[해 설] - 비 파 괴 검 사 학 회 지
Journal of the Korean Society for Nondestructive Testing
Vol. 21, No. 1 (2001. 2)

에너지 수송배관의 안전성 평가기술 현황

Integrity Evaluation of Oil and Gas Pipelines

최재붕*
Jae-Boong Choi*

초 록 에너지 수송배관은 경제성과 실용성으로 인해 총 설치 길이가 크게 증가하고 있으며, 최근에는 대륙관통 배관망 등의 건설이 지구촌 곳곳에서 진행되고 있다. 이러한 수송용배관은 운송대상인 오일이나 가스의 폭발특성이나 환경오염 위험성으로 인해 무엇보다 철저한 안전관리가 이루어져야 한다. 선진각국에서는 이미 1960년대부터 배관파손의 원인을 분석하고 원인별 대책마련을 위해 부단한 노력을 기울이고 있다. 본고에서는 에너지 수송배관에 발생하는 대표적 결함 종류들에 대해, 선진각국에서 사용중인 안전성평가 방법을 정리함으로써, 국내 수송배관 안전성평가 대책 마련을 위한 기초자료로 제시하고자 한다.

1. 서 론

1950년대 이후, 편리하고 경제적인 에너지원의 수송방법으로 배관의 설치는 크게 각광받아왔으며 현재 많은 에너지원의 원거리수송이 배관을 통해 이루어지고 있다. 특히 북미, 유럽, 오세아니아와 아시아 등지에서는 수천 내지 수만 킬로에 달하는 배관을 통해 천연가스나 원유 등을 수송하고 있다. 수송용 배관은 초기설치비용만 해결되면 에너지원을 생산현장으로부터 안정적으로 공급받을 수 있다는 장점 외에도 관리운영에 드는 비용이 매우 저렴하다는 이유로 가장 실용적인 에너지운송시스템으로 평가받고 있다. 국내에서도 이러한 배관 수송의 장점을 활용하고자 저장기지를 중심으로 국내의 소비자를 연결하는 대규모의 배관망이 설치되어 있으며 이를 계속 확장하고 있다. 그러나 이러한 수송용 배관의 설치증가와 함께 배관파손에 의한 사고 사례 또한 증가하는 추세에 있다. 실제 이러한 파손은 천연가스와 같은 폭발성이 있는 에너지원의 누출로 인한 대형 사고나 원유누출로 인한 환경오염문제 등으로 직결되기 때문에 그 대책마련에 세계 각국이 지대한 노력을 기울이고 있는 실정이다.

수송용배관의 건전성(Integrity)을 위협하는 요소는 크게 결함의 발생과 타공사에 의한 손상으로 분류할 수 있다. 세계에서 수송용 배관의 밀집도가 가장 높고 가동연한이

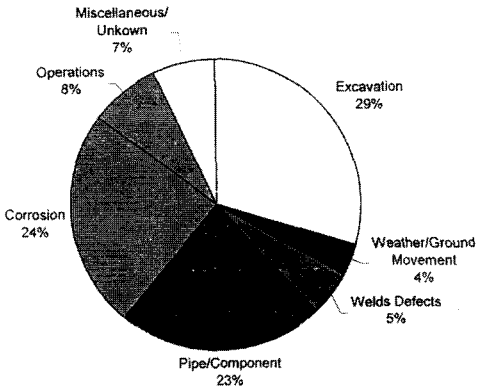

Fig. 1 Causes of gas and oil pipeline failure in North America[1]

오래된 북미지역의 경우, Fig. 1에 도시한 바와 같이 결함에 의한 파손이 전체의 52%, 타공사에 의한 파손이 전체의 29%를 차지하는 것으로 분류되고 있다[1]. 배관의 파손을 유발하는 결함발생의 주된 원인으로는 부식, 배관 자체결함, 용접부결함 등이 있다. 부식은 강관으로 제작된 배관이 설치주변 환경에 의해 화학반응을 일으킴으로써 지속적인 배관 두께의 손실을 일으키는 현상이다. 북미에서는 배관파손 원인의 24%를 차지할 정도로 매우

(접수: 2001. 1. 17) * 성균관대학교 산업설비 안전성평가 연구센터(Safety and Structural Integrity Research Center, Sungkyunkwan University, Suwon 440-746)

심각한 문제로 지목되고 있다. 용접부결함은 현장에서 배관을 용접하는 과정에서 발생하는 것으로 특히 대구경 배관의 자동용접시 많은 문제점이 있는 것으로 알려져 있다. 두 경우 모두 비파괴검사를 통해 손상정도를 정량적으로 파악하게 되며, 측정된 손상정도에 따라 안전성평가를 수행하고 보수여부를 결정한다. 이외에도 부식환경하에서의 균열발생 (environmentally induced cracking)이 배관파손사고의 주원인중 하나로 분류되고 있다. 선진각국에서는 이때 사용되는 안전성평가 기준과 절차를 확립하는데 많은 노력을 기울이고 있다.

