 3.5mm로 고정하고 부식된 길이를 20mm단위로 증가하여 200mm까지의 잔존 파열강도를 비교하였다. 여기서 부식된 깊이를 3.5 mm로 가정한 이유는 실제 부식데이터 중 부식된 깊이가 평균적으로 3.5mm 정도로 계측이 되었기 때문이다. 길이가 40mm까지는 ASME B31G 값이 제일 작고 60 mm부터는 Shell92의 값이 가장 보수적인 결과를 보여주고 있다.

Table 5에서는 실제 계측 데이터에서 부식된 깊이의 최대값이 5mm정도의 부식된 깊이에 대해서 길이를 15mm단위로 300mm까지 증가하여 비교하였다. 부식된 길이가 30mm까지는 ASME B31G의 값이 제일 보수적이고 전반적으로 45mm부터는 Shell92의 값이 다른 국제규정에 비해서 상대적으로 가장 보수적인 결과를 보여주고 있다.

깊이가 일정할 때 길이의 값이 작을수록 ASME B31G기준에서 제일 낮은 값을 나타내는 것으로 보여 지고, 길이의 값이 클수록 Shell92기준이 제일 보수적인 값을 나타내는 것을 확인할 수 있다. 따라서 부식형상 중 깊이는 파열강도에 가장 심각한 영향을 보여주는 경향을 가지고 있다 (Teixeira, et al., 2008). 또한, 가스파이프라인 부식 (Kim, et al., 2013) 에서도 설계기준으로만 파열강도 계산을 했을 때, 부식의 깊이와 종방향 길이만 고려한 ASME B31G 및 Shell92 기준으로 계산한 값이 가장 보수적인 잔존파열강도의 경향을 보였다. 따라서 부식손상을 고려한 설계 시 ASME B31G와 Shell92 예측식을 이용하면 파열강도 측면에서 효과적인 안전설계가 이루어질 것이다.

Table 4 Burst pressure criteria depending on corrosion length (case study 1)

Depth (mm)	Length (mm)	DNV PR F101 (MPa)	ASME B31G (MPa)	PCORRC (MPa)	Shell92 (MPa)	BS 7910 (MPa)
3.5	20	42.22	35.34	37.58	36.2	42.22
3.5	40	41.58	34.65	36.54	35.01	41.58
3.5	60	40.7	33.86	35.61	33.71	40.7
3.5	80	39.75	33.15	34.78	32.58	39.75
3.5	100	38.84	32.58	34.05	31.67	38.84
3.5	120	38.01	32.12	33.39	30.96	38.01
3.5	140	37.28	31.75	32.81	30.4	37.28
3.5	160	36.66	31.45	32.29	29.96	36.66
3.5	180	36.12	31.21	31.83	29.61	36.12
3.5	200	35.66	31.01	31.42	29.31	35.66

Table 5 Burst pressure criteria depending on corrosion length (case study 2)

Depth (mm)	Length (mm)	DNV PR F101 (MPa)	ASME B31G (MPa)	PCORRC (MPa)	Shell92 (MPa)	BS 7910 (MPa)
5	15	42.23	35.37	37.37	36.21	42.23
5	30	41.58	34.68	36.11	34.94	41.58
5	45	40.65	33.8	34.96	33.38	40.65
5	60	39.55	32.91	33.92	31.87	39.55
5	75	38.41	32.11	32.97	30.56	38.41
5	90	37.32	31.42	32.11	29.47	37.32
5	105	36.3	30.85	31.33	28.59	36.3
5	120	35.39	30.37	30.62	27.87	35.39
5	135	34.58	29.97	29.97	27.28	34.58
5	150	33.86	29.64	29.39	26.8	33.86
5	165	33.23	29.35	28.85	26.39	33.23
5	180	32.67	29.11	28.36	26.04	32.67
5	195	32.19	28.9	27.92	25.75	32.19
5	210	31.75	28.72	27.52	25.49	31.75
5	225	31.37	28.56	27.16	25.27	31.37
5	240	31.03	28.42	26.82	25.08	31.03
5	255	30.72	28.29	26.52	24.9	30.72
5	270	30.44	28.18	26.25	24.75	30.44
5	285	30.2	28.08	26	24.62	30.2
5	300	29.97	27.99	25.77	24.49	29.97

