

실제크기 배관의 파열시험을 통한 가스배관의 파괴거동 평가

김영표* · 백종현* · 김우식*

The Evaluation of Remaining Strength for Corroded Pipeline by Full Scale Burst Test

Young Pyo Kim, Jong Hyun Baek and Woo Sik Kim

Key Words: 부식배관(corroded pipeline), 실패관 파열시험(full scale burst test), 부식(corrosion), 결함(defect), 잔류강도 평가 기준(remaining strength criterion)

Abstract

The transmission pipeline industry spends many millions of dollars annually performing inline inspections, excavating sites of possible corrosion, and repairing or replacing damaged sections of pipe. New criteria for evaluation the integrity of corroded pipe have been developed in recent years to help in controlling these costs. These new criteria vary widely in their estimates of integrity and the most appropriate criterion for a given pipeline is not always clear.

This paper presents an overview, comparison and evaluation of acceptability criteria for corrosion defects in pipelines. By full scale burst tests, this paper have assessed the relative accuracy of each of these criteria in predicting failure and remaining strength. Many of the criteria appear to be excessively conservative and indicate that defects must be repaired when none is needed, based upon burst test data.

기호설명

- P_f Predicted failure pressure of the defect
- A_{eff} Area of defect in the longitudinal plane through the wall thickness
- A_0 Original cross-section area(Lt)
- D Inside diameter of the pipe
- t Wall thickness of the pipe
- d Maximum depth of the defect
- L Total axial extent of the defect
- M_T One of the various forms of the "Folias bulging factor"
- σ_{yield} Yield stress of the pipe(0.5% strain criterion)
- σ_{flow} Flow stress of the pipe($= \sigma_{yield} + 68.9\text{MPa}$)
- σ_{ult} Ultimate stress of the pipe

1. 서론

천연가스를 공급하는 한국가스공사의 주배관은 평택과 인천 생산기지를 중심으로 전국을 연결하는 환상망으로 구성되어 있다. 이들 배관은 대부분 지하에 매설되어 있고, 다양한 환경에 위치하고 있는데, 배관손상으로 인해 가스누출이나 폭발이 일어날 경우 막대한 경제적, 사회적 손실은 물론 인적피해도 가져올 수 있다. 따라서 가스배관의 안전성과 건전성 확보는 배관 운용자인 우리 가스공사 종사자들에게는 무엇보다 중요한 사항이다.

세계 어느 가스회사의 경우든지 가스배관은 각 회사의 완전한 통제하에 있지 않고 도로에 매설되어 있어 빈도의 차이가 있을 뿐 손상은 발생된다. 북미와 유럽의 경우 1000km당 매년 4회 정도의 보수를 필요로 하는 손상이 발생된다고 한다.⁽¹⁾ 손상발생 원인은 외부에서 작용하는 각종

* 한국가스공사 연구개발원

하중과 부식이 가장 큰 부분을 차지하고 있다.

배관운용을 하면서 배관의 건전성 확보와 관련하여 부딪치는 문제 중 하나가 결함평가에 대한 것이다. 불가피하게 발생되어 있던 부식손상부위를 인텔리전트 피깅으로 찾아내어 부식손상부위의 정확한 크기와 위치에 대한 정보를 인지한다 하더라도 올바른 평가를 하여 정확하게 대처하지 못한다면 불필요한 손실을 가져올 수 있다.

즉 부식 손상부를 발견하였을 때 “항상 보수가 필요한가?”라는 문제에 누구나 직면하게 된다. 불필요한 보수는 경제적인 부담과 함께 오히려 재료특성을 열화시키고 잔류응력만 증가시킬 수 있고, 배관절단 및 교체는 가스방출과 공급중단의 문제가 있기 때문에 신중히 결정해야 한다.

물론 이러한 결정의 순간에도 가장 우선 시 되는 것은 배관의 안전이다. 배관의 안전성을 확보하면서 불필요한 보수를 억제하여 유지보수비용을 절감하기 위해서는 손상배관의 잔류강도에 대한 정확한 평가가 필요하다. 따라서 본 연구에서는 한국가스공사에서 주배관으로 사용되고 있는 API 5L X65, 30인치, 17.5mm 가스배관으로 실패관 파괴시험을 실시하여 손상배관의 실제 잔류강도를 평가하였다. 실패관 파괴시험 결과를 토대로 현재 세계각국에서 사용되고 있는 부식손상배관 잔류강도 평가기준의 보수성을 살펴보았다.

