대한기계학회 2001년도 춘계학술대회논문집 A pp. 453~458 KSME 01S067

국내가스배관 부식부위 평가프로그램의 개발

최재붕*·김연호*·구본걸**·김영진*·김영표***·백종현***·김우식***

Developement of Corrosion Defect Assessment Program for API X65 Gas Pipelines

Jae-Boong Choi, Youn-Ho Kim, Bon-Geol Goo, Young-Jin Kim, Young-Pyo Kim, Jong-Hyun Baek and Woo-Sik Kim

Key Words: Corrosion Defects(부식결함), Limit Load(한계하중), Pipeline(배관), Finite Element Analysis(유한요소해석), Pipe Burst Test(배관파괴실험)

Abstract

Pipelines have the highest capacity and are the safest and the least environmentally disruptive way for gas or oil transmission. Recently, failures due to corrosion defects have become of major concern in maintaining pipeline integrity. A number of solutions have been developed for the assessment of remaining strength of corroded pipelines. However, these solutions are known to be dependent on material properties and pipeline geometries.

In this paper, a Fitness-For-Purpose type limit load solution for corroded gas pipelines made of the X65 steel is proposed. For this purpose, a series of burst tests with various types of corrosion defects are performed. Finite element simulations are carried out to derive an appropriate failure criterion. And then, further, extensive finite element analyses are performed to obtain the FFP type limit load solution for corroded X65 gas pipelines as a function of defect depth, length and pipeline geometry. And also, a window based computer program for the assessment of corrosion defect, which is named as COPAP(COrroded Pipeline Assessment Program) has been developed on the basis of proposed limit load solution.

1. 서 론

1950년대 이후, 배관은 기름과 가스 등을 수송하는 수단 중에서 가장 경제적이고 안전한 수송수단으로 많이 사용되고 있으며, 전세계적으로도 많은 배관망들이 건설중에 있다. 그러나 이러한 배관의 설치증가와 함께 배관의 파손에 의한 사고 사례 또한 늘어나고 있다. 이러한 파손사고는 가스나 기름같은 폭발성이 있는 에너지원의 누출로 인한 대형사고나 환경오염문제 등으로 직결되기 때문에, 세계각국에서는 이를 방지하기 위해 지대한 노력을 기울이고 있는 실정이다.

부식은 이러한 배관 파손의 주요 원인중 하나로서 부식부위의 평가를 위해서는 보수적 기준으로 알려진 ASME B31G[1]이 널리 사용되고 있다. Kiefner와 Veith[2]는 기존의 ASME B31G에 내재된 지나친 보수성을 수정하기 위한 연구를 수행하여 수정된 평가식(Modified B31G)을 제시한 바 있다. 또한 개발한 식을 적용하여 PC용 프로그램인 RSTRENG[3]을 개발 보급하였다.

ASME B31G와 RSTRENG은 배관과 압력용기의 잔여 강도 평가에 널리 사용되고 있으나, 최근 제작되는 고인성 배관에 적용할 경우에는 지

* 성균관대학교 기계공학부
** 현대자동차(주)
*** 한국가스공사
E-mail : yjkim@yurim.skku.ac.kr
TEL : (031)290-5274 FAX : (031)290-5276

나치게 보수적인 평가가 이루어지는 것으로 알려진 바 있다. 특히 Stephens와 Leis[4]는 고인성 배관의 부식부위의 파괴압력은 유동강도(flow strength)보다는 인장강도(ultimate stength)에 의해 제어된다는 것을 밝힌 바 있다. 즉 저인성 배관에서의 감육부 파손은 파괴(fracture)에 의해 지배되나 고인성 배관에서의 감육부 파손은 소성붕괴(plastic collapse)에 의해 지배된다고 규정하였다. Battelle에서는 이를 고려하여 내압과 외부하중이 작용하는 부식배관 해석을 위해 유한요소해석 프로그램인 PCORRC를 개발한 바 있다[5]. 최근, 부식부위 평가 과정은 배관의 재료와 부식형상에 따라 특성화되고 있으며, 특히 고인성 배관에 존재하는 부식부위의 정확한 평가를 위한 평가식의 개발이 요구되고 있다.

