

## 실배관 파열시험을 통한 부식배관의 파열압력 평가

김영표<sup>†</sup> · 백종현<sup>\*</sup> · 김우식<sup>\*</sup> · 고영태<sup>\*\*</sup>  
 (2001년 7월 13일 접수, 2001년 10월 24일 심사완료)

### The Evaluation of Burst Pressure for Corroded Pipeline by Full Scale Burst Test

Young Pyo Kim, Jong Hyun Baek, Woo Sik Kim and Young Tai Kho

**Key Words:** Corroded Pipeline(부식배관), Full Scale Burst Test(실배관 파열시험), Burst Pressure (파열압력), Natural Gas Pipeline(천연가스 배관)

#### 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 of 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 has assessed the relative accuracy of each of these criteria in predicting burst pressure. 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

$P_b$  : 부식배관의 실제 파열압력  
 $P_f$  : 부식배관의 예측 파열압력  
 $A_{eff}$  : 축방향 단면에서 부식부의 면적  
 $A_0$  : 부식되기전 원래 단면적(Lt)  
 $D$  : 배관외경  
 $t$  : 배관두께  
 $d$  : 부식부의 최대 깊이  
 $L$  : 부식부의 축방향 최대 길이  
 $M_T$  : Folias bulging factor( $M_{T1}$ ,  $M_{T2}$  혹은  $M_{T3}$ )  
 $\sigma_{yield}$  : 0.5% 변형률에서 배관의 항복응력

$\sigma_{flow}$  : 배관의 유동응력( $=\sigma_{yield}+68.95$  MPa)  
 $\sigma_{ult}$  : 배관의 인장응력

#### 1. 서론

국내 가스배관의 총 길이는 현재 약 2200 km에 달한다. 이들 가스배관은 대부분 지하에 매설되어 있고, 다양한 환경에 노출되어 있는데, 배관 손상으로 인해 가스누출이나 폭발이 일어날 경우 막대한 경제적, 사회적 손실은 물론 인적피해도 가져올 수 있다. 따라서 가스배관의 안전성과 건전성 확보는 무엇보다 중요한 사항이다.

세계 어느 가스회사의 경우든지 가스배관은 각 회사의 완전한 통제하에 있지 않고 도로를 따라 매설되어 있어 빈도의 차이가 있을 뿐 손상은 발생된다. 굴착기 혹은 지반이동과 같은 외부에서

<sup>†</sup> 책임저자, 회원, 한국가스공사 연구개발원  
 E-mail : ypkim@kogas.re.kr

TEL : (031)400-7482 FAX : (031)416-9014

<sup>\*</sup> 회원, 한국가스공사 연구개발원

<sup>\*\*</sup> 한국가스공사 연구개발원

작용하는 각종 하중에 의한 손상과 부식에 의한 손상이 가장 큰 부분을 차지하고 있다. 서유럽의 경우는 1000 km 당 매년 4회 정도의 보수를 필요로 하는 손상이 발생된다고 보고하고 있다.<sup>(1)</sup>

배관운용을 하면서 배관의 건전성 확보와 관련하여 부딪치는 문제 중 하나가 결함평가에 대한 것이다. 불가피하게 발생되어 있던 부식손상부위를 인텔리전트 피깅(intelligent pigging) 등의 방법으로 찾아내어 부식부위의 정확한 크기와 위치에 대한 정보를 인지한다 하더라도 올바른 평가를 하여 정확하게 대처하지 못한다면 불필요한 손실을 가져올 수 있다.

즉 부식부위를 발견하였을 때 “항상 보수가 필요한가?” 라는 문제에 누구나 직면하게 된다. 불필요한 보수는 경제적인 부담과 함께 보수용접시 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 확보 하면서 불필요한 보수를 억제하여 유지보수비용을 절감하기 위해서는 부식배관의 파열압력에 대한 정확한 평가가 필요하다.

국의 연구기관과 가스회사들은 1970년대 이후 부식배관의 파열압력 기준을 마련하기 위해 실패관 파열시험과 유한요소해석을 통한 많은 연구를 수행하였다.<sup>(2-4)</sup> 또한 국내에서도 최근 유한요소해석을 통하여 부식배관의 파열압력을 예측하는 연구가 진행중이다.<sup>(5-6)</sup> 국내 가스배관의 부식부위 파열압력을 정확히 예측하기 위해서는 실패관 파열시험으로 현재 가스배관으로 사용되는 재료거동을 반영한 파열압력의 평가가 필요하다. 이러한 실패관 파열시험 데이터를 활용하여 유한요소해석의 정확성을 검증한다면 다양한 부식형상에 대하여 보다 정확한 부식부위 파열압력 예측이 가능할 것이다.

