

도시가스배관 위험평가기술 개발 II - 부식 평가

이진한 · 박교식 · 조영도 · 박진희*

한국가스안전공사 가스안전시험연구원

*극동도시가스

(2003년 1월 4일 접수, 2003년 3월 21일 채택)

Development of Risk Assessment Techniques for City Gas Pipeline II - Corrosion Analysis

Jin-Han Lee · Kyo-Shik Park · Young-Do Jo and Jin-Hee Park*

Institute of Gas Safety Technology, Korea Gas Safety Corporation

**Kukdong City Gas Co., Ltd.*

(Received 4 January 2003 ; Accepted 21 March 2003)

요 약

본 연구에서는 이미 개발되어 있는 부식결함의 잔존강도를 평가식을 이용하여 파단, 대누출, 소누출의 손상모드 예측하는 절차를 제시하였다. 또한 이 손상모드에 따라 손상확률을 예측할 수 있는 방법을 제시하고 여기에 부식속도 정보를 결합하면 일정기간 경과 후 손상확률도 예측할 수 있음을 보였다. 이 결과는 노후배관의 수명 또는 교체주기의 예측에 매우 유용하게 활용될 수 있을 것이라 판단된다.

Abstract - In this work, procedure evaluating failure modes such as pipe rupture, large scale leak, and small scale leak was suggested using equations to assess remaining strength by corrosion failure. Additionally, the method to predict probability of failure was suggested according to the aforementioned failure modes, and by combining data on corrosion rate, probability of long-term failure can be induced. This work will be very useful in predicting lifetime or exchanging period of pipeline.

Key words : cost of loss, quantifying risk, causes of city gas accident, frequency, consequence

1. 서 론

위험을 발생시킬 수 있는 사건의 발생확률 (Probability or Frequency)를 예측하기 위해서는 우선 위험을 발생시킬 수 있는 원인을 찾아내야 하고, 그 원인별로 빈도를 예측해야한다. 도시가스 배관의 외부부식, 굴착공사 손상, 지반침하, 장치손상, 시공/재료원인 등이다. 이중 부식원인에 의한 배관의 손상확률은 매설연수에 따라 증가하는 시간의존성을 갖고 있다.

따라서, 부식손상 확률의 정확한 예측은 위험관리 측면에서 매우 중요하다 할 것이다.

부식원인에 의한 배관손상확률의 예측은 각종 운전자료와 검사자료를 토대로 이루어진다. 지하 매설배관에 대한 직접적인 검사방법으로는 최근 자속누출(Magnetic Flux Leakage, MFL)을 이용한 지능형 피그를 사용한 검사법이 활용되고 있으며 이 검사방법은 결함크기에 대한 정보를 얻을 수 있다. 한편, 간접적인 검사법으로는 배관의 피복결함을 탐지하는 검사

법인 DCVG(Direct Current Voltage Gradient, 직류전위구배)법이 활용될 수 있다. 이 경우에도 피복결함 보수를 위한 굴착시 부식결함의 크기 데이터를 얻을 수 있다.

본 연구에서는 이러한 부식결함 크기 데이터를 이용하여 결함부위 잔류강도 분포를 예측하고 이를 토대로 손상확률을 예측하는 절차 및 방법을 제시하였다. 또한, 여기에 부식속도 정보를 결합하면 일정기간 경과 후 손상확률도 예측함으로써 수명평가에 활용될 수 있음을 보여 주었다.