본 논문에서는 한국가스공사의 주배관인 API X65 배관에 존재하는 부식부위의 평가를 위해 실제실험결과와 유한요소해석결과를 비교하여 한계하중해을 개발하였다. 이를 위하여 다양한 부식형상에 대한 3차원 유한요소해석을 수행하였으며, 이때 나타난 최대허용압력을 한계하중해로 제안하였다. 또한 개발한 한계하중해를 적용하여 부식배관 평가프로그램(COPAP)을 개발하였다.

2. 배관 파괴 실험

정수압 파괴실험은 한국가스공사(KOGAS)에서 주관하여 수행하였다. 현재 한국가스공사에서 사용중이며 천연가스수송에 널리 사용중인 API 5L X65배관을 실험대상으로 하였다. 전체적인 실험장비와 배관의 형상은 Fig. 1과 2에 나타내었으며 Table 1은 형상 치수와 최대압력을 정리한 것이다. 부식부위는 사각형으로 기계가공하여 두께가 일정하게 유지되도록 하였으며 모서리 부분은 응력집중을 제거하기 위해 라운드 처리하였다. 부식부위는 부식깊이(a), 부식폭(c) 그리고 부식길이(l)에 따라 총 7가지이다.

실험결과 모든 경우에서 배관의 변형은 손상부에 집중되었으며 최후 파괴는 길이방향으로 나타났다. 실험 결과는 Table 1에 정리하였다. 최종 파괴는 부식부위 주위가 부풀어오르면서 발생하게 되며, 파괴전의 국부적인 넥킹(necking)에 의한 영향으로 관통라인을 따라 많은 양의 두께 감소가 나타났다. 모든 시편에서 파괴는 파괴(fracture)보다는 소성붕괴(plastic collapse)에 의해 제어되었다.

3. 유한요소해석을 이용한 한계하중해 개발

본 연구에서는 가스배관으로 널리 사용되는 API X65 배관에 대한 정확한 한계하중해를 예측하기 위해 재료특성 및 배관형상을 고려한 유한요소해석을 수행하였다.

유한요소모델은 Fig. 3과 같이 부식이 발생한 배관의 형상과 하중의 대칭조건을 고려하여 1/4로 단순화하여 모델링하였다. 하중조건은 내압을 증가시키며 배관내벽에 작용시켰다. 재료물성치

Table 1 Geometrical configuration of burst test specimen.

Test No.	l[mm]	c[mm]	a[mm], a/t	Burst Pressure(MPa)
DA	200	50	4.4 (25%)	24.11
DB	200	50	8.8 (50%)	21.76
DC	200	50	13.1 (75%)	17.15
LA	100	50	8.8 (50%)	24.30
LC	300	50	8.8 (50%)	19.80
CB	200	100	8.8 (50%)	23.42
CC	200	200	8.8 (50%)	22.64
L=2.3m, D_o=762mm, t=17.5mm				

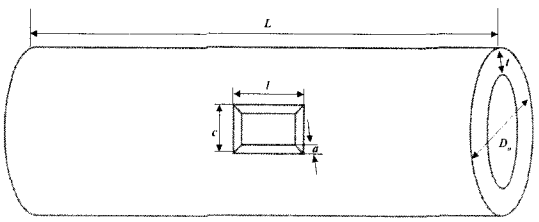


Fig. 1 A schematic illustration of burst test specimen

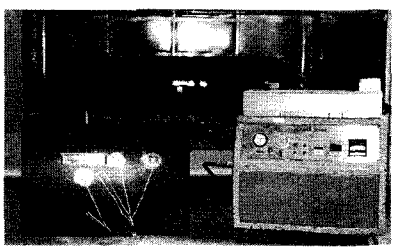
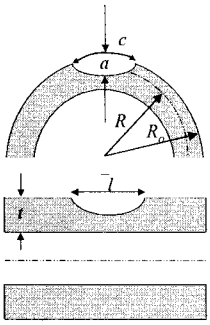


Fig. 2 Picture of burst test equipment.