본 연구에서는 국내에서 사용되는 API 5L X65, 바깥지름 762 mm, 두께 17.5 mm 가스배관으로 실패관 파열시험을 실시하여 부식배관의 실제 파열압력을 평가하였다. 그리고 실패관 파열시험 결과를 토대로 현재 세계 각국에서 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가 기준의 보수성 여부를 살펴보았다.

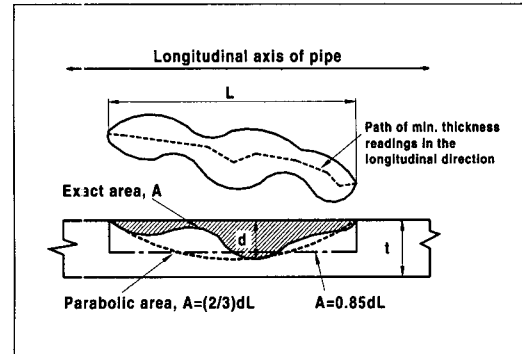


Fig. 1 Corrosion size

## 2. 기 사용중인 부식배관 파열압력 평가 기준

현재까지 개발되어 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가 기준들은 다음과 같은 것들이 있다.<sup>(7)</sup>

- Classical ASME B31G criterion
- Modified ASME B31G criterion
- RSTRENG software
- Chell limit load analysis
- Kanninen axisymmetric shell theory criterion
- Sims criterion
- Ritchie corrosion defect criterion
- Battelle/PRCI PCORRC criterion
- BG technology/DNV Level 1 criterion

이 중에서 가장 널리 사용되고 있는 것은 classical ASME B31G 기준, modified ASME B31G 기준과 RSTRENG software 이고, 가장 최근에 개발된 기준은 Battelle/PRCI PCORRC 기준과 BG technology/DNV Level 1 기준이다.<sup>(7-10)</sup>

1970년대 초 미국가스협회와 미국 가스회사들의 지원하에서 부식손상배관의 파열압력을 평가하기 위한 연구가 수행되었다. 이 연구결과 부식에 의한 배관의 파열압력 감소는 Fig. 1과 같이 배관의 축방향을 따라 측정된 두께 감소에 비례한다고 가정하고, 부식이 존재하는 배관의 파열압력을 예측하는 다음과 같은 식을 제시하였다.<sup>(2)</sup>

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

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

식 (1)을 이용하기 쉽고 계산이 간단한 식으로 표현하여 다음과 같은 ASME B31G 식이 제시되었다.<sup>(8)</sup>

$$L^2/Dt \leq 20, \quad P_f = \frac{2t}{D} (1.1\sigma_{yield}) \left[ \frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t} M_{T1}^{-1}} \right] \quad (2)$$

$$M_{T1} = \left[ 1 + 0.8 \frac{L^2}{Dt} \right]^{1/2} \quad (3)$$

$$L^2/Dt > 20, \quad P_f = \frac{2t}{D} (1.1\sigma_{yield}) \left[ 1 - \frac{d}{t} \right] \quad (4)$$

식 (1)~(4)를 살펴보면 ASME B31G에 사용된 가정을 알 수 있다. 우선 유동응력은 항복응력의 1.1 배로 가정하였다. 두 번째로  $L^2/(Dt) \leq 20$ 인 경우 부식 형상은 포물선 모양으로,  $L^2/(Dt) > 20$ 인 경우 부식 형상은 사각형 모양으로 가정하였다. 세 번째로  $L^2/(Dt) \leq 20$ 인 경우 Foliage bulging factor,  $M_{T1}$ 을 두 개의 항으로 간략하게 표현하였으며,  $L^2/Dt > 20$ 면 결함의 깊이는 10%로 제한하였다. 이러한 제한은 ASME B31G 기준에서 부식배관 파열압력 값의 불연속을 발생시키고 이 식의 사용할 때 혼란을 일으키게 된다

ASME B31G 기준에 사용된 지나친 가정과 보수성을 줄이기 위한 시도가 1980년대 후반에 있었다. 이러한 연구결과로 다음과 같은 modified B31G 기준을 만들게 되었다.<sup>(9)</sup>

$$P_f = \frac{2t}{D} (\sigma_{flow}) \left[ \frac{1 - 0.85 \frac{d}{t}}{1 - 0.85 \frac{d}{t} M_{T2}^{-1}} \right] \quad (5)$$

$$L^2/Dt \leq 50, \quad M_{T2} = \left[ 1 + 0.6275 \frac{L^2}{Dt} - 0.003375 \frac{L^4}{D^2 t^2} \right]^{1/2} \quad (6)$$

$$L^2/Dt > 50, \quad M_{T2} = 0.032 \frac{L^2}{Dt} + 3.3 \quad (7)$$

이 기준에서 유동응력,  $\sigma_{flow}$ 는 보수성을 줄이기 위해  $\sigma_{yield} + 68.95$  MPa로 주어진다. 또한 포물선모양의 부식형상을 가정하는 2/3의 형상인자를 대신하여 실험적으로 결정한 0.85 라는 값을 사용하였다. 그리고 Foliage bulging factor,  $M_{T2}$ 를 더욱 정확하게 표현하기 위해 세 개의 항을 사용하였다.