최근 국내에서도 도시가스배관, 지역난방용배관, 송유관 등 수송용배관의 설치가 크게 늘어남에 따라 설비별 특성을 고려한 과학적인 안전관리 대책의 수립이 시급히 요구되고 있다. 수송배관의 안전관리 대책은 크게, 주기적 비파괴검사(Non-Destructive Evaluation)를 통한 손상부위 파악, 손상정도에 따른 안전성평가(Integrity Assesment), 손상배관에 대한 보수(Pipeline Repair), 전체배관의 효율적 안전관리를 위한 위험도평가(Risk Based Management)로 나눌 수 있다. 본고에서는 이러한 안전관리 분야중에서 손상부위 안전성평가에 사용되는 평가기준과 관련하여 국내외적인 기술개발 동향을 분석 기술하였다.

2. 수송용 배관의 결함 안전성평가

일반적으로 수송용 배관은 경제성과 제작의 용이성을 고려하여 저합금 탄소강(low alloy carbon steel)을 사용하여 제작한다. 배관의 설치시에는 공장에서 제작한 배관을 현장에서 원주방향으로 용접하여 이음으로써 배관망을 구성한다. 이때 배관은 가동의 특성에 따라 내부식용 코팅을 하거나 단열재로 감싸게 된다. 배관의 주요손상원인인 결함의 종류로는 용접부결함(weld defect), 부식결함(corrosion defect), 응력부식균열(Stress Corrosion Cracking; SCC) 등을 들 수 있으며, 주로 현장용접부에서 많이 발생하는 것으로 알려져 있다. 비파괴검사를 통해 이러한 결함이 발견되면 보수 여부를 결정하기 위해 정량적인 안전성평가를 수행하게 되는데, 이때 각 결함특성에 따른 평가기준이 적용된다.

2.1. 배관용접부 결함평가법

2.1.1. WMS와 ECA

배관의 용접부 결함평가를 위한 기준은 크게 배관파손방지를 위한 기본 기준(Workmanship Standards; WMS)과 공학적 해석기법(Engineering Critical Analysis; ECA)에 기초한 사용적합성(Fitness For Purpose; FFP) 형식 기준의 두 가지로 분류할 수 있다. WMS는 수십 년간의 현장경험과 전통적인 해석기법을 기초로 작성한 기준으로서 균열길이를 가장 중요한 인자로 평가하며, 배관 안전에 대한 높은 신뢰성을 보장해 왔다. 특히 해석이 어려운 불확실한 부분에 매우 높은 안전계수를 적용함으로써 안전성확보를 추구하는 매우 보수적인 기준으로 알려져 있다. 한편, 이의 대체 허용기준으로 사용되는 ECA는 파괴역학적인 이론을 기초로 작성하였으며, 해석 대상을 제한하는 FFP방법을 적용하며 균열의 길이뿐 아니라 높이를 함께 고려하여 평가하는 방법이다. 이 기준은 공학적인 해석절차가 요구되므로 개발에 많은 연구와 입증된 결과를 필요로 한다.

WMS는 사고에 의한 피해우려가 큰 지역, 즉 사고 위험도가 높은 지역에 배관을 설치하는 경우 엄격하게 적용되는 신뢰성 높은 기준으로서, 파괴역학적인 해석 없이 경험에 의존하여 배관의 허용결함길이를 규정하여 보수 또는 사용 허용 여부를 결정한다. 그러나 이 기준은 배관에 작용하는 응력이나 파괴인성치 등을 고려하지 않고 비파괴검사를 통해 검출된 결함의 길이만으로 판정함으로써 지나친 경직성 및 보수성을 내포하고 있으며, 따라서 허용할 수 있는 결함의 크기나 종류는 안전성확보의 측면에서 매우 제한적으로 설정되었다. 대표적인 WMS 기준으로는 미국의 API 1104 Section VI[2]와 한국의 KS B 0845에 기초한 산업자원부 고시 "배관 등의 용접 및 비파괴시험기준[3]" 등이 있다.

WMS의 보수적인 결함평가기준은 매우 높은 신뢰도를 보장해 주는 반면, 기준자체에 내포된 지나치게 높은 안전계수로 인하여 비경제적일 뿐만 아니라 오히려 불필요한 보수로 인한 재료의 강도저하 및 수명단축 등을 야기할 수도 있는 것으로 알려져 있다. 이에 선진각국에서는 결함평가를 보다 현실화하고 발견되는 결함의 길이뿐 아니라 높이를 함께 고려하여 파괴역학적 해석을 수행하는 FFP형식의 ECA 평가법 개발에 주력하고 있다. ECA는 WMS의 지나친 보수성을 보완하기 위해 제정되었으며 배관에 작용하는 응력, 재료의 파괴인성치, 결함의 형상을 기초로 파괴역학적 해석을 수행하여 결함을 평가하는 방법이다. 또한 결함의 발생이 빈번한 특정부위에 대한 구체적인 해석기법을 개발하여 FFP형식으로 적용하는 것이 일반적이다. 가스 공급배관의 경우, 배관과 배관을 연결하는 원주방향 용접부에서의 균열발생이 빈번하여

이를 고려한 ECA기준이 각국별로 제시되고 있다.

2.1.2. FFP형식의 ECA 결함평가기준

결함이 존재하는 가스배관의 파손형태는 파괴역학적인 측면에서 크게 취성파괴(brittle fracture), 연성파괴(ductile fracture) 그리고 소성붕괴(plastic collapse)의 세 가지로 분류할 수 있다.