2. 기사용중인 부식배관 잔류강도 평가 기준

현재까지 개발되어 사용되고 있는 부식손상배관 잔류강도 평가 기준들은 다음과 같은 것들이 있다.⁽²⁾

- Classical ASME B31G criterion
- Modified B31G criterion
- RSTRENG software
- Chell limit load analysis
- Kamminen axisymmetric shell theory criterion
- Sims criterion for narrow corrosion defects
- Sims criterion for wide corrosion defects
- Ritchie corrosion defect criterion
- Battelle/PRCI PCORRC criterion for plastic collapse
- BG technology/Det Norske Veritas Level 1 criterion for plastic collapse

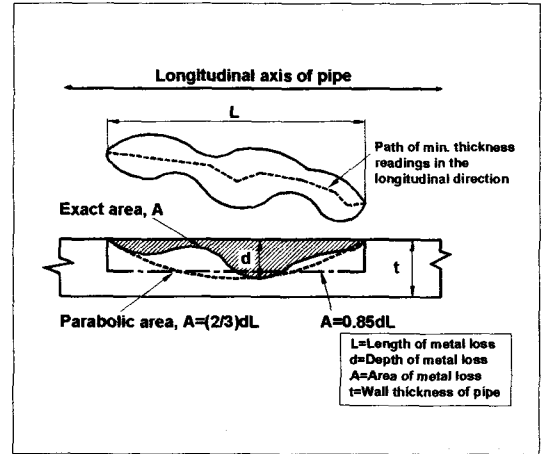


Fig. 1 Corrosion size.

이 중에서 가장 널리 사용되고 있는 것은 Classical ASME B31G 기준, modified B31G 기준과 RSTRENG 프로그램이다.⁽³⁾ 손상배관의 잔류강도는 배관재료의 항복강도와 부식 손상부의 크기를 기준으로 계산된다. 만약 계산된 잔류강도가 충분한 안전성을 가지고 배관의 최대허용운전압력을 초과하는 경우에 부식 손상배관은 계속해서 운전이 가능하다. 만약 그렇지 않다면 이 배관은 보수, 교체 혹은 운전압력을 감소시켜야 한다.

부식 손상부의 유효면적을 고려하여 부식에 의한 배관의 강도 감소는 그림 1과 같이 배관의 축방향을 따라 측정된 두께 감소에 비례한다고 가정하였다. 부식손상부가 존재하는 배관의 파괴압력은 다음과 같은 식으로 표현하였다.

$$P_f = \frac{2t}{D} \sigma_{flow} \left[\frac{1 - A_{eff}/A_o}{1 - (A_{eff}/A_o)M_T^{-1}} \right] \quad (1)$$

이 식에서 결함내의 응력이 배관재료의 유동응력에 도달하면 파괴된다고 가정하였다. 또한 그림 1에서 나타낸 것과 같이 부식 손상부에서 측정된 깊이의 최대 값이 배관의 축방향을 따라 같은 단면에 존재한다고 가정하였다.

식 (1)이 처음 개발되었을 때 현장에서 사용하기 쉽도록 간단하고 보수적인 형태의 식이 필요하였다. 이러한 욕구를 충족시키기 위해 다음과 같은 ASME B31G 식을 제시하였다.

$$P_f = \frac{2t}{D} (1.1\sigma_{yield}) \left[\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t} M_T^{-1}} \right] \quad (2)$$

$$M_T = \left[1 + 0.8 \frac{L^2}{Dt} \right]^{1/2} \quad (3)$$

(1)식과 (2)식을 비교해 보면 ASME B31G에 사용된 세 가지 가정을 알 수 있다. 우선 이 기준에서 유동응력은 항복응력의 1.1배로 가정하였다. 두 번째 가정은 부식손상부의 형상이 그림 1과 같이 포물선 형상이라는 것이다. 세 번째로 $L^2/Dt \leq 20$ 인 경우에만 사용할 수 있게 Folias bulging factor를 두 개의 항으로 간략하게 표현하였다. $L^2/Dt > 20$ 이면 결함의 깊이는 10%로 제한한다. 이러한 제한은 ASME B31G 기준에서 부식손상배관 잔류장도 값의 불연속을 발생시키고 이 식의 사용에 혼란을 일으키게 된다

ASME B31G 기준에 사용된 지나친 가정과 보수성을 줄이기 위한 시도가 1980년대 후반에 있었다. 이러한 연구결과로 modified B31G 기준과 RSTRENG 소프트웨어를 만들게 되었다. Modified B31G 기준은 다음과 같은 식으로 주어진다.

