



지하매설 고압가스배관의 수명예측을 위한 인위결함 배관의 파열실험

이경은 · [†]김정환 · 하유진 · 길성희 · 조영도 · 문종삼

한국가스안전공사 가스안전연구원

(2018년 9월 6일 접수, 2018년 9월 28일 수정, 2018년 9월 29일 채택)

Experimental Study on Rupturing of Artificial Flaw of Pipes for Life Prediction of Underground High Pressure Gas Pipes

Kyung-eun Lee · [†]Jeong Hwan Kim · Yu-jin Ha

Seong-Hee Kil · Young-do Jo · Jong-Sam Moon

Institute of Gas R&D, Korea Gas Safety Corporation, Chungcheongbuk-do, 27738, Korea

(Received September 6, 2018; Revised September 28, 2018; Accepted September 29, 2018)

요약

2017년 한국가스안전공사 가스안전연구원의 자체 조사에 따르면, 국내 고압가스배관 중 매설된 배관의 길이는 대략 770km이며, 그 중 84%가 울산과 여수산업단지에 몰려 있다. 특히 20년 이상의 장기 운영 배관이 56%에 달하며, 이는 매설된 고압가스배관의 관리가 시급하다는 것을 시사하고 있다. 매설된 가스배관의 주요 사고 원인으로 미국 PHMSA, 유럽의 EGIG 등에서는 타공사와 외면부식을 지적하고 있으며, 배관 벽두께의 손실에 의한 누출 및 파열 등의 사고로 보고된다. 따라서 배관에 결함이 발생하였을 때, 그 결함이 배관의 잔존수명에 영향을 미치는 바를 평가하는 것이 중요하다. DNV나 ASME 등에서는 배관에 인위결함을 만든 후 수압 파열 실험을 통하여 배관의 잔존강도를 평가했다. 배관의 잔존강도를 운전압력과 연관시키면, 배관이 파열되는 시점의 벽 두께가 계산되며 해당 배관의 부식 성장률만 정확히 알 수 있다면, 배관의 잔존수명을 예측할 수 있다. 본 연구에서는 기존에 결함깊이가 벽두께의 80% 이하에서 적용된 수식을 개선하기 위하여 국내 매설배관의 80%를 차지하는 A53 Grade.B와 A106 Grade.B 배관에 대하여 결함 깊이가 80~90%의 범위에서 실험하였고, 결함과 잔존강도 관계를 표현한 수식을 만들었다.

Abstract - According to own investigation conducted by Korea Gas Safety Corporation Gas Safety Research Institute in 2017, the length of underground pipes in domestic high-pressure gas pipelines is approximately 770km, of which 84% is buried in Ulsan and Yeosu industrial complexes. In particular, 56% of underground pipelines have been in operation for more than 20 years. This suggests urgent management of buried high pressure gas pipelines. PHMSA in US and EGIG in Europe, major causes of accidents in buried gas pipelines are reported as third party damage, external corrosion and loss of pipe wall thickness. Therefore, it is important to evaluate whether the defects affect the remaining life of the pipe when defects occur in the pipe. DNV and ASME have evaluated the residual strength of pipelines through the hydraulic rupture test using pipe specimens with artifact flaws. Once the operating pressure is known through the residual strength of the pipe, the wall thickness at the point at which the pipe ruptures is calculated. If we know the accurate rate of corrosion growth, we can predict the remaining life of pipe. In the study, we carried out experiments with A53 Grade.B and A106 Grade.B, which account for 80% of domestic buried pipes. In order to modify the existing model equation, specimens with a defect depth of 80% to 90% was tested, and a formula expressing the relationship between defect and residual strength was made.

Key words : Residual Strength, Underground High Pressure Gas Pipe, Corrosion Flaw

[†]Corresponding author: abbu2k@kgs.or.kr

I. 서론

매설된 강관의 피복이 손상되면 부식이 진행된다. 이때 매설된 강관 주변의 토양 환경이 부식성이 클 경우(다량의 화학적 부식 성분 함유 및 수분 함량), 부식이 발생하게 되고 더 나아가 배관의 기계적 강도를 저하시키게 되는 것이다.[1, 2] 이는 강관 내에 고압의 유체가 흐르게 된다면 배관 파손 및 누출 사고로 인한 심각한 안전 문제를 초래할 수 있다.

부식이 배관의 기계적 강도에 미치는 영향이 매우 크기 때문에 이를 정량적으로 산출하여 배관의 잔존강도를 평가할 수 있는 모델이 필요하다. 현재 보편적으로 사용되고 있는 잔존강도 평가 모델 중 대표적으로 사용되는 방법은 Fig.1의 면적용량법(area capacity method)이다. 이는 부식에 의한 손실길이(L, length)와 손실깊이(d, depth)를 독립변수로 취급하는 방법이다. 배관에 손상이 발생하면 부식 환경에 따라 전면부식 또는 국부부식이 발생하는데, 면적용량법에서는 변수로 손실길이(L)와 손실깊이(d)만을 두고 있으므로, 국부부식에 적용하는 방법이다.[3]

본 연구에서는 면적용량법을 이용하되 변수로 손실길이(L)와 손실깊이(d)를 고려한 동시에 부식 부위의 너비(W, width)도 함께 변화를 주어 수정된 면적용량법을 제시하고자 한다.