취성파괴는 파손 발생시 그 속도가 빠르고 사전 징후 없이 발생한다는 점에서 그 예방이 매우 중요시되는 파괴형태로서 특히, 극지방나 저온지역에 설치된 가스운송 배관의 경우에는 그 발생가능성이 매우 크다. 취성파괴의 경우, 재료물성치인 파괴인성치(fracture toughness; K_{Ic})와 결함을 포함하는 구조물에 대한 응력확대계수(stress intensity factor)를 계산하여 비교함으로써 안전성평가를 수행한다. 가스배관의 취성파괴 평가에는 측정이 보다 편리한 균열선단개구변위(Crack Tip Opening Displacement; CTOD)를 사용하는 것이 일반적이다. 각국이 사용중인 기준에는 잔류응력에 관한 항목, 최대허용응력(또는 변형률)에 관한 항목, 기준 재료물성치에 관한 항목 등이 포함되어 있다.

연성파괴는 취성파괴와 소성붕괴의 중간형태로 파손의 속도가 비교적 느리고 최종 파손 발생 이전에 상당한 양의 균열진전이 발생하는 파괴형태이다. 연성이 우수한 배관의 경우에는 상온에서 자연발생하는 파손의 상당 부분이 이에 해당된다. 연성파괴의 기준은 J 적분(J-integral) 값을 이용하여 설정하는 것이 일반적이다. 연성파괴의 경우에는, 결함을 포함하는 구조물에 대한 J 적분 값을 계산하고 이를 연성파괴인성치(ductile fracture toughness; J_{Ic})와 비교함으로써 결함안전성을 평가하는 방법과 보다 세분화된 파괴인성치인 J-R curve를 이용하여 평가하는 방법으로 분류된다. 각국이 사용중인 연성파괴기준에는

Table 1 Comparisons between FFP type codes

국 가 명	미 국		영 국	
규 격	API 1104 App. A	API RP 579	BS 4515 App. H	BS 7910
평가대상	탄소강관의 용접이음부	일반 용접부	강관의 용접이음부	일반 용접부
결함의 종류	내부결함, 기공 표면결함, 슬래그 등	관통결함, 기공, 표면결함, 슬래그, 내부결함 등	관통결함,기공, 표면결함, 슬래그 등	관통결함, 기공, 표면결함, 슬래그, 내부결함 등
파괴평가	Dawes의 CTOD설계선도	FAD (Failure Assessment Diagram)	Dawes의 CTOD설계선도	FAD (Failure Assessment Diagram)
배관두께	제한 없음	제한없음	10mm < t < 30mm	제한없음
소성붕괴	적용안함	고려함 (한계하중법)	적용안함	고려함 (한계하중법)
파괴역학 파라미터	CTOD	K, J, CTOD	CTOD	K, J, CTOD
최대결함길이	0.4D	FAD 이용결정	0.016Dt	FAD 이용결정
최대결함높이	0.5t	FAD 이용결정	3mm	FAD 이용결정

국 가 명	캐 나 다	일 본	한 국
규 격	CSA Z662 App.K	JWES 2805	KS B 0845/산자부 고시
평가대상	강관의 용접이음부	일반구조용강, 강관 및 그 용접구조물	강의 용접이음부
결함의 종류	내부결함, 표면결함	관통결함, 표면결함, 내부결함 등	기공, 슬래그, 균열, 용락 등
파괴평가	Dawes의 CTOD설계선도	일본설계선도	등급분류방법
배관두께	제한 없음	제한 없음	$t=\sqrt{\frac{2.5(0.2hK_f-K_iW_i)}{100\sigma}}D_0+C$
소성붕괴	고려함 (실배관실험식)	결함크기 재분류	적용안함
파괴역학 파라미터	CTOD	CTOD	적용안함
최대결함길이	$0.1\pi D$	소성붕괴식에 의해 결정	결함종류별로 명시
최대결함높이	0.5t	0.5t	결함종류별로 명시

전변형률 파손평가도표법(Deformation Plasticity Failure Assessment Diagram; DPFAD), J-R curve를 이용하는 균열진전력도법(Crack Driving Force Diagram; CDFD) 및 J 적분과 찢김계수(Tearing Modulus, T)를 이용하는 J/T 해석법 등이 있다. J 적분은 CTOD 값으로 치환이 가능하며 따라서 동일방법에 대해 CTOD를 이용한 평가를 수행할 수도 있다.

소성붕괴는 균열의 진전이 무시할 만큼 작은 상태에서 균열 잔여부(crack ligament)의 완전한 소성변형으로 파손되는 경우로서, 연성(ductility)과 인성(toughness)이 우수한 저탄소강 계열의 배관에서 주로 발생한다. 따라서 파괴인성이 상당히 큰 가스배관 재료의 경우, 소성붕괴에 의한 파손 사례가 가장 빈번하게 관측되고 있다. 선진 각국에서는 이에 대한 기준마련을 위해 해석적인 방법과 실험적인 방법을 동원하여 연구를 수행하였으며, 현재에도 이를 보다 발전시키기 위한 다각적인 연구가 진행중에 있다. 해석적인 방법은 결함부위의 응력상태를 반영하기 어렵다는 단점이 있고, 실험에 의한 방법은 비용이 많이 들고 실험대상이 광범위하다는 문제점이 있다.