$$P_f = \frac{2t}{D} (\sigma_{flow}) \left[\frac{1 - 0.85 \frac{d}{t}}{1 - 0.85 \frac{d}{t} M_{T2}^{-1}} \right] \quad (4)$$

$$L^2/Dt \leq 50,$$

$$M_{T2} = \left[1 + 0.6275 \frac{L^2}{Dt} - 0.003375 \frac{L^4}{D^2 t^2} \right]^{1/2} \quad (5)$$

$$L^2/Dt > 50,$$

$$M_{T2} = 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \quad (6)$$

이 기준에서 유동응력, σ_{flow} 는 보수성을 줄이기 위해 $\sigma_{yield} + 68.9\text{MPa}$ 로 주어진다. 또한 포물선 형태의 부식 손상부를 가정하는 2/3의 형상인자를 대신하여 실험적으로 결정된 0.85라는 값을 사용하였다. 그리고 Folias factor를 더욱 정확하게 표현하기 위해 세 개의 항을 사용하였다.

“RSTRENG”이라 불리는 퍼스널컴퓨터용 프로그램은 정확하게 부식손상부의 유효면적을 계산하고 복잡한 부식형상을 분석하기 위해 개발

되었다.⁽⁴⁾ RSTRENG 프로그램은 modified B31G 기준과 같은 유동응력과 세 개의 항으로 이루어진 Folias factor를 사용한다.

3. 실험방법

본 연구에 사용된 API 5L X65(30inch $\phi \times 17.5\text{mm}$) 가스배관은 한국가스공사 주배관에 사용되고 있다. 실험에 사용된 가스배관의 성분 및 기계적 특성을 표 1과 2에 나타내었다.

가스배관에 기계가공으로 손상부를 제작하였으며 그 형상은 그림 2와 같고, 실험에 사용된 손상배관의 손상크기는 표 3에 정리하였다.

손상배관의 양단은 cap을 사용하여 용접하였으며 배관의 총 길이는 2.3m 이다. 정수압 파열시험기는 물을 매질로 사용하여 최대 1000kgf/cm^2 까지 가압이 가능하도록 제작하였다. 그림 2에서 보는바와 같이 압력에 따른 변형률을 측정하기 위해서 손상내부와 근처에 스트레인게이지를 부착하였다. 변형률과 내부압력 변화는 초당 1개씩 데이터를 저장하였다.

4. 실험결과 및 고찰

표 3의 손상배관에 대하여 정수압 파열시험을 실시하였으며 그림 3~5는 손상배관의 실제 파괴 압력을 보여주고 있다.

Table 1. The chemical composition of API 5L X65 natural gas pipeline(wt%).

Fe	Mn	C	Si	P	S	Cr	Ni	Nb	Ti	V
Bal.	1.51	0.091	0.30	0.024	0.002	0.031	0.030	0.060	0.048	0.057

Table 2. The mechanical properties of API 5L X65 natural gas pipeline.

Specimen direction	Yield stress (MPa)	Tensile stress (MPa)	Elongation (% , 25mm)	Charpy impact energy (J)
API 5L X65 requirement	448.0	530.0	15.0	68.0
Longitudinal	474.1	556.6	33.6	396-400(L-T)
Circumferential	495.2	564.5	34.4	272-400(T-L)

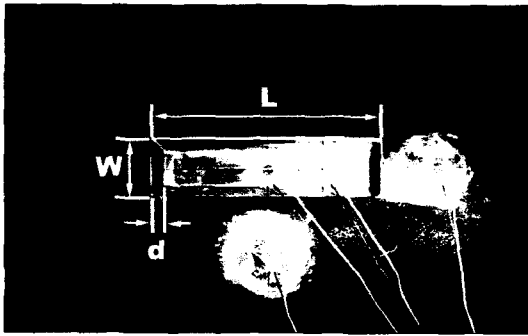


Fig 2. The shape of mechanically machined corrosion defect.

Table 3. The summary of burst test pipe geometries.

Test No.	L(mm)	W(mm)	d(mm), d/t
DA	200	50	4.2(24.0%)
DB	200	50	8.9(50.9%)
DC	200	50	13.1(50.9%)
LA	100	50	8.4(48.0%)
LC	300	50	8.5(48.6%)
CB	200	100	8.4(48.0%)
CC	200	200	9.0(51.4%)

그림 3~5에는 손상배관의 실제 파괴압력과 ASME B31G 기준, modified B31G 기준 및 RSTRENG 프로그램으로 계산한 파괴압력을 함께 도시하였다. 각 기준의 파괴압력 계산에는 API 5L 기준에서 제시하는 항복응력, 448MPa를 대입하였다.