Table 2 The analysis matrix.

No.	$c/\pi R_o$	R/t	a/t	$l/\sqrt{Rt}$
1	0.1	21.3	0.4	0.5
2				1
3				2
4				4
5				6
6			0.6	0.5
7				1
8				2
9				4
10				6
11			0.8	0.5
12				1
13				2
14				4
15				6



는 실험시편과 같은 재료의 인장실험 결과로부터 얻은 진응력-진변형률 곡선을 사용하였다. 유한요소해석은 배관형상비(R/t), 부식부위 깊이(a), 부식부위 축방향길이비($l/\sqrt{Rt}$) 변화에 따른 한계하중을 구하기 위하여 각 파라미터를 조합하여 수행하였다. Table 2는 유한요소해석에 사용된 부식형상을 정리한 것이다.

Fig. 4는 유한요소해석결과와 실험결과를 비교하여 나타낸 것이다. DA, DB, DC 배관에 대해 파괴 기준 응력을 재료의 인장강도와 인장강도의 80%값으로 각각 설정하여 해석결과를 비교하였다. Fig. 4에서 보는 바와 같이 기준응력을 인장강도로 정한 경우 실험 결과보다 약 10%정도 높게 예측되었다. 하지만 기준응력을 인장강도의 80%로 정한 해석결과는 실험결과와 잘 일치하였다. 따라서, API X65 배관의 파괴는 부식부위의 남은 부분의 von-Mises응력이 인장강도의 80%에 도달했을 때로 가정하였으며, 최대허용하중, P_{max}는 파괴기준을 만족하는 내압으로 결정하였다.

본 연구에서 수행한 유한요소해석결과를 이용하여 다음과 같은 한계하중해를 제시하였다.

$$P_{\max} = \frac{2t}{D_i}\sigma_u \times \left[A_2\left(\frac{l}{\sqrt{Rt}}\right)^2 + A_1\left(\frac{l}{\sqrt{Rt}}\right) + A_0\right] \quad \text{for} \quad l/\sqrt{Rt} < 6$$

여기서,

$$A_2 = 0.1163\left(\frac{a}{t}\right)^2 - 0.1053\left(\frac{a}{t}\right) + 0.0292$$

$$A_1 = -0.6913\left(\frac{a}{t}\right)^2 + 0.4548\left(\frac{a}{t}\right) - 0.1447$$

$$A_0 = 0.06\left(\frac{a}{t}\right)^2 - 0.1035\left(\frac{a}{t}\right) + 1.0$$

$$P_{\max} = \frac{2t}{D_i}\sigma_u \times \left[B_1\left(\frac{l}{\sqrt{Rt}}\right) + B_0\right] \quad \text{for} \quad l/\sqrt{Rt} \geq 6$$

여기서,

$$B_1 = 0.0071\left(\frac{a}{t}\right) - 0.0126$$

$$B_0 = -0.9847\left(\frac{a}{t}\right) + 1.1101$$

4. Corroded Pipelines Assessment Program 개발

외부 부식에 의한 배관의 잔여 강도를 평가

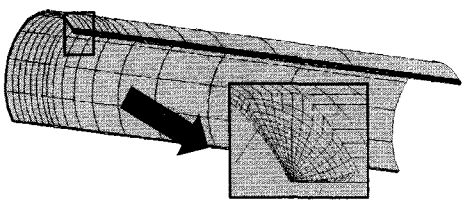


Fig. 3 A typical finite element mesh for an elliptical corrosion pit.

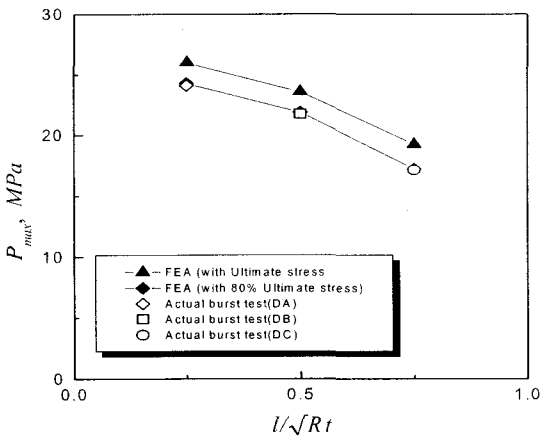


Fig. 4 Comparison of P_{max} between burst test and FEA.