2. 접근 방법

사고발생 확률을 평가하는 방법은 정량화 정도에 따라 통계데이터분석법(Historical Data Analysis)과 구조건전성분석법(Structural Reliability Analysis)으로 구분된다. 통계데이터분석법은 API 581을 참조할 수 있으며, 확률평가를 위해 고유의 고장빈도(Generic Failure Frequency)데이터베이스를 사용하였다. 즉 고장빈도는 고유 고장빈도에 인자를 곱하여 구하는 방식이다. 저장탱크나 배관의 경우 부식속도와 같은 조정 인자가 추가로 곱해진다[1]. 그러나, 이런 평가 방법으로는 유사한 설계, 운전, 토양환경에 있는 배관에 대한 변별력 있는 평가결과를 제시하지 못하는 단점이 있다. 한편, 구조건전성분석법은 먼저 피그 또는 DCVG검사를 통해 확인된 부식결함에 대해 잔존강도를 평가하고 운전압력자료와 비교하여 손상확률을 예측하는 방법이다. 여기서는 정량적 분석이 가능한 후자의 방법을 사용하였다.

2.1. 잔존강도 평가방법

부식배관에 대한 잔존강도를 평가하는 방법은 다양한 종류가 있다. 대부분의 평가방법이 Battelle에 의해 개발된 모델을 기초로 하고 있다[2]. 그 중 대표적인 것이 코드화 되어있는 ASME B31G이다[3]. 그 후 RSTRENG, DNV F101 등 다양한 평가방법이 개발되었다. 국내에도 가스공사에서 개발한 COPAP(Corroded Pipeline Assessment Program)이 있다. 이들 평가방법은 복잡한 계산을 피하고 사용자의 편의를 위해 소프트웨어로 개발되었다.

여기서는 위의 평가방법 중 가장 널리 사용되는 평가방법인 ASME B31G 방법을 사용하였다. 이 평가식에서는 Flow Strength를 1.1×

SMYS(Specified Minimum Yield Strength)로 사용하였으나, 실제 항복강도는 SMYS의 1.1배보다 더 크므로 여기서는 1.15배를 사용하였다. 따라서 잔존강도 평가식은 다음과 같이 된다.

$$P_f = \frac{2.3t}{D} \sigma_{yield} \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - A/A_0 M} \right] \quad (1)$$

여기서 t = 두께, D = 직경, σ_{yield} = 항복강도, A = 부식부 길이방향 단면적 = h×l, A₀ = 길이방향 배관 단면적 = t×l, h = 결함깊이, t = 배관두께, l = 축방향 결함길이이다. M은 Folias Factor로 연구자들에 따라 차이가 나는데 여기서는 Modified ASME B31G에서 사용한 Factor를 사용하였다.

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \frac{l^2}{dt} - 0.003375 \frac{l^4}{d^2 t^2}} \quad (2)$$

for $\frac{l^2}{dt} \leq 50$

$$M = 0.032 \frac{l^2}{dt} + 3.293 \quad \text{for } \frac{l^2}{dt} > 50$$

A는 평균결함깊이 h_{avg} 와 축방향 결함길이 l의 곱($A = lh_{avg}$)으로 표현될 수 있다. 따라서, 식 6을 다시 표현하면,

$$P_f = \frac{2.3t}{D} \sigma_{yield} \left[\frac{1 - h_{avg}/t}{1 - h_{avg}/Mt} \right] \quad (3)$$

2.2. 손상모드 판단

식 1은 배관의 파손이 일어날 것인지를 판단하는 평가식이다. 그러나 이 평가식만으로는 소누출, 대누출, 파단에 대해서는 평가하지 못한다. 따라서, 이들 손상모드를 평가할 수 있는 방법을 제시하였다.

〈배관의 손상여부(대누출 또는 파단) 판단〉

배관의 손상은 적용압력이 배관의 저항력을 초과할 때 나타난다. 따라서 판단식을 압력과 저항력으로 표현하면 다음과 같다.

$$f_1 = \text{저항력}(P_f) - \text{운전압력}(P_{OP}) \quad (4)$$

즉, $f_1 < 0$ 일 때 손상이 일어나게 된다.