FFP 형식의 ECA 결함평가기준은 위에서 언급한 3가지 파손형태를 모두 고려하여 작성하는 것이 일반적이나, 가스배관과 같이 직경에 비해 두께가 얇은 경우에는 취성파괴기준과 소성붕괴기준을 결합한 형식으로 평가기준을 작성한다.

원주방향 용접부 결함평가를 위한 대표적인 FFP형식의 ECA로는 영국의 BS 7910[4], 미국의 API 1104 App. A[5]와 API RP 579[6], 캐나다의 CSA Z662 App. K[7], 일본의 JWES 2805[8] 등이 있다. ECA를 결함평가기준으로 적용하기 위해서는 용접절차 인증시험, 응력해석, 검사 등 복잡한 해석절차가 필요하며, 결함의 허용기준을 설정하기 위해서는 많은 실험과 해석기술이 뒷받침되어야 한다. 이 결함평가 기준들은 각각 결함판정에 대한 접근방법과 작성배경이 서로 다르며, 상세한 내용은 Table 1에 정리하였다. 미국의 API 1104 App. A는 탄소강관의 용접이음부를 평가대상으로 작성되었으며, 영국의 BS 4515 App. H[9]와 캐나다의 CSA Z662 App. K는 강관의 용접부중 맞대기 용접이음부(girth welds)를 평가대상으로 한정하였다. 현재 BS 4515 App. H는 BS 7910에 흡수 통합되었으며, 영국의 BS 7910, 미국의 API RP579 및 일본의 JWES 2805 기준은 일반 구조용강 및 강관의 용접부로 그 적용범위가 훨씬 포괄적이다. 최근 국내에서도 가스안전공사에서 ECA 형식의 가스배관 원주용접부 결함평가기준[10]을 작성하여 배포한 바 있다.

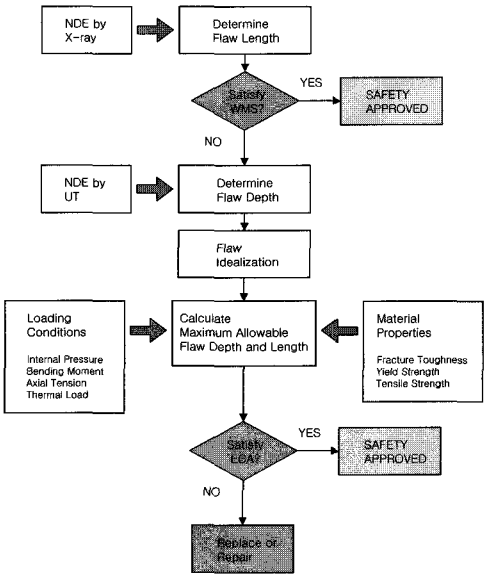

Fig. 2 A typical FFP type weld defect assesment procedure

2.1.3. 용접부결함의 평가절차

배관용접부에 대한 비파괴검사를 수행하면 결함의 길이와 깊이를 구할 수 있다. 방사선투과법을 이용하는 경우에는 결함의 길이만이 측정되는데, 이 값을 이용하면 WMS에 준한 결함평가를 수행할 수 있다. 평가결과 결함길이가 WMS기준을 만족시키지 못하는 경우에는 초음파탐상을 통해 결함깊이를 측정하여 ECA에 준한 안전성 평가를 수행한다. 결함길이와 결함깊이가 결정되면 이 값을 이용하여 결함의 형상을 이상화(flaw idealization)하고 이를 최대허용 결함깊이와 최대허용 결함길이의 기준에 각각 비교하여 안전성을 평가한다. 이때 최대허용 결함깊이와 길이를 결정하기 위해서는 가동하중조건과 해당재료의 파괴인성치, 항복강도 등을 파악하여야 한다. 자세한 평가절차는 Fig. 2에 수록하였다.

2.2. 부식결함(corrosion defect) 평가법

배관에서 발생하는 부식에 대한 안전여유도 평가에는 일반적으로 ANSI/ASME B31G[11]에 제시된 기준을 적용한다. 그러나 이러한 평가절차를 현장에 적용하기 위해서는 전문적인 계산절차와 재료물성치 등의 많은 데이터가 필요하며, 이러한 절차를 통해 평가가 이루어진 후에

도 평가결과에 대한 지속적인 관리가 요구된다.

부식으로 두께가 감소된 부위에 대해서는 국제적 기준에 준하여 ANSI/ASME B31G에 제시한 보수적인 평가절차를 적용하여 교체나 수리여부를 판단하고 있다. 최근에는 이러한 ANSI/ASME B31G에 제시된 방법이 지나치게 보수적인 평가결과를 가져옴으로써 비경제적이라는 분석이 많이 나오고 있으며, 이러한 이유로 미국의 Battelle 이나 영국의 British Gas, 캐나다의 TCPL 등에서는 자체 기준을 개발하는데 주력하고 있다. 또한 이러한 평가절차를 프로그램화하여 효율적인 평가와 유지보수에 많은 실효를 거두고 있다. 국외에서는 B31G를 기초로 RSTRENG for Windows[12]가 개발되어 사용되고 있으며, B31G의 지나친 보수성을 제거하기 위한 평가방법을 추가하여 사용함으로써 불필요한 배관의 교체를 피하고 경제적 손실을 줄이고 있다. 이외에도 각국에서는 다양한 엔지니어링 기법을 적용하여 정확한 부식부위 평가를 추구하고 있으며 이를 프로그램화하여 현장에 적용하고 있다. 한국가스공사에서도 최근 성균관대 산업설비 안전성평가 연구센터(SAFE 연구센터)와 공동으로, 실배관 가압파손실험과 유한요소해석을 이용한 가스공사배관(API X65 Pipeline) 전용 부식부위평가식을 작성하고 이를 기초로 한 소프트웨어, COPAP (Corroded Pipeline Assessment Program)을 개발하여 사용하고 있다[13].