배관의 국부부식으로 인한 배관의 잔존강도를 나타낸 모델식은 ASME, DNV 등 해외 많은 기준에서 찾아볼 수 있다. 하지만 부식 허용 깊이에 대한 제한이 각 기준에 존재하는데, ASME 잔존강도 평가 방법에서는 국부부식의 깊이(d, depth)를 배관 벽두께의 80%초과[4]로 허용깊이를 제한하였고, DNV 잔존강도 평가 방법에서는 85%이상[5]으로 국부부식 허용 깊이를 제한하였다. 이와 같이 잔존강도 평가방법 계산 시, 부식 깊이에 제한을 두어

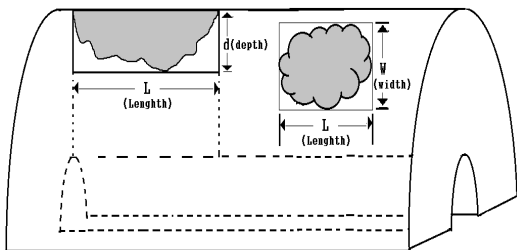


Fig. 1. A scheme of area capacity method.

80%초과의 배관 벽두께 손상 파열 시 잔존강도를 파악할 수 없다.

국내 산업단지에 매설되어 있는 배관의 길이는 울산, 여수 산업단지 배관이 전체 산업단지의 매설 배관의 약 84%를 차지한다. Fig. 2는 울산, 여수 산업단지 내에 매설배관의 종류별 매설된 배관 길이를 나타낸 그래프이고, Fig. 3은 Fig. 2를 토대로 종류별로 합산된 매설 배관의 분포 현황을 보여주는 그래프이다. Fig. 3을 보면, ASTM A53 Grade.B가 57%로 가장 많이 매설되어 있으며, 두 번째로는 26% 차지한 ASTM A106 Grade.B이다.[6]

배관의 잔류강도 평가 실험 시, 실제 국내 산업단지 매설배관으로 가장 많이 사용되고 있는 두 배

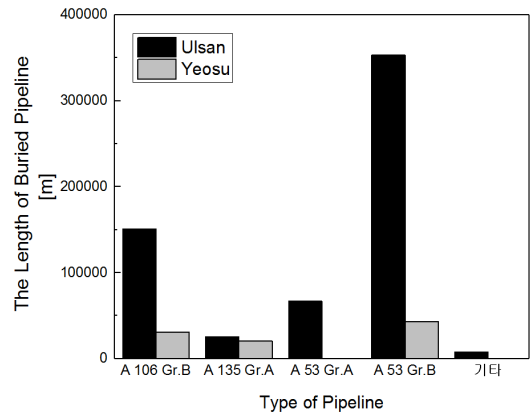


Fig. 2. The length of buried pipeline according to type of pipeline.

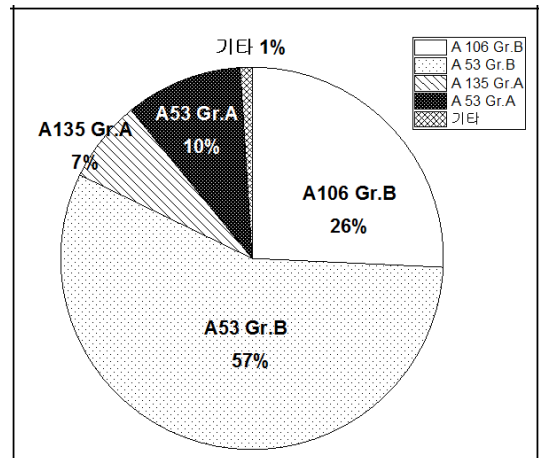


Fig. 3. The distribution chart for type of pipeline.

관(ASM A53 Grade.B, ASTM A106 Grade.B)을 이용하여 국부부식 깊이가 80%를 넘는 인위적 결함을 만들어 실험을 진행하였다.

본 연구에서는 각 해의 기준의 비교와 함께 국내 사용되고 있는 매설배관에 적용 가능한 평가 방법에 대해 서술하고자 한다.

II. 잔존강도 평가모델 기준비교

배관에서 부식이 발견 되면, 그 부식 정도에 따라 배관의 교체 또는 보수가 결정된다. 배관 내에 흐르는 유체 압력에 따라 배관이 얼마나 잘 견디는지를 잔존강도 평가 모델식을 이용해 정량화 할 수 있다.

현재 많은 기준에서 사용되는 부식 배관에 대한 잔류강도 평가 방법은 Battelle(Kiefner, 1969)에 의해 개발된 모델을 기초로 하고 있다. 부식부위 평가 방법으로는 ASME B31G, Modified ASME B31G, RSTR -ENG, DNV-RP-F101 등이 있다. 이 중 일반적으로 가스배관 부식부위 평가에 사용되는 기본수식은 미국 국가 규격인 ASME B31G(manual for determining the remaining strength of corroded pipelines)의 평가방법을 통해 평가한다.

ASME B31G 개발 시기를 기준으로 Fig. 4와 같이 다양한 평가방법이 개발되었다.[7]

Fig. 4와 같은 여러 잔류강도 평가 방법들 중 가장 널리 사용되고 있는 4가지 평가방법을 비교한 표는 Table 1과 같다.