Table 6 Pit depth and length prediction using linear corrosion rate

Time		5 years		10 years		15years		20years		25years		30years	
Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)	Depth (mm)	Length (mm)
4.45	97.00	4.95	97.50	5.45	98.00	5.95	98.50	6.45	99.00	6.95	99.50	7.45	100.00
4.32	87.00	4.82	87.50	5.32	88.00	5.82	88.50	6.32	89.00	6.82	89.50	7.32	90.00
4.06	87.00	4.56	87.50	5.06	88.00	5.56	88.50	6.06	89.00	6.56	89.50	7.06	90.00
4.06	100.00	4.56	100.50	5.06	101.00	5.56	101.50	6.06	102.00	6.56	102.50	7.06	103.00
3.94	129.00	4.44	129.50	4.94	130.00	5.44	130.50	5.94	131.00	6.44	131.50	6.94	132.00
3.94	129.00	4.44	129.50	4.94	130.00	5.44	130.50	5.94	131.00	6.44	131.50	6.94	132.00
3.94	88.00	4.44	88.50	4.94	89.00	5.44	89.50	5.94	90.00	6.44	90.50	6.94	91.00
3.81	94.00	4.31	94.50	4.81	95.00	5.31	95.50	5.81	96.00	6.31	96.50	6.81	97.00
3.81	86.00	4.31	86.50	4.81	87.00	5.31	87.50	5.81	88.00	6.31	88.50	6.81	89.00
3.81	84.00	4.31	84.50	4.81	85.00	5.31	85.50	5.81	86.00	6.31	86.50	6.81	87.00
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

## 5. 파열강도 예측

지금까지 계산된 결과를 바탕으로 본 논문에서는 선형적인 부식률을 바탕으로 원유 파이프라인의 잔존수명을 예측하였다. 현재 오일 및 가스 산업에서 쓰고 있는 선형 부식률 0.1mm/year을 사용하여 Fig. 5에서 보여준 계측 값에 대하여 매 5년 뒤의 예상되는 깊이와 길이의 값을 식 (1) 과 (2) 로 계산하여 Table 6 과 같이 정리하였다.

Fig. 8 에서 해저 원유 파이프의 설치된 길이에 대한 ERF값을 비교적 보수적인 경향을 보여준 Shell92 기준에 대하여 파열강도를 예측하였다. 정확한 파열시간을 계산하기 위하여 1년 주기로 계산하였다. 보고된 년도에서 28년이 지난 후에 Fig 8 과 Table 7에서 보여 지는 것과 같이 117.56m에서 2039년에 보수공사가 필요 할 것으로 예측 되었다. 즉 설치한지 43년만에 보수공사가 필요하다. 그 이유는 계측 데이터 중 117.56m 시점에서 가장 깊게 부식된 것이 반영된 결과이다. 상대적으로 높은 잔존파열강도 결과를 보여준 FE해석결과 및 다른 설계기준 적용 시 보수 예측의 최소기간은 더욱 빨라지게 될 것이다. 본 논문은 관련 설계공식 및 해석법의 정도 검증이 아닌 잔존 파열강도를 예측하는 것이 목적이므로 가장 보수적으로 평가하고 있는 기준을 사용하여 해석 절차의 적절성을 표현하였다.

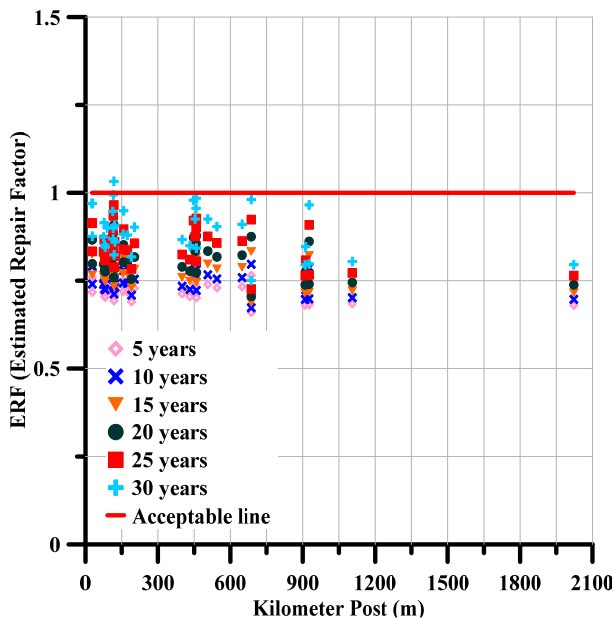


Fig. 8 ERF results of Shell92 code along the corroded crude

Table 7 Failure year prediction with the details of KP location based on Shell92

Predicted failure year	2039
KP (m)	117.56

## 6. 결론

본 논문에서 소개된 사용적합성 평가를 통해서 실제 운용되고 있는 해저 원유 파이프라인의 부식데이터를 바탕으로 국제 설계 기준 및 FE해석법과 함께 해저 원유 파이프라인의 잔존 파열강도를 계산하고 파열되는 예상 년도까지 예측할 수 있었고 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

- 운영 중인 원유 파이프라인의 부식데이터를 바탕으로 국제 설계기준과 FE해석법을 이용하여 잔존 파열 강도 비교분석
- 연간 부식을 모델을 이용하여 파이프라인의 잔존수명 및 파열 시점을 예측
- 국제설계 기준 중 Shell92 기준이 가장 보수적인 값을 나타냈고 유한요소해석의 결과와 가장 근접한 값은 DNV RP F101 기준과 BS 7910 기준
- 부식된 영역의 크기, 특히 길이가 길어질 경우 Shell92 기준이 다른 기준들에 비해 가장 보수적인 결과를 보여줌