2.2.1. 부식부위 평가식

2.2.1.1. Effective Area Methods

내압만이 작용하는 부식손상부를 평가하기 위해 가장 널리 사용되는 기준은 effective area methods이다. 이 방법에는 ASME B31G criterion과 RSTRENG 0.85 criterion(Modified B31G criterion)[11]이 포함된다. Effective area method는 Fig. 3에 설명한 것과 같이 부식에 의한 배관의 강도 감소는 배관의 축방향을 따라 측정된 두께 감소에 비례한다고 가정하였다. 이때 부식결함이 존재하는 배관의 파괴압력은 다음과 같다.

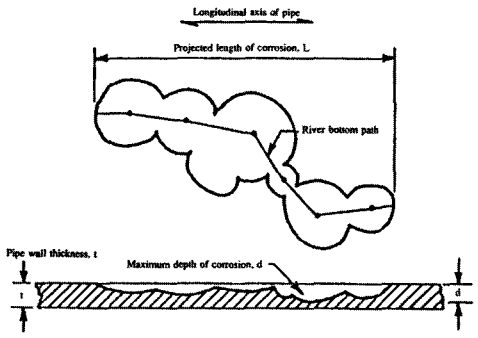

Fig. 3 Illustration of metal loss and analysis parameters in the effective area criteria

$$P_f = \frac{2t}{D}\sigma_f\left[\frac{1-A_{eff}/A_o}{1-(A_{eff}/A_0)M_T^{-1}}\right] \quad (1)$$

여기서 M_T는 Folias factor 이다. 식(1)에서는 결함부위의 응력이 배관재료의 유동응력에 도달하면 파괴된다고 가정하였다. 또한, Fig. 3에 나타낸 것과 같이 부식손상부에서 측정된 깊이의 최대값이 배관의 축방향을 따라 같은 단면에 존재한다고 가정하고 있다.

Effective area method가 제시된 후 현장에서 사용이 용이하면서도 보수적인 형태의 식이 요구되었다. ASME B31G Criterion 식은 이러한 목적으로 제시되었으며 다음과 같다.

$$P_f = \frac{2t}{D}(\sigma_y + 10{,}000)\left[\frac{1-\left(\frac{2}{3}\right)\frac{d}{t}}{1-\left(\frac{2}{3}\right)\frac{d}{t}M_{T1}^{-1}}\right] \quad (2)$$

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

ASME B31G식은 유동응력에 비해 약간 더 보수적인 값인 1.1 σ_y 를 사용하고 있다. 또한 ASME B31G식은 effective area에 대한 계산을 간단히 하기 위해 Fig. 4에 표시한 바와 같이 부식손상부의 형상을 포물선으로 가정하고 있다.

ASME B31G Criterion은 널리 사용되어 왔으나 최근에 제작된 배관재료의 경우에는 지나치게 보수적으로 평가하는 경향이 있다. 1980년대 이후로 부식부위 평가에 대한 보다 정확한 평가기준 확립을 위해 많은 연구가 수행되었으며, 그 결과로 수정된 ASME B31G식이 제시되었다. RSTRENG 0.85 criterion이라고 불리는 이 기준식은 다음과 같다.

$$P_f = \frac{2t}{D}(\sigma_y + 10{,}000)\left[\frac{1-0.85\frac{d}{t}}{1-0.85\frac{d}{t}M_{T2}^{-1}}\right] \quad (4)$$

$$\frac{L^2}{Dt} \le 50,$$

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

$$\frac{L^2}{Dt} > 50, \quad M_{T2} = 0.032\frac{L^2}{Dt} + 3.3 \qquad (6)$$

RSTRENG 0.85 criterion에서는 부식손상부를 포물선형태로 가정하고 형상인자로는 실배관 가압파손실험으로 산출한 0.85를 사용하였다. 최근에는 다양한 부식부위를 평가할 수 있도록 RSTRENG 0.85 criterion을 적용한 소프트