퍼스널컴퓨터가 널리 보급됨에 따라 복잡한 부식형상의 유효면적을 정확하게 계산할 수 있게 되었다. "RSTRENG"이라 불리어지는 퍼스널컴퓨터용 프로그램은 식 (1)의 유효면적( $A_{eff}$ )을 정확하게 계산하여 복잡한 부식형상의 파열압력을 평가할 수 있게 하였다.<sup>(10)</sup> RSTRENG 기준에 사용되는 유동응력과 Foliage bulging factor,  $M_{T2}$ 의 정의는 modified B31G 기준과 동일하다. 그러나 modified B31G 기준에서는 부식부위 형상인자를  $0.85d/t$ 를 사용하지만 RSTRENG 기준은 부식부위 유효면적을 정확히 계산하여 부식부위 형상인자는  $A_{eff}/A_0$ 를 사용하여 부식배관 파열압력을 계산한다.

Battelle/PRCI는 이전에 개발된 기준의 보수성을 줄이고 부식배관의 파괴를 제어하는 메커니즘을 정립하기 위해 1990년도에 연구를 시작하였다. 이 연구에서 샤피 충격인성이 60J 이상인 고인성 배관은 소성붕괴에 의해 파괴되고 소성붕괴에 의해 파괴되는 부식배관의 파열압력은 유동응력보다 인장강도에 의해 제어된다는 것을 보여주었다. 다음은 Battelle/PRCI PCORRC 기준의 부식배관 파열압력 평가식이다.

$$P_f = \frac{2t}{D} \sigma_{ult} \left( 1 - \frac{d}{t} \left( 1 - \exp \left( -0.157 \sqrt{\frac{L}{R(t-d)}} \right) \right) \right) \quad (8)$$

가장 최근에 개발된 부식배관 파열압력 평가기준은 BG technology/DNV Level 1 기준이다. BG Technology는 부식부위의 복잡한 형상과 상호작용에 대한 기준을 개발하기 위해 많은 실배관 파열시험과 유한요소해석을 수행하여 다음과 같은 평가식을 제시하였다.

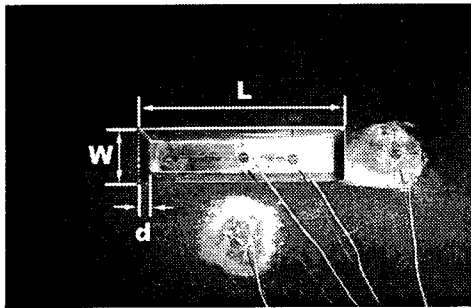
$$P_f = \frac{2t}{(D-t)} (0.9\sigma_{ult}) \left[ \frac{1 - (\frac{d}{t})}{1 - (\frac{d}{t}) M_{T3}^{-1}} \right] \quad (9)$$

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

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

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

| Specimen direction | $\sigma_{yield}$ (MPa)<br>0.5% total strain | $\sigma_{ult}$ (MPa) | Elongation (%)<br>25mm | Charpy impact energy (J, min.-max.) |
|--------------------|---|----------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 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

$$M_{T3} = \sqrt{1 + 0.31 \frac{L^2}{Dt}} \quad (10)$$

### 3. 실험방법

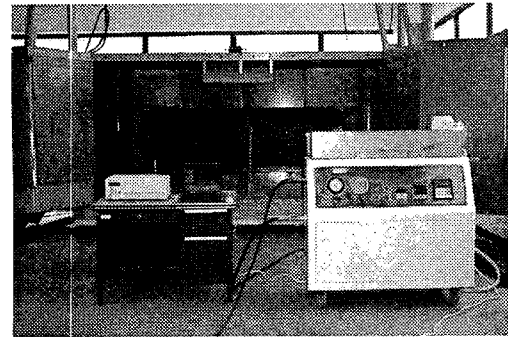
본 연구에 사용된 API 5L X65(바깥지름 762 mm, 두께 17.5 mm) 배관은 국내에서 가스배관으로 사용되고 있다. 실험에 사용된 가스배관의 성분 및 기계적 특성을 Table 1과 2에 나타내었다.

가스배관에 기계가공으로 손상부를 제작하였으며 그 형상은 Fig. 2와 같다. 손상부 모서리의 응력집중을 최소화하기 위해 배관 표면과 45° 경사각을 이루도록 가공하였으며 내부표면에는 약간의 곡률을 주어 가공하였다. 실험에 사용된 손상배관의 손상크기는 Table 3에 정리하였다.