그림 3에서 보는바와 같이 일정한 손상길이와 폭을 가진 손상배관에 대하여 손상깊이가 증가함에 따라 파괴압력을 감소하는 것으로 나타났다.

그림 4에서는 일정한 손상길이와 폭을 가진 손상배관에서 손상길이가 증가함에 따라 파괴압력이 감소함을 보여주고 있다. 그림 5에서는 일정한 손상길이와 길이를 가진 손상배관에서 손상폭이 증가함에 따라 파괴압력의 변화가 거의 없음을 보여주고 있다. 즉 손상깊이와 손상길이는 손상배관의 파괴압력에 영향을 미치지만 손상폭은 내압만이 작용하는 부식배관의 파괴압력에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다.

또한, 배관의 두께가 25%, 50% 손상이 생긴 경우에도 가스배관의 실제 운용압력인 70kgf/cm²

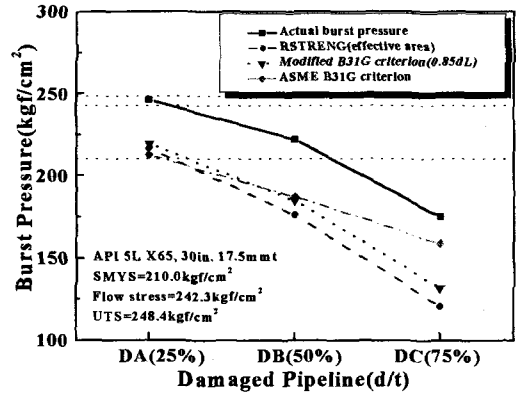


Fig. 3 The burst pressure according to the corrosion depth.

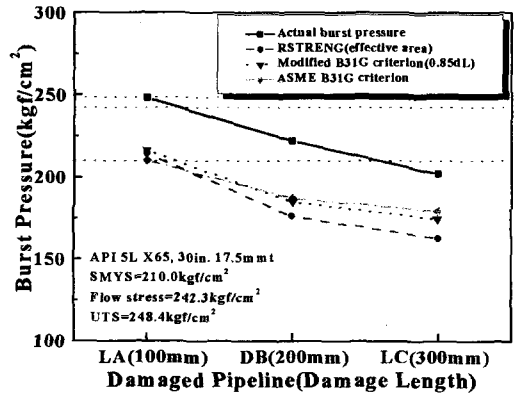


Fig. 4 The burst pressure according to the corrosion length.

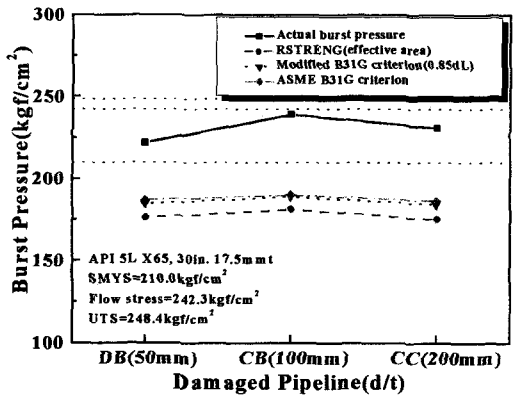


Fig. 5 The burst pressure according to the corrosion width.

Table 4. Conservatism of remaining strength criteria for corrosion defect.

(unit : kgf/cm²)