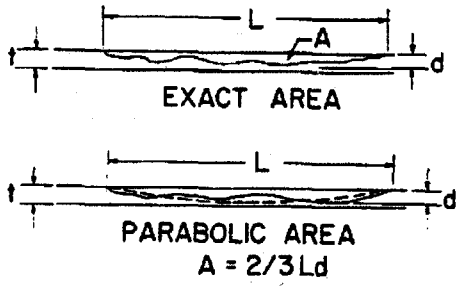

Fig. 4 Parabolic representation of metal loss used in the B31G criterion

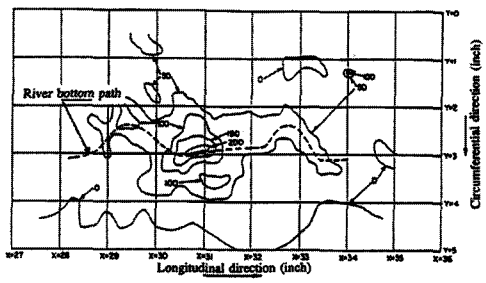

Fig. 5 Contour map of corrosion defect pit depths

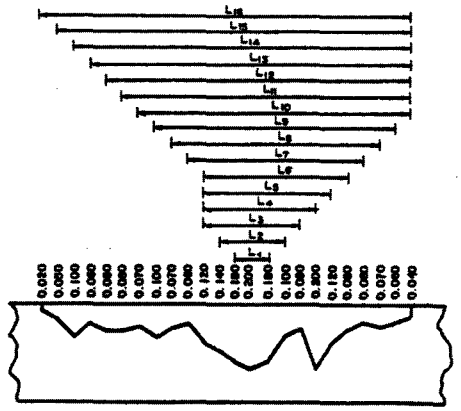

Fig. 6 Profile of pit depths along deepest path of the contour map

웨어(RSTRENG)[12]를 개발하여 현장에 적용하고 있다.

Fig. 5와 같이 복잡한 형상의 부식손상부가 가스배관에 존재하는 경우에는 가장 깊은 결함을 따라 "equivalent axial" profile을 작성한다. Fig. 6은 Fig. 5의 그림에서 점선을 나타낸 것으로 총 16개의 결함 길이로 나눌 수 있다. 식(1)에서 유효면적은 Fig. 6의 전체길이 L16의 손상면적을 계산하지만, 어떤 경우에는 손상배관의 잔류강도가 전체 부식된 부위보다 특이한 부식형상에 따라 영향을 받을 수도 있다. 따라서 RSTRENG은 가능한 모든 16개의 부식형상을 기초로 하여 모든 경우에 대해 잔류강도를 계산하고 이들중 가장 낮은 압력을 파괴압력으로 평가한다.

이들 평가법 이외에도 ASME B31G 기준을 바탕으로 한계하중계산에 의한 부식부위 평가법들이 많이 개발되었는데 Chell[14]의 한계하중해석법, Kanninen[15]의 축대칭 shell 이론기준, Sims[16] 평가법, Ritchie[17] 평가법 등이 이에 해당된다.

2.2.1.2. 유한요소해석에 기초한 FFP 형식의 부식결함 평가식

Battelle[18]은 부식결함평가 기준의 보수성을 줄이고 손상배관의 파괴를 제어하는 메커니즘을 정립하기 위해 유한요소해석과 실배관 가압파손실험을 수행하였으며, 고인성배관의 부식결함평가를 위해 다음과 같은 식을 제시하였다.

$$P_f = \frac{2t}{D}\sigma_{ult}\left(1-\frac{d}{t}\left(1-\exp\left(-0.157\frac{L}{\sqrt{Rt^*}}\right)\right)\right) \qquad (7)$$

PCORRC로 알려진 식(7)은 샤피 상부에너지(upper shelf energy)가 60J이상인 배관에 사용할 수 있다.

BG Technology[19]에서는 X52~X65등급의 고인성 배관을 사용하여 100개 이상의 가압 파손실험을 수행하였다. 또한 이에 대한 탄소성 유한요소해석을 수행하여 해당배관의 부식결함에 대한 평가식을 다음과 같이 제시하였다.

$$P_f = \frac{2t}{(D-t)}\sigma_{ult}\left[\frac{1-(\frac{d}{t})}{1-(\frac{d}{t})Q^{-1}}\right] \qquad (8)$$

$$Q = \sqrt{1+0.31\frac{L^2}{Dt}} \qquad (9)$$

식(8)은 Det Norske Veritas(DNV)에 의해 채택되어 현

재 사용되고 있다.

한국가스공사에서는 성균관대 산업설비 안전성평가 연구센터 (SAFE)와 공동으로 주배관인 X65 등급 고인성 배관에 대한 가압파손실험과 탄소성 유한요소해석을 수행하여 다음과 같은 부식결함 평가식을 제시하였다[13].

$$P_f = \frac{2t}{D_i}\sigma_u\left[A_2\left(\frac{l}{\sqrt{Rt}}\right)^2 + A_1\left(\frac{l}{\sqrt{Rt}}\right) + A_0\right] \quad (10)$$

여기서,

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

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

$$A_0 = 0.06\left(\frac{d}{t}\right)^2 - 0.1035\left(\frac{d}{t}\right) + 0.9996$$

식 (10)은 유한요소해석결과를 배관형상비(R/t), 부식부위 깊이비(d/t), 부식부위 길이비($l/\sqrt{Rt}$)인 각 영향인자별로 회귀분석(regression analysis)하여 작성하였다.