Fig. 3은 실패관 파열시험장치를 보여주고 있

**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%)    |
| DE       | 200   | 50    | 8.9(50.9%)    |
| DC       | 200   | 50    | 13.1(74.8%)   |
| LA       | 100   | 50    | 8.4(48.0%)    |
| LC       | 300   | 50    | 8.5(48.6%)    |
| CE       | 200   | 100   | 8.4(48.0%)    |
| CC       | 200   | 200   | 9.0(51.4%)    |

**Fig. 3** Full scale burst tester

다. 손상배관 양단은 cap을 사용하여 용접하였으며 배관의 총 길이는 2.3 m이다. 가압은 물을 매질로 사용하였으며, 배관의 항복이 예상되는 20.6 MPa까지는 0.29 MPa/min. 으로 이후에는 0.15 MPa/min.로 가압을 실시하였다. Fig. 2에서 보는 바와 같이 압력에 따른 손상부의 변형량을 측정하기 위해서 손상 내부와 근처에 스트레인게이지를 부착하였다. 변형률과 내부압력 변화는 초당 1개씩 데이터를 저장하였다.

### 4. 실험결과 및 고찰

Table 3의 손상배관에 대하여 실패관 파열시험을 실시하였다. Fig.4~6에는 손상배관의 실제 파열압력과 ASME B31G 기준, modified B31G 기준 및 RSTRENG 프로그램으로 계산한 파열압력을 함께 도시하였다. 각 기준의 파열압력 계산에는 API 5L 기준에서 제시하는 항복응력, 448 MPa를 대입하였다.<sup>(11)</sup>

Fig. 4에서 일정한 손상길이(200 mm)와 폭(50

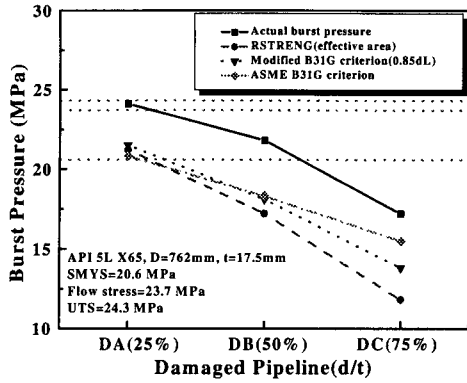


Fig. 4 The burst pressure according to the corrosion depth

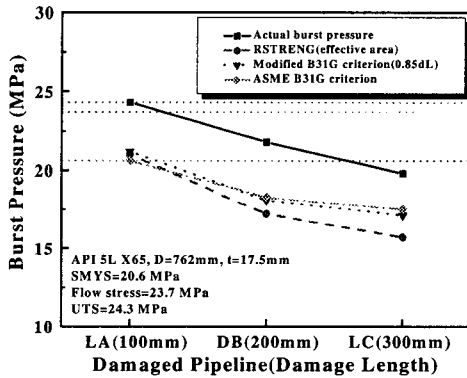


Fig. 5 The burst pressure according to the corrosion length

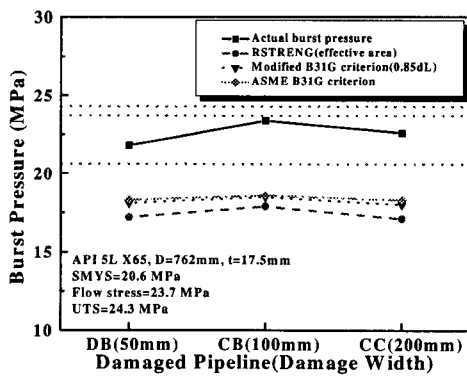


Fig. 6 The burst pressure according to the corrosion width

mm)을 가진 손상배관에 대하여 손상깊이가 배관 두께의 25%에서 75%로 증가함에 따라 파열압력

은 감소하는 것으로 나타났다. Fig. 5에서는 일정한 손상깊이(배관두께의 50%)와 폭(50 mm)을 가진 손상배관에서 손상깊이가 100 mm에서 300 mm로 증가함에 따라 파열압력이 감소함을 보여 주고 있다.

Fig. 6에서 일정한 손상깊이(배관두께의 50%)와 길이(200 mm)를 가진 손상배관에서 손상폭의 증가는 파열압력에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다. Fig. 6에서 파열압력이 조금 변화하는 것은 실제 손상깊이의 변화에 기인한 것이다. 손상폭이 파열압력에 영향을 미치지 않는 것은 내압만이 작용하는 경우 부식배관은 최대 주응력인 원주방향 응력에 의해 파괴가 제어되고 축방향응력은 파괴에 큰 영향을 미치지 않기 때문인 것으로 생각된다. 기존에 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가식을 살펴보면 부식폭은 고려하지 않고 있다. 이는 부식폭이 내압만이 작용하는 부식배관의 파열압력에 영향을 미치지 않음을 의미한다. 즉 손상폭이 부식배관의 파열압력에 영향을 미치지 않은 실험 결과는 부식폭을 고려하지 않는 기존의 부식배관 파열압력 평가식이 타당함을 의미한다.