Table 1은 각 기준들에서 제시한 잔존강도 식을 나타낸 것이다. 상기 식에서 P_f 는 파열압력(MPa), t 는 배관의 두께(mm), A 는 부식부 길이방향 단면적, σ_{flow} 는 항복강도(MPa), Y_s 는 최소항복강도(MPa),

	Pressure Only		Combined Loading	
	Length and Depth	Area and Depth	Pressure and Bending	Pressure, Bending, Axial Compression
Corroded Methods	ASME B31G			
	DNV F101	DNV F101	DNV F101	DNV F101
Other Methods	RSTRENG 0.85	RSTRENG Effective	Bubenik FEM	
	Mok et al	Leis-PCORRC	SAFE-SwRI Stress Model	
	Hopkins		Andrew Correction Factor	
	Rosenfeld		Wang-SwRI Strain Model	

Fig. 4. Application of the model for remaining strength of corroded pipelines.

Y_u 는 인장 강도(MPa), D 는 배관 외경(mm), d 는 손실깊이(mm), L 은 손실길이(mm), M 은 Folias Factor를 나타낸다.

ASME B31G는 배관의 직경, 두께, 최소허용 항복응력을 이용해 부식 결함의 깊이, 길이를 통하여 손상배관 잔류강도를 도출한다. Fig. 5는 배관내의 부식 손상부위 형상을 나타낸 것으로 부식 부위를 곡선으로 가정하여 부식 결함의 깊이 d 와 길이 L 로 규정하여 계산하였다. 배관 두께 t 대비 실제 ASME B31G의 수식으로 평가한 결과 실제 크기 배관 파열 실험 결과 대비 지나치게 보수적으로 나타났다. 이 식의 보수성을 줄이기 위해 사용된 평가방안이 Modified ASME B31G이다. 이는 Fig. 6과 같이 부식 결함의 깊이를 0.85 d 로 평가하였다.[4]

Table 1. The model for remaining strength of corroded pipelines.

Method	Flow Strength	Flaw shape	Equation
ASME B31G	1.1× Y_s	Oval [2/3 (d/t)]	$P_f = \frac{2t}{D} \sigma_{flow} \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - A/A_0 M^{-1}} \right]$
Modified ASME B31G	$Y_s + 10\text{ksi}$	Random [0.85 (d/t)]	$P_f = \frac{2t}{D} \sigma_{flow} \left[\frac{1 - 0.85(d/t)}{1 - 0.85(d/t) M^{-1}} \right]$
RSTRENG	$Y_s + 10\text{ksi}$	Defect Profile	$P_f = \frac{2t}{D} \sigma_{flow} \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - A/A_0 M^{-1}} \right]$
DNV RP-F101	Ultimate Tensile Strength	-	$P_f = \frac{2t}{(D-t)} \sigma_{at} \left[\frac{1 - (d/t)}{1 - (d/t) Q^{-1}} \right]$

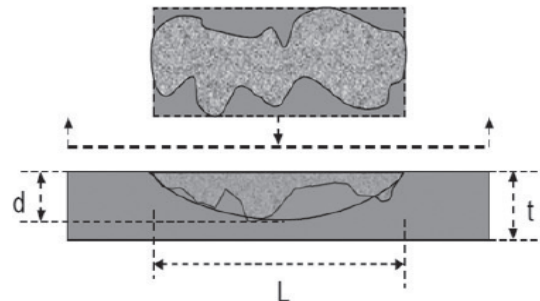


Fig. 5. Corrosion parameters used in ASME B31G.

RSTRENG 평가 모델은 Fig. 7과 같이 실제 결함의 깊이 및 길이를 측정하여 파열 압력을 평가한다. 불규칙한 형태의 부식 손상부분을 등 간격으로 구분하고, 전체 손상면적을 적분하는 방법을 통해 보다 정밀한 계산 방법을 적용하는 것이 특징이다.[8]

DNV-RP-F101은 ASME B31G와 함께 많이 사용되는 잔류강도 평가 모델이다. 이는 용량 방정식 (capacity equation) 방법을 이용해 Fig. 8 과 같이

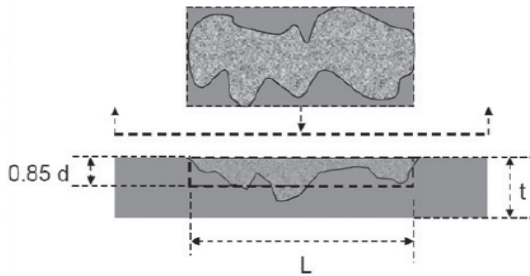


Fig. 6. Corrosion parameters used in Modified ASME B31G.

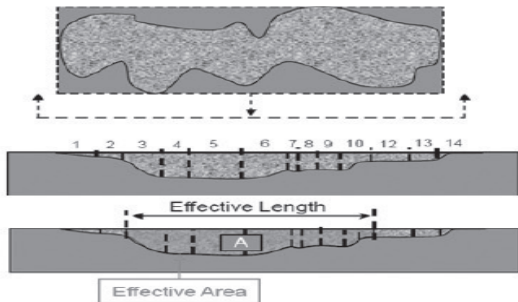


Fig. 7. Corrosion parameters used in RSTRENG.