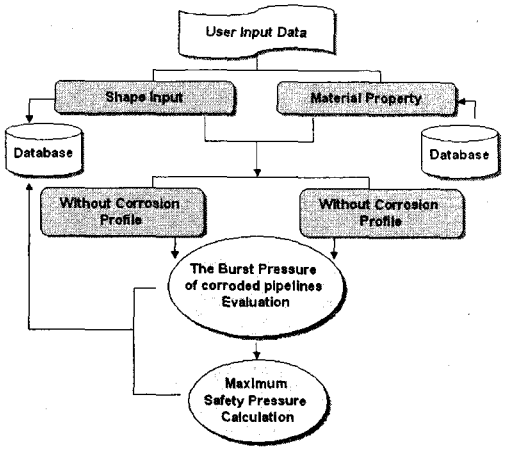


Fig. 5 Flow chart of COPAP.

하기 위해 본 연구에서는 Windows기반 프로그램인 COPAP(COrroded Pipelines Assessment Program)을 개발하였다. 내압에 의한 하중만이 부가되는 배관 부식손상부의 해석과 평가는 여러가지 기준이 제시되어 있다. COPAP은 자체 개발한 식을 비롯하여 총 10개의 부식부위 평가식을 적용하여 배관의 안전성을 평가할 수 있도록 작성하였다. 각 평가기준은 다음과 같다.

- COPAP(COrroded Pipelines Assessment Program) Criterion
- Classical ASME B31G Criterion[1]
- Modified ASME B31G Criterion[2]
- Effective Area Criterion (RSTRENG Software)[3]
- Chell Limit Load Analysis(Global Model)[6]
- Sims Criterion for Wide Corrosion[4]
- Battelle/PRCI PCORRC Criterion for Plastic Collapse[5]
- Kanninen Axisymmetric Shell Theory Criterion[7]
- Ritchie and Last Corrosion Defect Criterion[8]
- BG Technology / Det Norske Veritas(DNV) Level 1 Criterion for Plastic Collapse[9]

인장강도에 기초한 고인성 배관의 잔여강도 평가를 위해서는 먼저 배관의 재료 물성치와 형상 데이터를 사용자로부터 입력 받게 된다. 재료물성치나 형상데이터는 데이터베이스를 이용하여 효율적으로 입력할 수 있도록 구성하였다. 데이터베이스는 ODBC(Open Database Connectivity)인터페이스를 사용하였다. ODBC는 네트워크를 지

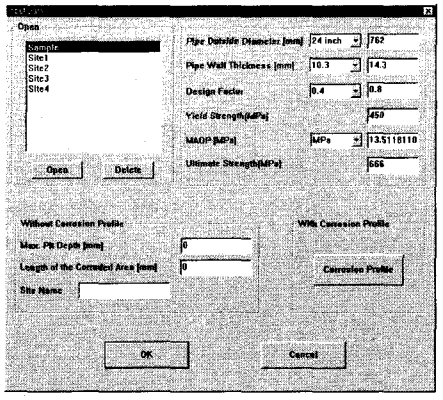


Fig. 6 User interface window of COPAP.

원하며 다중 사용자가 데이터베이스에 접속할 수 있도록 해줌으로서 향후 네트워크 모듈의 개선에 있어서도 용이하다. 사용자로부터 입력받은 데이터는 각종 평가식에 의해 계산되어 부식 배관의 유지 또는 보수 여부의 판단근거를 제공한다. Fig. 5는 COPAP의 Flow Chart로서 잔여 강도를 평가하기 위한 프로그램의 개략적인 흐름을 나타낸다.

COPAP은 다음과 같은 5가지 모듈로 구성하였다.