실배관 파열시험 결과, 손상깊이와 손상길이의 증가는 손상배관의 파열압력을 감소시키지만 손상폭은 파열압력에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다. 또한, 배관의 두께가 25%, 50% 손상이 생긴 경우에도 가스배관의 실제 운용압력인 6.9 MPa 보다 훨씬 높은 내압을 견디는 실험결과는 현재 매설된 가스배관의 안전도가 매우 높다는 것을 확인시켜 주는 것이다.

Fig. 4~6에서 실제 파열압력은 모든 경우에서 각 기준에 의해 계산된 예측 파열압력보다 높게 나타났다. 즉, ASME B31G 기준, modified B31G 기준 및 RSTRENG 프로그램은 보수적인 파열압력을 예측하는 것으로 나타났다.

손상배관의 실제 파열압력과 해외에서 개발되어 사용되고 있는 파열압력 평가 기준으로 계산한 예측 파열압력을 Table 4에 정리하였다. 또한 예측 파열압력과 실제 파열압력의 비를 보수성 ( $P_f/P_b$ )으로 정의하여 함께 나타내었다. 보수성이 1 보다 작다는 것은 각각의 파열압력 평가 기준에 의해 예측되는 파괴압력은 보수적임을 의미한다. 계산에 사용된 항복강도와 인장강도는 API 5L 규격에서 요구하는 448 MPa과 530 MPa을 사용하였다.

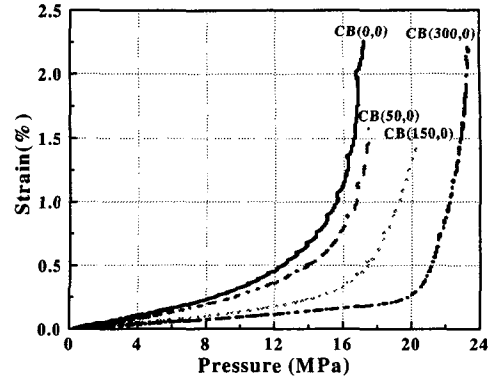
**Table 4** Actual and predicted burst pressures calculated by API 5L X65 tensile requirement( $\sigma_{yield}=448$  MPa,  $\sigma_{ult}=530$  MPa) (unit : MPa)

| Criteria       | DA             | DB             | DC             | LA             | LC             | CB             | CC             | $P_f/P_b$     |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| $P_b$          | 24.1           | 21.8           | 17.2           | 24.3           | 19.8           | 23.4           | 22.6           | -             |
| RSTRENG        | 21.2<br>(0.88) | 17.2<br>(0.79) | 11.8<br>(0.69) | 21.0<br>(0.86) | 15.9<br>(0.80) | 17.9<br>(0.76) | 17.1<br>(0.76) | 0.69<br>~0.88 |
| ASME B31G      | 20.8<br>(0.86) | 18.3<br>(0.84) | 15.5<br>(0.90) | 20.6<br>(0.85) | 17.5<br>(0.88) | 18.6<br>(0.79) | 18.1<br>(0.81) | 0.79<br>~0.90 |
| Modified B31G  | 21.5<br>(0.89) | 18.1<br>(0.83) | 13.8<br>(0.80) | 21.2<br>(0.87) | 17.1<br>(0.86) | 18.5<br>(0.79) | 18.0<br>(0.80) | 0.79<br>~0.89 |
| Chell          | 20.1<br>(0.83) | 17.7<br>(0.81) | 16.2<br>(0.94) | 20.8<br>(0.86) | 16.2<br>(0.82) | 17.9<br>(0.76) | 17.6<br>(0.78) | 0.76<br>~0.94 |
| Kanninen       | 19.3<br>(0.80) | 12.3<br>(0.56) | 6.2<br>(0.36)  | 15.3<br>(0.63) | 12.9<br>(0.65) | 13.0<br>(0.56) | 12.1<br>(0.54) | 0.36<br>~0.80 |
| Sims wide      | 20.9<br>(0.87) | 16.2<br>(0.74) | 10.0<br>(0.58) | 20.0<br>(0.82) | 15.2<br>(0.77) | 16.7<br>(0.71) | 16.0<br>(0.71) | 0.58<br>~0.87 |
| Ritchie        | 20.0<br>(0.83) | 15.5<br>(0.71) | 9.6<br>(0.56)  | 19.1<br>(0.79) | 14.5<br>(0.73) | 16.0<br>(0.68) | 15.4<br>(0.68) | 0.56<br>~0.83 |
| Battelle /PRCI | 23.3<br>(0.97) | 20.0<br>(0.92) | 15.3<br>(0.89) | 22.6<br>(0.93) | 18.6<br>(0.94) | 20.4<br>(0.87) | 19.9<br>(0.88) | 0.87<br>~0.97 |
| BG/DNV         | 24.0<br>(0.99) | 20.1<br>(0.92) | 14.1<br>(0.82) | 23.9<br>(0.98) | 18.5<br>(0.93) | 20.6<br>(0.88) | 20.0<br>(0.88) | 0.82<br>~0.99 |