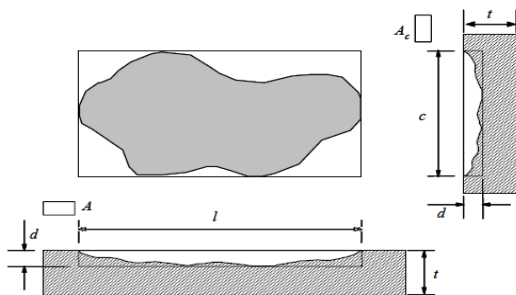


Fig. 8. Corrosion parameters used in DNV-RP-F101.

단일 종단 방향, 직사각형 부식 결함의 파열 용량에 대한 다수의 분석들과 일련의 전 범위 파열 시험들을 바탕으로 개발되었다.[5]

III. 실험방법

3.1. 실험시편의 제작

국내 산업단지(울산, 여수)에서 가장 많이 사용되고 있는 고압가스용 매설 배관 ASTM A160 Grade. B와 ASTM A53 Grade.B의 재질을 이용해 Fig. 9 와 같이 시편을 제작하였다. 보다 용이한 실험을 위해 긴 배관이 아닌 짧은 배관 양쪽에 캡을 씌운 모형으로 배관을 제작하였다. 시편 내부 압력이 측정 위치와 동일함을 가정하고, 정압력에 의해 파열되는 것은 잔존강도 평가에 있어 중요한 요소이다.

Table 2. Chemical composition of Pipe materials

Type	Chemical Composition[%, max.						
	C	Mn	P	S	Cr	Cu	Mo
A106 Gr.B	0.3	1.06	0.035	0.1	0.4	0.15	0.4
A53 Gr.B	0.3	1.2	0.05	0.045	0.4	0.4	0.15

Table 3. Mechanical properties of Pipe materials

Type	Mechanical Properties[psi]	
	Tensile Strength, min.	Yield Strength, min.
A106 Gr.B	60	35
A53 Gr.B	60	35

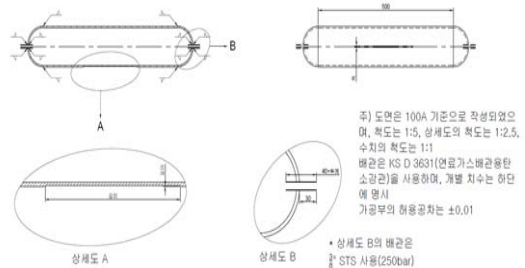


Fig. 9. A scheme of test specimen.

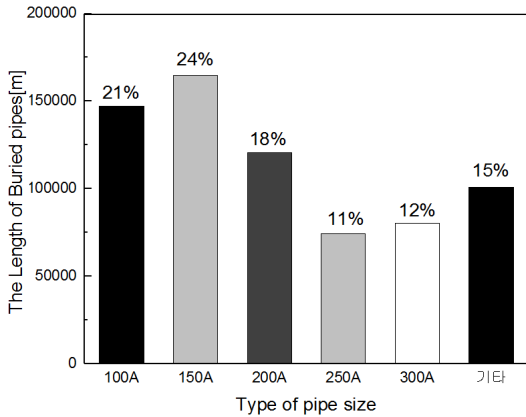


Fig. 10. The distribution chart for the type of pipe size.

Table 4. The list of test specimens

ASTM 53 Gr.B	test specimen size									
	100A			150A			200A			
	defect width									
d	L	3mm	6mm	9mm	3mm	6mm	9mm	3mm	6mm	9mm
90%	150 mm	1	1	1	1	1	1	-	-	-
85%	150 mm	-	-	1	-	-	1	-	-	1
80%	100 mm	1	1	-	1	1	-	1	1	-
	150 mm	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	200 mm	1	1	1	1	1	1	1	1	1

ASTM 106 Gr.B	test specimen size									
	100A			150A			200A			
	defect width									
d	L	3mm	6mm	9mm	3mm	6mm	9mm	3mm	6mm	9mm
90%	150 mm	1	1	1	1	1	1	-	-	-
85%	150 mm	-	-	1	-	-	1	-	-	1
80%	100 mm	1	1	-	1	1	-	1	1	-
	150 mm	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	200 mm	1	1	1	1	1	1	1	1	1

시편을 제작함에 있어서 결함이 있는 배관을 표현하기 위해 배관에 인위적인 결함을 주었는데, 본 실험에서는 국부 부식을 표현하는 결함 제작 시 금속 손실 길이(L), 깊이(d) 및 폭(w)을 독립변수로 제작하였다.

배관의 호칭 지름은 100A, 150A, 200A 3종류로 제작 했는데, 이는 울산·여수 산업단지 고압가스 매설배관 현황 조사를 토대로 얻은 결과로부터 종류를 결정하였다. Fig. 10은 배관 관경에 따른 울산·여수 산업단지 고압가스 매설 배관 분포 그래프이다.[6]

Table 4는 제작 전편의 시편에 관한 정보이다. 제작 시편에 주어진 결함 깊이는 배관 두께 대비 80%, 85%, 90%의 결함을 부여한 깊이로 제작하였다. 결함 길이 및 폭은 비교대상에 따라 결함 깊이가 80%, 85%, 90%를 비교하기 위해 각각 길이 150mm에 홈 폭 9mm를 제작하였으며, 배관의 관경에 따라서 홈의 크기와 깊이의 영향을 알아보기 위해 길이와 폭을 다양하게 주어 제작하였다.