Criteria	DA	DB	DC	LA	LC	CB	CC	P _r /P _b
P _b	246	222	175	248	202	239	231	-
RSTRENG	216.5 (0.88)	175.9 (0.79)	120.5 (0.69)	214.1 (0.86)	162.2 (0.80)	183.1 (0.77)	174.8 (0.76)	0.69 ~0.88
ASME B31G	212.3 (0.86)	186.9 (0.84)	158.5 (0.91)	210.1 (0.85)	179.0 (0.89)	189.9 (0.79)	186.3 (0.81)	0.79 ~0.91
Modified B31G	219.2 (0.89)	184.7 (0.83)	141.3 (0.81)	216.1 (0.87)	174.0 (0.86)	189.0 (0.79)	183.9 (0.80)	0.79 ~0.89
Chell	205.3 (0.83)	180.4 (0.81)	164.8 (0.94)	212.5 (0.86)	165.8 (0.82)	182.6 (0.76)	180.0 (0.78)	0.76 ~0.94
Kanninen	196.5 (0.80)	125.2 (0.56)	62.8 (0.36)	156.0 (0.63)	131.3 (0.65)	132.7 (0.56)	123.6 (0.54)	0.36 ~0.80
Sim wide	213.0 (0.87)	164.8 (0.74)	102.3 (0.58)	203.7 (0.82)	154.8 (0.77)	170.8 (0.71)	163.6 (0.71)	0.58 ~0.87
Ritchie	204.1 (0.83)	157.9 (0.71)	98.0 (0.56)	195.2 (0.79)	148.4 (0.73)	163.7 (0.68)	156.7 (0.68)	0.56 ~0.83
Battelle /PCORRC	237.9 (0.97)	204.3 (0.92)	155.9 (0.89)	231.0 (0.93)	190.3 (0.94)	208.6 (0.87)	203.4 (0.88)	0.87 ~0.97
BG/DNV	244.4 (0.99)	205.3 (0.92)	143.4 (0.82)	243.4 (0.98)	188.3 (0.93)	210.6 (0.88)	204.2 (0.88)	0.82 ~0.99

보다 훨씬 높은 내압을 견디는 실험결과는 현재 매설된 가스배관의 안전도가 매우 높다는 것을 확인시켜 주는 것이다.

그림 3~5에서 실제 파괴압력은 모든 경우에서 각 기준에 의해 예측된 파괴압력보다 높게 나타났다. 즉, ASME B31G 기준, modified B31G 기준 및 RSTRENG 프로그램에 의해 예측되는 파괴압력은 보수성을 가지는 것으로 나타났다.

손상배관의 실제 파괴압력과 각각의 잔류강도 평가 기준에 의해 계산된 파괴압력을 표 4에 정리하였다. 또한 실제 파괴압력과 예측 파괴압력의 비를 구하여 보수성(P_r/P_b)을 함께 정리하였다. 계산에 사용된 항복강도와 인장강도는 API 5L 규격에서 요구하는 448MPa와 530MPa를 사용하였다. 보수성이 1 보다 작다는 것은 각각의 잔류강도기준에 의해 예측되는 파괴압력은 보수적임을 의미한다.

표 4에서 모든 부식손상배관 잔류강도 평가 기준은 보수적인 파괴압력을 예측하는 것으로 나타났다. 손상크기와 잔류강도평가기준에 따라 차이가 있지만 예측 파괴압력은 실제 파괴압력의 36~99%의 정확도를 나타내고 있다. 여러 잔류강도 평가 기준 중에서 실제 파괴압력과 가장 유사한 파괴압력을 예측하는 기준은 가장 최근에 개

발된 Battelle/PRCI CORRC 기준과 BG/DNV Level 1 기준인 것으로 나타났다.

한국가스공사에서는 이러한 보수성을 낮추면서 안전을 확보할 수 있도록 실험관 크기 파열시험 결과와 유한요소해석을 토대로 우리나라 가스배관에 알맞은 부식배관 잔류강도 평가식을 개발하였다.⁽⁵⁾

그림 6은 CB 손상배관의 각 위치에서 압력에 따른 원주방향 변형률을 보여주고 있다. 그림 6에서 괄호 안의 값은 손상부 중심을 기준으로 하여 변형률 측정 좌표를 나타내고 있으며 X는 축방향 거리이고 Y는 원주방향 거리이다. CB(0,0)와 CB(0,50)은 두께감소가 발생한 손상내부에 위치하고 CB(0,150)과 CB(300,0)는 손상이 되지 않은 배관 위에 위치한다. 동일한 압력에서 손상중심에서 가장 큰 변형률을 나타내고 있으며 중심에서 멀어질수록 변형률이 감소함을 보여주고 있다.

그림 7은 각각의 손상배관에 대하여 손상부 중심에서 압력에 따른 변형률을 보여주고 있다. 두께 감소가 발생한 손상부는 2% 이상의 소성변형이 발생한 다음 파괴가 일어남을 알 수 있다. 그림 8은 CB 손상배관의 정수압 파열시험 후 사진을 보여준다. 그림 6~8에서 API 5L X65 가스배관의 부식 손상부는 큰 소성변형을 동반한 소성붕괴(plastic collapse) 모드로 파괴가 발생함을 알 수 있다.