2.2.2. 부식결함의 평가절차

배관 내부에 대해 초음파탐상을 통한 비파괴검사를 수행하면 배관두께의 변화를 측정할 있다. 일반적으로 부식부위는 한 개의 단일한 결함으로 나타나는 것이 아니라 Fig. 3에 도시한 바와 같이 복잡한 형상으로 발견된다. 이때 두께손실이 발생한 전부위의 두께 프로파일을 2.2.1절에 기술한 절차에 따라 이상화한 후 이를 평가기준에 적용하면 부식부위에 대한 안전성을 평가할 수 있다. 평가기준의 작성을 위해서는 배관의 가동압력, 직경, 두께와, 재로물성치인 항복강도, 인장강도를 파악해야 한다. 자세한 평가절차는 Fig. 7에 도시하였다.

2.3. 응력부식균열(SCC) 평가법

환경에 의해 발생하는 균열(environmentally induced cracking)은 크게 응력부식균열(SCC), 부식피로균열(Corrosion Fatigue Cracking; CFC), 수소반응에 의한 균열(Hydrogen Induced Cracking; HIC)로 분류할 수 있다. 이중 SCC는 특정한 환경 조건하에서 재료가 정적인 인장하중을 받는 경우에 발생하는 균열로써 수송용배관에서 많이 발견되는 형태이다. 캐나다에서는 전체 배관파손사고의 17%가 SCC에 의해 발생하는 것으로 분석되고 있다.

SCC로 인한 사고가 가스배관에서 처음 발생한 것은 1960년대 중반으로, 그 이후 SCC에 대한 연구가 활발히 진행되고 있으며 최근에도 SCC에 의한 파손을 방지하기 위한 평가절차서가 작성되고 있다. 1996년 캐나다의 NEB(National Energy Board)에서는 SCC에 대한 관리 프로그램을 확대하여 파손방지를 위한 가이드라인을 제정한바 있다[20]. Fig. 8은 NEB에서 제시한 SCC평가를 위한 순서도이다. 캐나다의 Waterloo 대학에서는 1992년부터 SCC 모사실험을 시작하였다. 10여년에 걸쳐 다양한 환경하에서의 SCC 성장메카니즘 연구하였으며, 단일균열에 대한 유한요소해석 및 실험을 수행였다. 현재는 다중균열에 대한 간섭효과를 실험과 유한요소해석을 통해 연구중이다. Figs. 9와 10은 SCC 평가를 위한 실험장치를 나타낸 것이다.

Fig. 8에 나타낸 바와 같이 SCC 균열은 환경에 의해 균열이 진전한다는 측면에서 일반균열과 다르게 취급된다. 따라서 SCC 균열이 발견되면 일반균열에 대한 안전성평가를 수행하여 안전하다고 판단되는 경우에도 지속적인 성장여부를 확인할 필요가 있다. 또한 환경요소중에서 균열진전을 촉진시키는 요소가 발견되면 이를 완화시키는 방도를 마련해야 한다. 이러한 평가기준을 작성하려면 다양한 환경인자별로 균열의 진전속도를 측정해야하는데, 이를 위해서는 장기간의 실험이 필수적이다. 특히 배관설치주변의 환경은 국가별 또는 지역별로 매우 다른