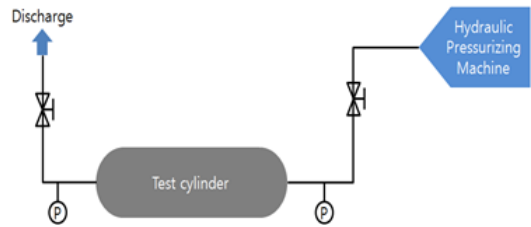


Fig. 11. The experiment schematic diagram.

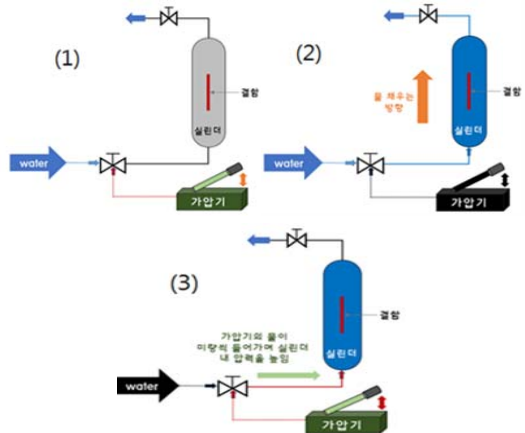


Fig. 12. The experiment process.

3.2. 잔류강도 평가 방법

고압배관의 잔류강도를 평가하는 실험을 위해서는 보다 안전하게 유체가 눈에 확인되어야 하고, 그 압력을 측정하기 용이한 시험을 통해 잔류강도를 평가하여야 하므로 수압파열시험 방법을 택하여 실험을 진행 하였다.

Fig. 11은 수압파열 시험 시 시편과 가압기를 연결해 놓은 모습을 보여주는 모식도이다. 가압기를 통해 수압을 높여주어 시편에 미치는 영향을 압력계를 통해 측정하였다.

Fig. 12는 수압파열시험 진행 순서를 보여주는 그림이다. 실험 방법으로는 가압기, 시편, 조절 밸브, 압력계를 모두 연결시킨 후 시편에 물을 채워주는 데, 이때 시편 속에 그 어떤 공간이 만들어 지지 않게 하기위해 아래에서 위로 시편의 물을 채워준다. 밀폐계 내부에 압축성 유체가 존재하게 되면 가압이 제대로 이뤄지지 않기 때문이다. 본 실험에서 사용된 가압기는 한번 펌프에 3cc 가량의 공기가 들어가는 가압기로 배관 내를 정상상태로 유지하기 위해 전동식 가압기가 아닌 수동식 가압기를 이용해 가압하여 파열 수압을 측정하였다.

IV. 실험결과

4.1. 고압배관의 잔류강도실험 결과

고압배관의 잔류강도 평가 결과 Table 5와 같은 결과를 얻었다. Table 5에 기재된 잔류강도 실험 결과는 각 조건에서 배관 시편이 파열된 압력(bar)를 나타내는 값이다.

4.2. 잔류강도 평가 모델식을 이용한 계산

ASTM A106/A53 Grade.B 배관의 물리적 성질을 토대로 배관 정보를 Table 6과 같이 정리하였고, 이때 시편의 결과 값이 가장 많은 '결함 길이(L)가 150mm'일 때의 배관 정보 값의 결과를 토대로 정리하였다. 이러한 배관 정보는 잔류강도 평가 시 사용되는 모델 식에 계산 요소가 된다.

잔류강도 모델 식 중 가장 보편적으로 많이 사용되는 ASME B31G, ASME B31G modified, DNV RP F101식을 이용하여 본 연구에서는 실제 실험 결과값과 비교하려 한다. 모델 식을 이용해 잔류강도 압력을 계산하기 위해 모델 식의 항 값을 분리하여 다음과 같이 Table 7~9에 정리하였다.

Table 7에서 ASME B31G 모델 식 계산 시 파열 압력을 구할 때, z 값이 20을 기준으로 rupture stress(S_r)의 값이 달라져서 파열압력(P_r)에 영향을

Table 5. Pressure at the rupture according to the artificial flaw sizes

type	diameter (mm)	depth (%)	length (mm)	width(mm)		
				3	6	9
				rupture pressure(bar)		
A53 Gr.B	100A	90	150	9.427	50	78.363
		85	150	-	-	68.67
		80	100	177.148	179.952	-
			150	144.179	145.242	129.057
	150A	90	150	50.855	65.486	95.011
			85	150	-	-
		80	100	166.476	155.766	-
			150	120.553	119.898	119.645
			200	149.258	X	101.826
		200A	90	150	-	-
	85		150	-	-	202.5
	80		100	200.0	187.725	-
150			124.459	139.689	200.0	
A106 Gr.B	100A	90	150	37.97	89.376	78.363
		85	150	-	-	116.17
		80	100	124.631	131.58	-
			150	129.205	164.73	135.639
			200	184.101	159.686	141.323
		150A	90	150	50.062	119.941
	85		150	-	-	111.488
	80		100	66.44	142.264	-
			150	128.088	X	86.364
			200	143.195	98.087	108.921
	200A		90	150	-	-
		85	150	-	-	139.234
		80	100	92.681	202.5	-
			150	150.237	155.998	188.898
			200	131.755	158.335	148.745