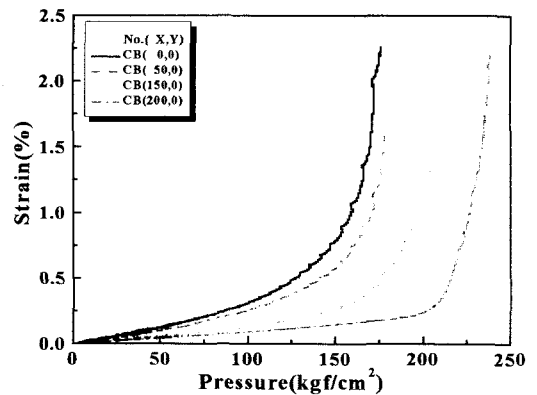


Fig. 6. The strain according to position on the CB damaged pipeline.

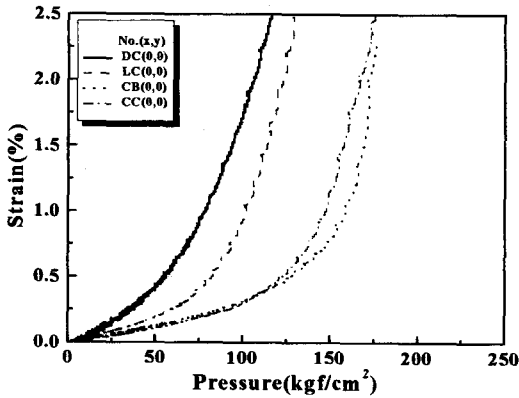


Fig. 7. The strain at center of damaged region.

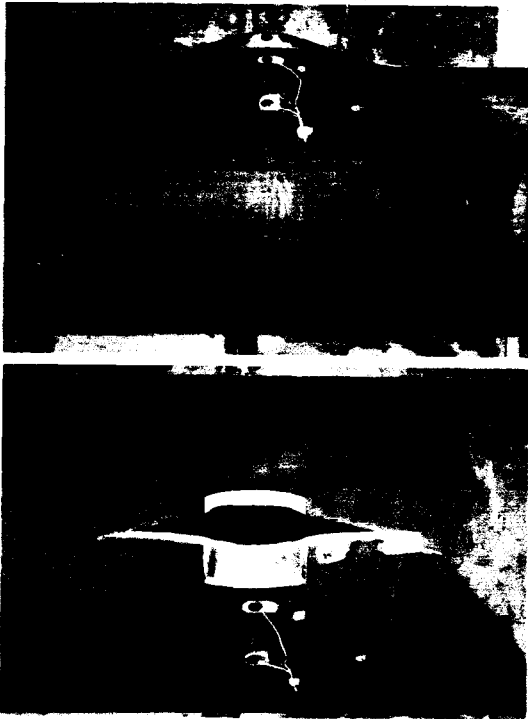


Fig. 8. After burst test for the CB damaged pipeline.

5. 결론

한국가스공사 주배관에 사용되고 있는 API 5L X65(30인치, 17.5mm) 가스배관에 인공적으로 손상을 가공한 다음 정수압 파열시험을 실시한 결

과를 요약하면 다음과 같다.

- 손상깊이와 손상길이가 증가함에 따라 손상배관의 파괴압력은 감소하였으나 손상폭 변화는 파괴압력에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다.

- 현재까지 제시되어있는 부식배관 잔류강도 평가 기준들 가운데 국내 가스배관의 실제 파괴압력과 가장 유사한 파괴압력을 예측하는 기준은 Battelle/PRCI CORRC 기준과 BG/DNV Level 1 기준인 것으로 나타났다.

- 현재 국내 가스배관은 배관두께가 25% 감소된 경우에도 실제 운용압력의 3.5배 이상까지 견딜 수 있는 높은 안전도를 유지하고 있는 것으로 나타났다.

참고문헌

- (1) E. Glynn Jones, "Pipelines in the 1990's... and Beyond", Second International Conference on Pipeline Technology, Sep. 11-14, 1995. pp.1~9.
- (2) Denny R. Stephens and Robert B. Francini, Proceedings of ETCE/OMAE 2000 Joint Conference, "A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines", Feb. 14-17, 2000, ETCE2000/OGPT-10255.
- (3) American Society of Mechanical Engineers, ASME B31G-1991, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines".
- (4) RSTRENG software manual.
- (5) 최재봉, 김영진, 구분걸, 김연호, 김영표, 김우식, 백종현, "국내 가스배관 부식부위 평가 프로그램 개발", 2001년도 대한기계학회 춘계학술대회, 2001.6.28~29, 01S067.