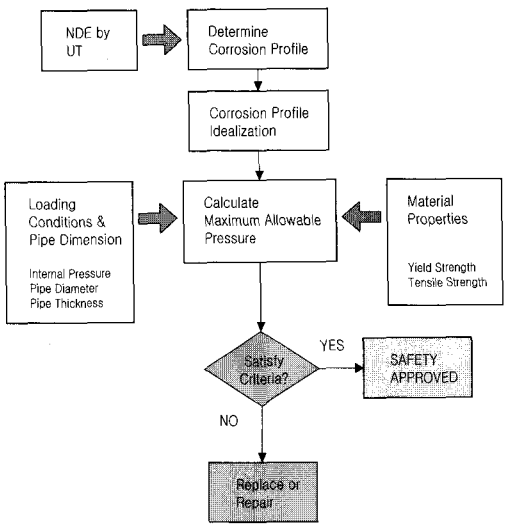

Fig. 7 A typical corrosion defect assessment procedure

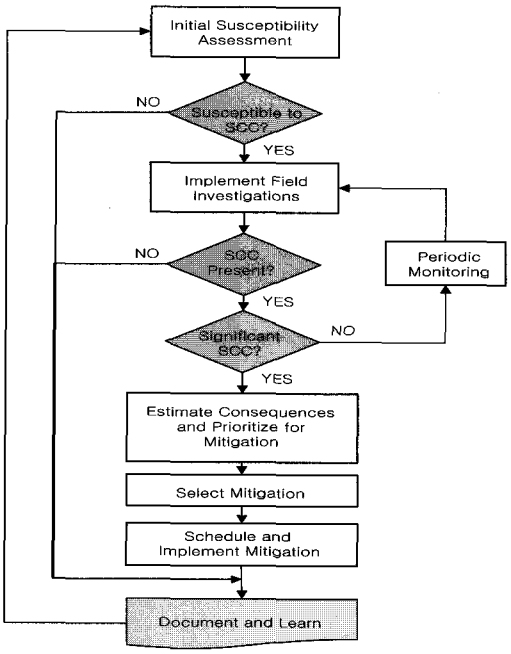

Fig. 8 The SCC management program developed by NEB

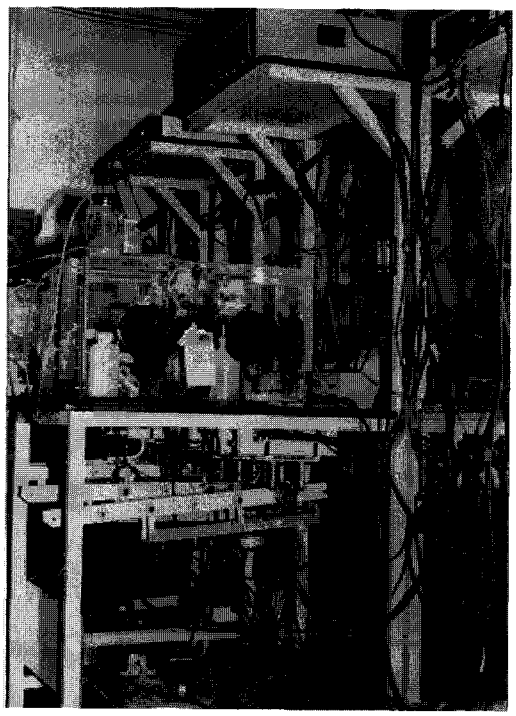

Fig. 9 A test equipment for SCC experiment

Fig. 10 The chamber unit for environment simulation

경우가 많아 타지역에서의 연구결과를 직접 적용하기 어렵다는 문제점이 있다. 따라서 SCC의 평가체계는 용접부결함이나 부식결함평가와는 달리 설치회사별, 국가별로 FFP 형식의 기준을 개발적용하고 있다.

3. 맺음말

본고에서는 수송용배관의 주요 파손원인으로 알려진 배관손상의 평가법에 대하여 고찰하였다. 증가일로에 있는 국내 수송용배관의 설치 총연장과 가동연한을 감안할 때 각 배관특성에 따른 안전관리절차의 확립과 그에 따른 공학적인 안전성평가기준의 마련은 매우 시급한 문제라고 할 수 있다. 지금까지 국내에서 사용되고 있는 수송용배관의 안전성평가기준은 1960년대에 작성된 보수적인 WMS기준이라고 할 수 있다. 공학적해석이 생략된 경험식 위주의 WMS기준을 적용하면, 지나치게 보수적인 평가로 인해 불필요한 배관의 보수 및 교체를 요하게된다. 배관 유지보수에 소요되는 경비절감과 기술기반의 안전사회를 구현한다는 측면에서 보다 정확한 공학적 안전성평가 기준의 개발은 우리사회의 중요현안이라 아니할 수 없다. 최근 선진각국에서 진행중인 공학적 평가기준 개발의 연구노력을 감안할 때, 국내에서도 많은 연구가 이루어져야 할 것으로 판단되며, 이와 더불어 소프트웨어 개발을 통한 현장적용성의 확보에도 많은 노력이 따라야할 것으로 보인다.

참고문헌

[1] Office of Pipeline Safety, Web Site, US Department of Transportation, (1999)
[2] The American Petroleum Institute API Standard

1104, *Welding of Pipelines and Related Facilities* Section VI, (1991)

[3] 산업자원부 고시, 배관 등의 용접 및 비파괴시험기준, 산업자원부, (1994)

[4] *Guidance on Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Fusion Welded Structures*, BS 7910, British Standard Institution, (1997)

[5] The American Petroleum Institute API Standard 1104, *Welding of Pipelines and Related Facilities* Appendix A, (1991)

[6] API Recommended Practice 579, *Fitness-for-Service*, First Edition, (2000)

[7] CSA Z662-Appendix K, Canadian Standards Association, *Standards of Acceptability for Circumferential Pipe Butt Welds Based on Fracture Mechanics Principles*, Oil and Gas Pipeline Systems, (1994)

[8] *Method of Assessment for Defect in Fusion-Welded Joints with Respect to Brittle Fracture*, JWES 2805, Japan Welding Engineering Society Standard, (1980)

[9] *Specifications for Field Welding of Carbon Steel Pipelines*, BS4515, Appendix H, British Standards Institute, London, (1987)

[10] 가스배관의 원주용접부 결함평가기준, 한국가스안전공사, (1999)

[11] American Society of Mechanical Engineers, ASME B31G-1991; *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline*, (1991)

[12] *RSTRENG for Window*, User's Manual, Technical Toolboxes, Inc., (1989)

[13] 배관부식부위 안전성평가 프로그램개발, 한국가스공사 연구개발원, (2001)

[14] Chell, G. G., "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, Phiadelphia, (1990)

[15] Kanninen, M. F., Pagalthivarthi, K. V., and Popelar, C. H., 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)

[16] Sims, J. R., Hantx, B. F., and Kuehn, K. E., A Basic for the Fitness for Service Evaluation of Thin Areas in Pressure Vessels and Storage Tanks, *Pressure Vessel Fracture, Fatigue, and Life Management*, PVP-Vol. 233, ASME, (1992)

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

[18] Stephens D. R., Leis, B. N. Kurre, J. D., and Ru, D. L., *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, January (1999)

[19] DNV, RP-101, *Recommended Practice for Corroded Pipelines*, Det Norske Veritas Norway, (1999)

[20] NEB Public Inquiry into Stress Corrosion Cracking, National Engergy Board of Canada, (1996)