- 배관의 재료 물성치와 형상 데이터를 입력받는 사용자 인터페이스부
- 배관의 부식형상 데이터를 입력받는 corrosion profile 입력부
- 부식 배관의 유지 또는 보수를 제안하는 잔여강도 평가부
- 각종 평가식에 의한 파괴압력을 그래프로 보여주는 디스플레이부
- 재료 물성치를 관리하는 재료 물성치 데이터베이스부

4.1 사용자 인터페이스부

사용자 인터페이스부는 재료 물성치와 형상 데이터를 입력받는 모듈이다. 사용자가 배관의 외경, 관두께, design factor, 인장강도, 항복강도를 입력하면 COPAP은 최고 허용 작용 압력을 계산한다(Fig. 6). 사용자는 corrosion profile 사용여부를 사용자 인터페이스부에서 결정하게 되는데 corrosion profile을 사용할 경우 최고 부식깊이와 부식길이 입력부분은 비활성화 된다.

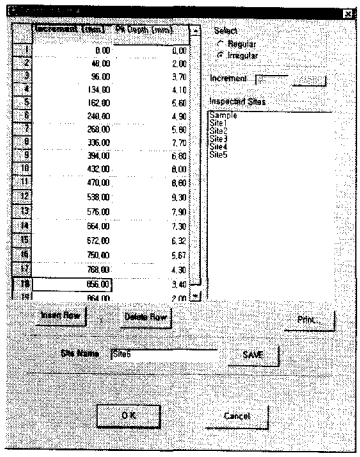


Fig. 7 Corrosion profile input window of COPAP.

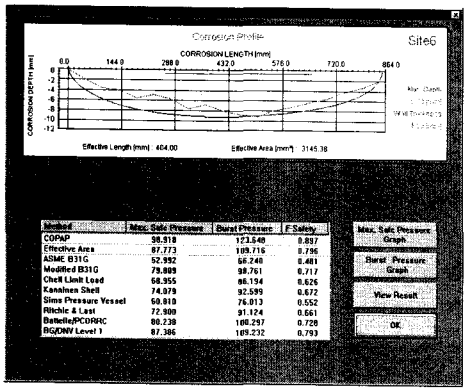


Fig. 8 Remain strength assessment window using corrosion profile of COPAP.

4.2 Corrosion Profile 입력부

사용자 인터페이스부에서 corrosion profile을 선택했을 경우 적용되는 모듈로서 corrosion profile 데이터를 입력받는다. corrosion profile 입력부는 측정길이가 일정한 경우와 일정하지 않은 경우로 구분되는데 측정 길이가 일정할 경우 자동으로 측정 길이 증가분을 입력해주며 또한 필드의 증가, 삭제가 용이하다. Fig. 7은 corrosion profile 데이터가 입력된 모습을 나타낸 것으로 검사 위치에 따른 데이터들은 다른 사이트 이름으로 저장이 가능하다.

4.3 잔여강도 평가부

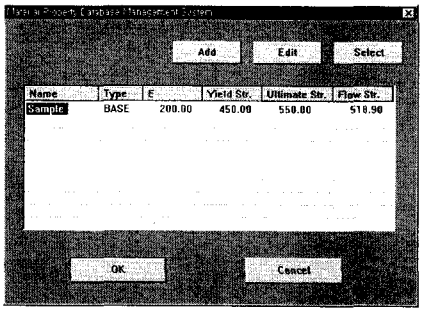


Fig. 9 Material properties database window of COPAP.

잔여강도 평가부는 각 평가수식을 사용해 계산하는 모듈로서 각각의 결과를 데이터베이스에 저장한다. corrosion profile을 사용하지 않은 경우는 최고 부식깊이만을 그래프로 출력하고, Fig. 8과 같이 corrosion profile을 사용했을 경우에는 각 부식깊이를 그래프로 출력하고 최고 부식깊이와 effective area, effective length 값을 출력한다. 이렇게 평가된 결과를 바탕으로 COPAP은 부식배관의 유지 또는 보수결정의 판단자료를 제공한다.