Table 6. The specifications of 100A, 150A and 200A pipe(flange length=150 mm)

symbol	definition	Pipe Diameter(Nominal)		
		100A	150A	200A
t	wall thickness[mm]	6.02	7.11	8.18
D	Diameter[mm]	100	150	200
YS	Yield Strength [kgf/mm ²]	24.47		
	Yield Strength [MPa]	240		
TS	Tensile Strength [kgf/mm ²]	42.32		
	Tensile Strength [MPa]	415		
d	flaw depth[mm]	variation of d/t		
d/t	flaw/wall	0.8 ~ 0.9		
L	flaw length[mm]	150		

미친다.

Table 8의 ASME B31G modified 모델 식 계산 시 파열 압력을 구할 때, z 값이 모두 50이하였으므로, bulging factor(M) 식은 동일하게 적용되었다.

4.3. 잔류강도시험 값과 모델 계산식 값 비교

ASTM A106/A53 Grade.B 배관의 잔류강도 실험 시 보다 정확하고 다양한 값을 얻을 수 있었던 시편 조건은 결함 길이(L)가 150 mm, 배관 크기 100A 일 때의 파열 압력(P_F) 값이다. Fig. 13은 결함길이(L) 150 mm일 때, ASME B31G origin, modified, DNV RP F101의 모델식을 이용한 계산 값들과 결함 폭(w) 3,6,9 mm을 가지는 실험값을 비교한 그래프이다.

A53 Grade.B, A106 Grade. B 배관 모두 결함 비율이 0.8 일 때, DNV RP F101과 ASME B31G modified 모델 식 값과 실험값의 유사함을 확인 하였고, 결함 비율이 0.85 이상 일 때 잔류강도 모델 식 중 가장 보수적인 값을 나타내는 ASME B31G origin 모델 식에 가까운 값을 가지는 것을 확인 할 수 있었다. 또한 배관의 결함 폭(w)이 크면 클수록 DNV RP F101 양상과 유사한 것을 확인 할 수 있었다.

Fig. 14는 결함 길이는 150mm로 동일하고, 배관 크기가 150A일 때의 모델 식 계산 값과 실험 값을

Table 7. The result of rupture pressure according to ASME B31G origin

symbol	equation	Pipe Diameter(Nominal)				
	definition	100A	150A	200A		
z	$z = L^2/Dt$					
	-	37.38	21.10	13.75		
M	$M = \sqrt{1 + 0.8z}$					
	Bulging factor	5.56	4.23	3.46		
S _{flow} [MPa]	$S_{flow1} = YS \times 1.1$, for $T < 120^\circ\text{C}$					
	flow stress1	264				
	$S_{flow2} = YS + 69\text{MPa}$, for $YS < 483\text{MPa}$, $T < 120^\circ\text{C}$					
	flow stress2	309				
S _F rupture stress [MPa]	$S_F = S_{flow} \left[\left\{ 1 - \frac{2}{3}(d/t) \right\} / 1 - \frac{2}{3}(d/t)/M \right]$, for $z \leq 20$					
	$S_F = S_{flow}(1 - D/t)$, for $z > 20$					
	S _{F1}	d/t	0.80	52.80	52.80	145.62
			0.85	39.60	39.60	136.77
			0.90	26.40	26.40	127.72
	S _{F2}	d/t	0.80	61.80	61.80	170.44
			0.85	46.35	46.35	160.08
			0.90	30.90	30.90	149.49
	P _F rupture pressure [bar]	$P_F = 2S_F \times t/D$				
		P _{F1}	d/t	0.80	63.57	50.05
0.85				47.68	37.54	111.88
0.90				31.79	25.03	104.47
P _{F2}		d/t	0.80	74.41	58.59	139.42
			0.85	55.81	43.94	130.95
			0.90	37.20	29.29	122.28

비교한 그래프이다. 동일 조건일 때, 배관 내에 있는 결함의 너비에 따른 경향은 불규칙하게 나타나

Table 8. The result of rupture pressure according to ASME B31G modified

symbol	equation	Pipe Diameter(Nominal)				
	definition	100A	150A	200A		
z	$z = L^2/Dt$					
	-	37.38	21.10	13.75		
M	$M = \sqrt{1 + 0.6275z - 0.003375z^2}$, for $z \leq 50$					
	Bulging factor	4.45	3.57	3.00		
S _{flow} [MPa]	$S_{flow1} = YS \times 1.1$, for $T < 120^\circ\text{C}$					
	flow stress	264				
	$S_{flow2} = YS + 69\text{MPa}$, for $YS < 483\text{MPa}$, $T < 120^\circ\text{C}$					
flow stress	309					
S _F rupture stress [MPa]	$S_F = S_{flow} \{ [1 - 0.85(d/t)] / 1 - 0.85(d/t) / M \}$					
	S _{F1}	d/t	0.80	99.73	104.36	109.25
			0.85	87.47	91.85	96.51
			0.90	74.93	78.96	83.28
	S _{F2}	d/t	0.80	116.73	122.14	127.87
			0.85	102.38	107.50	112.96
			0.90	87.70	92.42	97.48
P _F rupture pressure [bar]	$P_F = 2S_F \times t / D$					
	P _{F1}	d/t	0.80	120.08	98.93	89.36
			0.85	105.32	87.07	78.94
			0.90	90.22	74.85	68.12
	P _{F2}	d/t	0.80	140.54	115.79	104.60
			0.85	123.27	101.91	92.40
			0.90	105.59	87.61	79.74