**Table 5** Actual and predicted burst pressures calculated by actual tensile test result ( $\sigma_{yield}=495.2$  MPa,  $\sigma_{ult}=564.5$  MPa) (unit : MPa)

| Criteria       | DA             | DB             | DC             | LA              | LC              | CB              | CC              | $P_f/P_b$     |
|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| $P_b$          | 24.1           | 21.8           | 17.2           | 24.3            | 19.8            | 23.4            | 22.6            | -             |
| RSTRENG        | 23.2<br>(0.96) | 18.8<br>(0.86) | 12.9<br>(0.75) | 22.9<br>(0.94)  | 17.3<br>(0.87)  | 19.6<br>(0.84)  | 18.7<br>(0.83)  | 0.75<br>~0.96 |
| ASME B31G      | 23.0<br>(0.95) | 20.2<br>(0.93) | 17.2<br>(1.00) | 22.8<br>(0.94)  | 19.4<br>(0.98)  | 20.6<br>(0.88)  | 20.2<br>(0.89)  | 0.88<br>~1.00 |
| Modified B31G  | 23.4<br>(0.97) | 19.8<br>(0.91) | 15.1<br>(0.88) | 23.1<br>(0.95)  | 18.6<br>(0.94)  | 20.2<br>(0.86)  | 19.7<br>(0.87)  | 0.86<br>~0.97 |
| Chell          | 22.2<br>(0.92) | 19.5<br>(0.89) | 17.8<br>(1.03) | 23.0<br>(0.95)  | 18.0<br>(0.91)  | 19.8<br>(0.85)  | 19.5<br>(0.86)  | 0.85<br>~1.03 |
| Kanninen       | 20.5<br>(0.85) | 13.1<br>(0.60) | 6.6<br>(0.38)  | 16.3<br>(0.67)  | 13.7<br>(0.69)  | 13.9<br>(0.59)  | 12.9<br>(0.57)  | 0.38<br>~0.85 |
| Sims wide      | 23.1<br>(0.96) | 17.9<br>(0.82) | 11.1<br>(0.65) | 22.1<br>(0.91)  | 16.8<br>(0.85)  | 18.5<br>(0.79)  | 17.7<br>(0.78)  | 0.65<br>~0.96 |
| Ritchie        | 21.3<br>(0.88) | 16.5<br>(0.76) | 10.2<br>(0.59) | 207.9<br>(0.84) | 158.0<br>(0.78) | 174.3<br>(0.73) | 166.9<br>(0.72) | 0.59<br>~0.88 |
| Battelle /PRCI | 24.8<br>(1.03) | 21.3<br>(0.98) | 16.3<br>(0.95) | 24.1<br>(0.99)  | 19.9<br>(1.01)  | 21.8<br>(0.93)  | 21.2<br>(0.94)  | 0.93<br>~1.03 |
| BG/DNV         | 25.5<br>(1.06) | 21.4<br>(0.98) | 15.0<br>(0.87) | 25.4<br>(1.05)  | 19.7<br>(0.99)  | 22.0<br>(0.94)  | 21.3<br>(0.94)  | 0.87<br>~1.06 |

Table 4에서 기존에 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가 기준은 모두 보수적인 파열압력을 예측하는 것으로 나타났다. 손상크기와 파열압력



**Fig. 7** The strain according to position on the CB damaged pipeline

평가 기준에 따라 차이가 있지만 예측 파열압력은 실제 파열압력의 36~99%의 정확도를 나타내고 있다. API 5L X65 배관재료가 요구하는 최소 항복강도와 최소 인장강도를 대입하여 파열압력을 예측한 결과, 기존에 사용되고 있는 여러 파열압력 평가 기준 중에서 실제 파열압력과 가장 유사한 파열압력을 예측하는 기준은 가장 최근에 개발된 Battelle/PRCI PCORRC 기준과 BG/DNV Level 1 기준인 것으로 나타났다.