4.4 디스플레이부

디스플레이부에서는 입력받은 데이터와 평가결과를 보고서와 그래프 형태로 확인할 수 있으며, 따라서 사용자는 결과에 대한 요약과 파악을 보다 쉽게 할 수 있다.

4.5 재료 물성치 데이터베이스부

부식배관의 재료 물성치를 데이터베이스로 관리하는 모듈로 재료의 탄성계수, 인장강도, 항복강도, 유동응력으로 구성되어 있다. 각각의 재료 물성치는 추가, 삭제, 편집이 용이하며 select 버튼을 이용하면 사용자 인터페이스부에 자동으로 물성치가 입력된다(Fig. 9).

5. 기존 프로그램과의 비교

부식배관의 잔여강도를 평가하는 프로그램으로는 현재 RSTENG이 널리 쓰이고 있다. RSTENG은 1989년 American Gas Association (AGA)의 "A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe" 프로젝트로 최초 개

Table 3 Comparison of COPAP and RSTRENG

	COPAP	RSTRENG
Evaluation procedure	Input data Corrosion profile Evaluation	Corrosion profile Input data Evaluation
Evaluation method	With or without corrosion profile	With corrosion profile
The number of criterion	10	3
Result	Report & Graph	Only report
Material properties DB	Using	Not using

발되었다. Table 3은 COPAP과 RSTRENG을 비교한 것으로 재료물성치 database부나 사용자 편의성 면에서 COPAP이 우수한 것으로 평가되었다.

6. 결 론

본 논문에서는 한국가스공사의 주배관인 API X65 배관의 부식부위 평가체계를 개발하기 위한 연구를 수행하였다. 이를 위해 가압파손 실험과 유한요소해석을 통해 부식배관에 대한 한계하중해를 개발하였으며, 이를 바탕으로 부식배관평가 프로그램을 개발하였다.

후기

본 논문은 한국과학재단 산하 성균관대학교 산업설비 안전성평가 연구센터의 연구비 지원으로 이루어진 것으로서, 이에 관계자 여러분들께 감사드립니다.

참고문헌

(1) American National Standards Institute (ANSI)/American Society of Mechanical Engineers (ASME), 1984, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ASME B31G.

(2) Kiefner, J.F. and Vieth P.H, 1989, A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe, Final Report on Project PR 3-805, Battelle Memorial Institute, Columbus

(3) Vieth, P.H. and Kiefner, J.F., 1993, RSTENG User's Manual, Pipeline Research Supervisory Committee, American Gas Association.

(4) Stephens, D.R. and Leis, B.N., 1997, "Material and Geometry Factors Controlling the Failure of Corrosion Defects in Piping," ASME Pressure Vessels and Piping Conference, Orlando, Florida, July, 1997.

(5) Stephens, D.R., Leis, B.N., Kurre, J.D. and Rudland, D.L., 1999, "Development of an Alternative Failure Criterion for Residual Strength of Corrosion Defects in Moderate- to High- Toughness Pipe," Battelle report to PRC International Report, A.G.A. Catalog Number L51794.

(6) Chell, G.G., 1990, "Application of the CEGB Failure Assessment Procedure, R6, to Surface Flaws," Fracture Mechanics: Twenty-First Symposium, ASTM STP 1074, J.P. Gudas, J.A. Joyce, and E.M. Hackett, Eds., American Society for Testing and Materials, Philadelphia, 1990, pp. 525-544.

(7) Kanninen, M.F., Pagalthivarthi, K. V., and Popelar, C.H., 1991, "A Theoretical Analysis for the Residual Strength of Corroded Gas and Oil Transmission Pipelines" Symposium on Corrosion Forms and Control for Infrastructure, San Diego, California, November 3-4, 1991.

(8) Ritchie, D., and Last, S., 1995, Burst Criteria of Corroded Pipelines-Defect Acceptance Criteria, Private Communication, April, 1995.

(9) DNV, 1999, Corroded Pipelines Recommended Practice RP-F101, Det Norske Veritas, Norway.