확인 할 수 없었지만, A53 Grade.B와 A106 Grade.B의 실험 값은 결함 비율에 관계없이 DNV RP F101 모델 식과 유사한 값과 경향을 가지는 것을 확인 할 수 있었다. 배관의 결함 폭(w)이 9mm일 때, 배관은 d/t 비율이 80~85% 사이에서 DNV RP F101기울기와 비슷하였고, 3mm의 폭(w)을 가진 배관에서는 80%, 90% 실험 값이 DNV RP F101 값과 거의 유사한 실험 값을 보이는 것을 확인 할 수 있었다.

실험 값과 고압 배관의 모델 식 계산 값을 비교 하였을 때 배관 종류에 따른 경향 및 결함 폭에 따

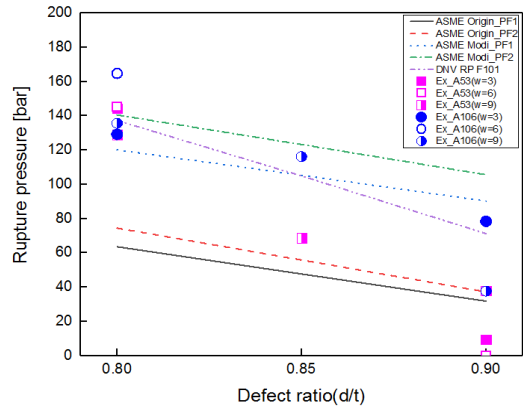


Fig. 13. The comparison of rupture pressure. (L=150mm, pipe size=100A)

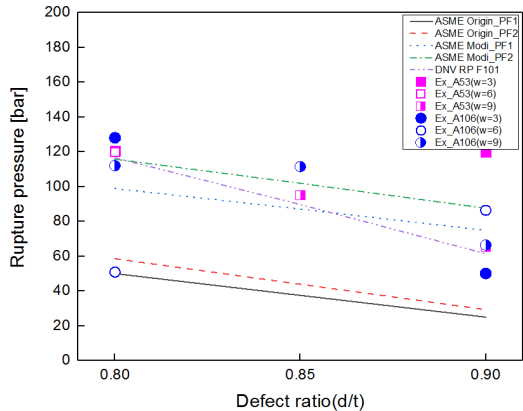


Fig. 14. The comparison of rupture pressure. (L=150mm, pipe size=150A).

른 경향 모두 DNV RP F101 모델 계산 값에 따르는 것을 확인 할 수 있었다.

4.4. 잔류강도평가 수정 이론식 도출

ASTM A106/A53 Grade.B 배관의 크기가 100A와 150A일 때, 잔류강도 평가 실험 결과 고압배관의 잔류강도 평가식 중 DNV RP F101모델식과 유사한 거동을 보이는 것을 확인 할 수 있었다. 이 식을 토대로 국내 산업용 배관으로 주로 사용되는 ASTM A106/A53에 맞는 DNV RP F101 수정 식을 제시하고자 한다. 아래의 식(1)과 식(2)는 DNV RP F101 식을 토대로 파열 압력을 표현한 수정 식이다. 이때 교정계수(Coeff_A, Coeff_B)가 사용되었는데, 이를 Table 10에 정리하였다.

Table 9. The result of rupture pressure according to DNV-RP-F101

symbol	equation	Pipe Diameter(Nominal)			
	definition	100A	150A	200A	
z	$z = L^2/Dt$				
	-	37.38	21.10	13.75	
Q	$Q = \sqrt{1+0.31z}$				
	Bulging factor	3.55	2.75	2.29	
PF rupture pressure [bar]	$P_F = \frac{2t \times TS}{(D-t)} \frac{(1-d/t)}{[1-(d/t)/Q]}$				
	d/t	0.80	137.29	116.56	108.69
		0.85	104.88	89.72	84.34
		0.90	71.24	61.44	58.24

Table 10. The coefficient of modified DNV RP F101

modified DNV RP F101				1.05	1
Type	Defect			Coeff _A	Coeff _B
	Diameter	Length	Width		
A53 Gr.B	100A	150mm	3mm	1.675	1.103
			6mm	1.253	1.054
			9mm	0.725	0.976
A106 Gr.B			3mm	1.18	1.064
			6mm	1.095	0.994
			9mm	0.825	0.967
A53 Gr.B	150A	150mm	3mm	1.264	1.045
			6mm	0.94	0.993
			9mm	0.591	0.852
A106 Gr.B			3mm	1.254	1.043
			6mm	-	-
			9mm	-	-