## 후기

이 논문은 부산대학교 자유과제 학술연구비(2년)에 의하여 연구되었음

## References

- ANSYS, 2012. *ANSYS mechanical (Release 14.5)*. ANSYS Inc.: Canonsburg, PA, USA.
- ASME B31G, 2009. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*. The American Society of Mechanical Engineers: New York.
- Belachew, C.T. Mokhtar, C.I. & Saravanan, K., 2009. *Evaluation of Available Codes for Capacity Assessment of Corroded Pipeline, Corrosion (NACE)*. NACE: Texas.
- Benjamin, A.C. & Andrade, E.Q., 2003. Predicting the Failure Pressure of Pipelines Containing Nonuniform Depth Corrosion Defects Using the Finite Element Method. *International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Cancun, Mexico, June 4–13 2003, pp.557–564.
- BS 7910, 2005. *Guide to Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Metallic Structures*. British Standard.
- Caleyo, F. González, J.L. & Hallen J.M., 2002. A Study on the Reliability Assessment Methodology for Pipelines with Active Corrosion Defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 79(1), pp.77–86.
- Cosham, A. & Hopkins, P., 2004. An Overview of the

- Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM). *4th International Pipeline Technology Conference*, Ostende, Belgium, 9–13 May 2004, pp.9–13.
- Cronin, D.S., 2000. *Assessment of Corrosion Defects in Pipelines*, University of Waterloo: Waterloo, Ontario, Canada.
- Det Norske Veritas (DNV), 2010. *Corroded Pipelines, DNV RP F101*. DNV: Oslo.
- Ding, P., 2008. *Research on Safety Reliability and Risk Assessment of Submarine Pipeline*. School of Petroleum Engineering China University of Petroleum: Esat China.
- Fu, B. Stephens, D. Ritchie, D. & Jones, C.L., 2001. Methods for Assessing Corroded Pipeline – Review, Validation and Recommendations, European Pipeline Research Group. *13th Biennial Joint Technical Meeting, Technology for Energy Pipelines*, New Orleans, Louisiana, 30 April – 3 May 2001.
- He, D.S. Guo, J. & Zhang, P., 2007. Assessment Method for Remaining Strength of Corroded Pipeline and Its Application. *Acta Petrolei Sinica*, 28(6), pp.125–128.
- Kim, D.W. Hairil, M. Lee, B.J. Kim, D.K. Seo, J.K. Kim, B.J. & Paik, J.K., 2013. Investigation on the Burst Strength Capacity of Aging Subsea Gas Pipeline (OMAE2013–10267). *ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, Nantes, 9–14 June 2013.
- Kim, W.S. Kim, Y.P. Kim, C. & Baek, J.H., 2008. Intergrated Fitness-for-service Program for Natural Gas Transmission Pipeline. *Proceeding of KSME 2008 Autumn Conference*, Gangwonland, 21–22 October 2008, pp.269–274.
- Kim, Y.P. Kim, W.S. Lee, Y.K. & Oh, K.H., 2004. The evaluation of failure pressure for corrosion defects within girth or seam weld in transmission pipeline. *Proceedings of IPC 2004 International Pipeline Conference*, Calgary, Canada, 4–8 October.
- Klever, F.J. & Stewart, G., 1995. New developments in burst strength predictions for locally corrodes pipe. Shell International Research. *14<sup>th</sup> International conference on offshore mechanics and arctic engineering*, Copenhagen, 18–22 June 1995.
- Little, B.J. & Lee, J.S., 2007. *Microbiologically Influenced Corrosion*. Wiley: Hoboken.
- MIT Survey Report, 2011. *Petroleum Nasional Berhad (Petronas)*, Kuala Lumpur, Malaysia: MIT.
- Netto, T.A. Ferraz, U.S. & Estefen, S.F., 2005. The Effect of Corrosion Defects on the Burst pressure of Pipelines. *Journal of Constructional Steel Research*, 61, pp. 1185–1204.
- Paik, J.K. & Melchers, R.E., 2008. *Condition Assessment of Aged Structures*. CRC Press: New York.
- Shifler, D.A., 2004. Corrosion Performance and Testing of materials in marine environments. *Electrochemical Society Proceedings*, 14(2004), pp.1–12.
- Shuai, J., Zhang, C. & Chen, F.L., 2006. Comparison Study on Assessment Methods for Remaining Strength of Corroded Pipeline. *NATUR, GASIND*, 26(11), pp. 122–125.
- Sutherby, L., 1998. The CEPA Report on Circumferential Stress Corrosion Cracking. *International Pipeline Conference*, 1, pp.493–503.
- Teixeira, A.P. Cuedes, S.C. Netto, T.A. & Estefen, S. F., 2008. Reliability of Pipelines with Corrosion Defets. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 85(2008), pp.228–237.
- Wang, G. Lee, A. Ivanov, L. Lynch, T.J. Serratella, C. & Basu, R., 2008. A Statistical Investigation of Time-variant Hull Girder Strength of Aging Ships and Coating Life. *Marine Structures*, 21, pp.240–256.
- Zhou, W.X., 2010. System Reliability of Corroding Pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 87(2010), pp.587–595.