Table 5는 기존의 부식배관 파열압력 평가식에 시험에 사용된 배관의 실제 항복강도 및 실제 인장강도를 대입하여 계산한 결과이다. API 5L X65 배관의 실제 항복강도와 인장강도를 대입하였을 때 Battelle/PRCI PCORRC 기준은 최대 3%, BG/DNV Level 1 기준은 최대 6%의 비보수적인 예측 파열압력을 나타내었고 예측 파열압력은 실제 파열압력의 38%~106%의 정확도를 보여주었다.

Table 4와 5에서 배관재료의 실제 항복강도와 인장강도를 알고 있을 때 더욱 정확하게 부식배관의 파열압력을 예측할 수 있는 것으로 나타났다. 실패관 파열시험에 의한 손상배관의 실제 파열압력과 기존의 부식배관 파열압력 평가 기준에서 예측하는 파열압력을 비교해 본 결과 현재 사용중인 파열압력 평가식 중에서 국내 API 5L X65 가스배관의 부식부위 파열압력을 가장 정확하게 예측하는 것은 Battelle/PRCI PCORRC 기준인 것으로 나타났다.

Fig. 7은 CB 손상배관의 각 위치에서 압력에 따른 원주방향 변형률을 보여주고 있다. Fig. 7에

서 관호 안의 깊은 손상부 중심을 원점으로 하여 변형률 측정 위치, (x, y)를 나타내고 있으며, x는 손상부 중심으로부터 축방향 거리(mm)이고 y는 손상부 중심으로부터 원주방향 거리(mm)이다. CB(0,0)와 CB(0,50)은 두께 감소가 발생한 손상내부에 위치하고, CB(0,150)과 CB(0,300)은 손상되지 않은 배관 위에 위치한다. 동일한 압력에서 손상중심에서 가장 큰 변형률을 나타내고 있으며 중심에서 멀어질수록 변형률이 감소함을 보여주고 있다. 즉 압력이 증가함에 따라 손상부의 중심에서 변형이 집중되는 것을 알 수 있다.

API 5L 규격에서 재료가 0.5% 총 변형률이 발생하였을 때의 응력을 항복응력으로 규정하고 있다.<sup>(11)</sup> 즉 손상배관의 각 위치에서 변형률이 0.5%가 되면 그 부분은 항복응력에 도달하여 소성변형이 발생할 것이다. CB 손상배관의 각 위치에서 소성변형이 시작되는 압력을 살펴보면, 손상부의 중심인 (0,0)에서는 12.4 MPa, (0,50)에서는 13.9 MPa, (0,150)에서는 17.4 MPa 이고 (0,300)에서는 21.2 MPa 이다. 따라서 가스배관 운전압력인 6.9 MPa에서 CB 손상배관의 손상부 중심은 소성변형이 발생하지 않음을 알 수 있다. 또한 CB 손상배관의 손상부가 23.4 MPa의 압력에서 파괴되기 위해서는 손상부 중심이 항복응력에 도달하여 소성변형이 발생한 다음 1.9배에 달하는 압력증가가 필요함을 알 수 있다.

Fig. 8은 각각의 손상배관에 대하여 압력에 따른 손상부 중심의 변형률 변화를 보여주고 있다. CB 손상배관과 CC 손상배관의 손상부 중심에서 압력에 따른 변형률 변화를 살펴보면 동일한 압

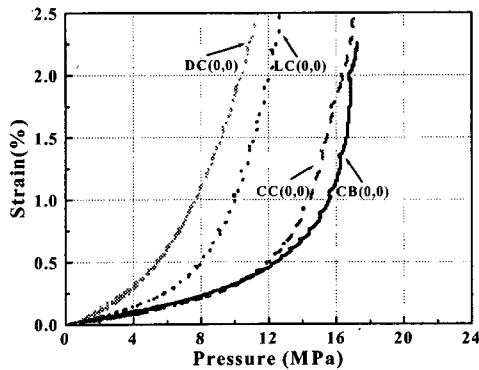


Fig. 8 The strain at center of damaged region

력에서 비슷한 변형이 발생하는 것을 알 수 있다. 이는 손상폭이 증가하더라도 동일한 압력에서 손상부 중심의 변형은 크게 변화하지 않음을 의미한다. DC 손상배관과 LC 손상배관의 손상부 중심에서 압력에 따른 변형률 변화를 CB 손상배관과 비교해 보면, 손상깊이 혹은 손상길이가 증가함에 따라 손상부의 변형률은 동일한 압력하에서 크게 증가함을 알 수 있다. 또한 두께 감소가 발생한 손상부는 2.5% 이상의 소성변형이 발생한 다음 파괴가 일어남을 알 수 있다.