Table 11. The coefficient according to width of KGS DNV RP F101

		1.05	1
Type	Diameter	Coeff _A	Coeff _B
A53 Gr.B	100A	2.1677-0.1583w	1.1713-0.0212w
	150A	1.6047-0.1122w	1.1563-0.0322w
		3.2937-0.0113D -(0.2505-0.0009D)w	1.2013-0.0003D +(0.0008-0.0002D)w
A106 Gr.B	100A	1.3883-0.0592w	1.1053-0.0162w
	150A	-	-

$$P_f = Coeff_A \cdot \frac{2t \cdot \sigma_u}{(D-t)} \frac{(1 - Coeff_B \cdot \frac{D}{t})}{[1 - (\frac{D}{t})/Q]} \dots\dots\dots \text{식 (1)}$$

$$Q = [1 + 0.31(\frac{L}{\sqrt{Dt}})^2]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots \text{식 (2)}$$

교정계수 $Coeff_A$ 와 $Coeff_B$ 를 결함 폭(w)에 따른 경향으로 치환하여 계산 할 때에 새로운 KGS DNV RP F101을 제안하면 다음과 같다. 이때 이용한 식은 앞서 이용된 식(1)과 식(2)를 기본으로 사용하였다. 이때 결함 폭(w)에 따른 계수($Coeff_A$, $Coeff_B$) 값을 나타낸 것을 아래 Table 11에 정리하였다.

V. 결론

본 연구에서는 고압가스 배관의 잔류강도 평가 실험을 진행하였다. 실험 시 사용된 시편은 실제 국내 산업단지에서 사용되는 배관의 수요를 조사해 가장 많이 사용되었던 ASTM A53 Grade.B와 ASTM A106 Grade.B의 100A, 150A, 200A를 이용하여 실험 하였다. 외면 국부 부식의 조건을 만들기 위해 시편에 인위적 결함을 만들었으며, 그 크기는 배관 두께에 대한 비율로 만들어 실험을 진행하였다.

(1) 결함 길이(L) 150 mm, 배관 크기 100A 일 때 파열 압력(P_F) 값은 A53 Grade.B, A106 Grade. B 배관의 경우 결함 비율이 0.8 일 때, DNV RP F101과 ASME B31G modified 모델 식과 유사하였고, 결함 비율이 0.85 이상일 때 잔류강도 모델 식 중 가장 보수적인 값을 나타내는 ASME B31G origin 모델 식에 가까운 값을 가지는 것을 확인할 수 있었다. 배관의 결함 폭(w)이 크면 클수록 DNV

RP F101 양상과 유사한 것을 확인 할 수 있었다.

(2) 결함 길이(L) 150mm, 배관 크기 150A일 때 A53 Grade.B와 A106 Grade.B의 실험 값은 결함 비율에 관계없이 DNV RP F101 모델 식과 유사한 값과 경향을 가지는 것을 확인 할 수 있었다. 배관의 결함 폭(w)이 9mm일 때, 배관은 d/t 비율이 80~85% 사이에서 DNV RP F101기울기와 비슷하였고, 3mm의 폭(w)을 가진 배관에서는 80%, 90% 실험 값이 DNV RP F101 값과 거의 유사한 실험

값을 보이는 것을 확인 할 수 있었다.

(3) 실험 값과 고압 배관의 모델 식 계산 값을 비교 하였을 때 배관 종류에 따른 경향 및 결함 폭에 따른 경향 모두 DNV RP F101 모델 계산 값에 따르는 것을 확인 할 수 있었다. DNV RP F101을 이용해 본 실험에서 진행한 결함비율 0.8 이상일 때 파열 양상을 확인 할 수 있는 KGS DNV RP F101 식을 도출 하였다.

감사의 글

본 연구는 2016년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다.(No. 20162220100030)

REFERENCES

- [1] C.H. Bae, J. H. Kim, H. M. Woo and H. S.Hong,, "Development of Residual Tensile Strength Prediction Model for Metallic Water Pipes", KGES, 9(3), 17-28, (2008)
- [2] C. H. Bae, J. H. Kim, J. H. Kim and S. H. Hong, "Assessment of External and Internal Corrosion Growth Rate for Metallic Water Pipes", KGES, 9(1), 17-25, (2008)
- [3] S. S. Yim, J. S. Kim, Y. D. Ryu and J. H. Lee, "A Study on the Residual Strength of the Carbon Steel pipe using in Fuel Gas", KIGAS, 20(5), 112~117, (2016)
- [4] The American Society of Mechanical Engineers, "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines", ASME B31G, (2012)
- [5] DET NORSKE VERITAS, "Corroded Pipelines", DNV-RP-F101, (2010)
- [6] K. E. Lee, J. H. Kim, Y. J. Ha and S. H. Kim, "An Experimental Study on the Mechanical Impact(Third Party Damage) of High Pressure Gas Pipe", KIGAS, 21(6), 8-14, (2017)
- [7] K. H. Oh, K. J. Yeom and W. S. Kim, "A Study on the Defect Evaluation of Gas pipe", the journal of the KSME, 54(1), 38-42,(2014)
- [8] Technical Toolboxes, "Remaining Strength of Corroded Pipe(RSTRENG) Assessment Procedure", 35-39,(2015)