각각의 손상배관의 중심에서 소성변형이 발생하는 압력을 살펴보면 DC 손상배관은 5.4 MPa, LC 손상배관은 8.0 MPa, CB 손상배관은 12.4 MPa 이고 CC 손상배관은 12.0 MPa 이다. 손상깊이가 배관두께의 75%인 DC 손상배관의 경우, 가스배관 운전압력인 6.9 MPa에서 손상부 중심은 소성변형이 발생하는 것으로 나타났다. 또한 각각의 손상배관이 파괴되기 위해서는 손상부 중심이 항복응력에 도달하여 소성변형이 발생한 다음 항복을 발생하는 압력의 1.9~3.2 배에 달하는 압력증가가 필요함을 알 수 있다.

Fig. 9는 CB 손상배관의 파열시험 후 사진을 보여준다. 손상부 및 손상부 주위의 변형률 측정 결과와 손상배관의 파열형상을 보면 API 5L X65 가스배관의 부식 손상부는 큰 소성변형을 동반한 소성붕괴(plastic collapse) 모드로 파괴가 발생함을 알 수 있다.

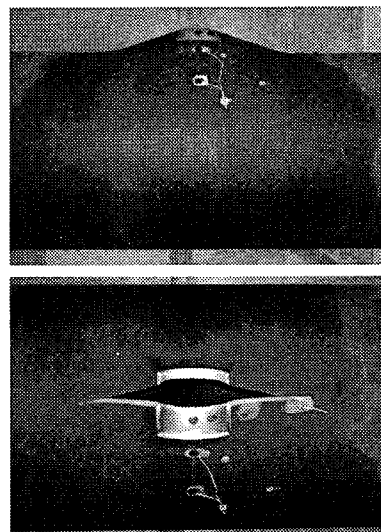


Fig. 9 After burst test for the CB damaged pipeline

## 5. 결 론

국내에서 가스배관으로 사용되고 있는 API 5L X65 배관에 기계적으로 손상을 가공한 다음 실험 배관 파열시험을 실시하여 실제 파열압력을 평가하였다. 그리고 실험 배관 파열시험 결과를 토대로 현재 세계 각국에서 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가 기준의 보수성 여부를 살펴본 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 손상깊이와 손상길이가 증가함에 따라 손상 배관의 파열압력은 감소하였으나 손상폭 변화는 파열압력에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다.

(2) 현재까지 해외에서 사용되고 있는 부식배관 파열압력 평가 기준들 중에 국내 가스배관의 실제 파열압력과 가장 유사한 파열압력을 예측하는 기준은 Battelle/PRCI PCORRC 기준인 것으로 나타났다.

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

(4) 각각의 손상배관이 파괴되기 위해서는 손상부 중심이 항복응력에 도달하여 소성변형이 발생한 다음 항복을 발생하는 압력의 1.9~3.2 배에 달하는 압력증가가 필요함을 알 수 있다.

(5) 가스배관의 부식 손상부는 큰 소성변형을 동반한 소성붕괴 모드로 파괴가 발생하는 것으로 나타났다.

## 참고문헌

- (1) Glynn Jones E., 1995, "Pipelines in the 1990's and Beyond," *Second International Conference on Pipeline Technology*, pp. 1~9.
- (2) Coulson K. E. W., and Worthingham R. G., 1990, "Standard Damage Assessment Approach Is Overly Conservative," *Oil & Gas Journal*, pp. 54~59.
- (3) K. E. W. Coulson, and R. G. Worthingham, 1990, "New Guidelines Promise More Accurate Damage Assessment," *Oil & Gas Journal*, pp. 41~44.
- (4) Fu B., and Kirkwood M. G., 1995, "Determination of Failure Pressure of Corroded Linepipes Using the Nonlinear Finite Element Method," *Pipeline Technology*, Vol. II, pp. 1~9.
- (5) 이억섭, 김호중, 1999, "외부부식의 형상이 파이프라인의 파손예측에 미치는 영향," 대한기계학회논문집 A권, 제23권 제11호, pp. 2096~2101.
- (6) 이억섭, 윤해룡, 2001, "매설배관의 건전성 평가," 대한기계학회 2001년도 춘계학술대회논문집 A권, pp. 333~338.
- (7) Denny R. Stephens and Robert B. Francini, 2000, "A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines," *Proceedings of ETCE/OMAE 2000 Joint Conference*, ETCE2000/OGPT-10255.
- (8) American Society of Mechanical Engineers, ASME B31G, 1991, "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines."
- (9) John F. Kiefner and Patick H. Vieth, 1990, "New Method Corrects Criterion for Evaluating Corroded Pipe," *Oil & Gas Journal*, pp.56~59.
- (10) RSTRENG Software Manual, Technical Toolboxes, Inc, 1993.
- (11) API 5L, 1995, American Petroleum Institute, "Specification for line pipe."

(1) Glynn Jones E., 1995, "Pipelines in the 1990's and Beyond," *Second International Conference on*