저항력 (P_f)의 시간에 따라 감소한다. 이러한 저항력의 감소는 부식의 진행에 따라 부식깊이와 부식넓이가 증가하기 때문이다. 이를 시간 의존성을 고려하여 다시 표현하면,

$$h_{avg}(\tau) = h_{avg0} + g_{havg0}\tau \quad (5)$$

$$h_{avg}(\tau) = l_0 + g_D\tau \quad (6)$$

여기서, g_{h-avg0} 는 결함깊이 성장속도, g_{h-avg} 는 결함길이 성장속도이다. 그러면, 식 4-8은 다음과 같이 다시 표현할 수 있다.

$$P_f = \frac{2.3t}{D} \sigma_{yield} \left[\frac{1 - g_{havg}(\tau + \tau_{havg0})/t}{1 - g_{havg}(\tau + \tau_{havg0})/M(\tau)t} \right] \quad (7)$$

$M =$

$$\sqrt{1 + 0.6275 \frac{(g_i(\tau + \tau_D))^2}{dt} - 0.003375 \frac{(g_i(\tau + \tau_D))^4}{d^2 t^2}}$$

$$M = 0.032 \frac{(g_i(\tau + \tau_D))^2}{dt} + 3.293$$

$$\text{for } \frac{(g_i(\tau + \tau_D))^2}{dt} > 50$$

〈 대누출 대 파단 〉

배관의 손상이 일어나더라도 대누출로 그치지 아니면, 배관의 찢어짐이 진행되어 파단 (Rupture)이 일어날지를 판단하는 기준이다. 이러한 파단은 일반적으로 높은 압력으로 운전되는 배관에 적용된다. 이러한 고려는 Kiefner 등에 의해 다음과 같은 식으로 표현된다[4].

$$f_2 = \frac{pd}{2ts} - \frac{1.15}{M(\tau_1)} \quad (8)$$

여기서, τ_1 은 손상에 이르는 시간이다.

한편, Leis 등은 파단이 일어날 전이영역은 운전압력이 SMYS의 약 30%라고 하였다[5].

〈 소누출 대 대누출 〉

소누출은 일반적으로 저압배관에서 나타나 는 현상으로 부식깊이가 배관두께를 초과할 때 나타난다. 이것을 식으로 표현하면,

$$f_3 = \text{배관 두께} - \text{최대 부식깊이} \quad (9)$$

$$= t - b g_{avg}(\tau_2 + \tau_0)$$

여기서, g_{avg} =평균부식속도 τ =시간이다. b 는 최대 부식깊이가 평균 부식 깊이의 약 2배인 것을 감안하여 2를 사용하였다[3]. 이를 소누출이 일어날 시간으로 다시 표현하면

$$\tau_2 = \left[\frac{t}{b} g_{avg} \right] - \tau_0 \quad (10)$$

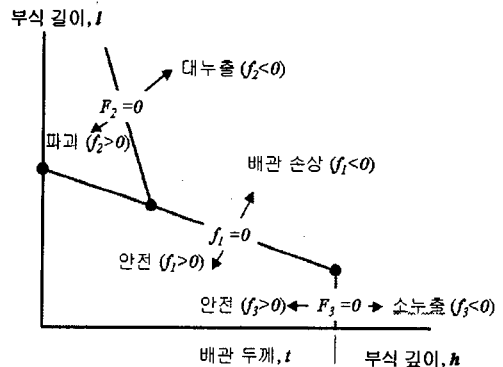


Fig. 1 Selection of failure mode.

〈 손상모드 예측 〉

손상모드 판단은 위 판단기준 f_1, f_2, f_3 를 사용하여 판단한다. 참고로 실제 적용시 저압 도시가스 배관은 부식원인에 의한 누출여부 판단은 두 번째, 세 번째의 판단기준만으로도 평가가 가능하다고 본다. 이는 균일하고 넓은 부식손상보다는 피복결함으로 인한 국부부식이 대부분을 차지하기 때문으로도 볼 수 있다. 실제로 국내 도시가스 배관 사고사례를 보더라도 부식으로 인해 파단까지 발전한 사례는 아직 발견되지 않았다. 그럼 4에 위 세가지 판단방법에 대해 부식깊이와 넓이의 함수관계로 도식화 하였다.

손상모드 판단절차를 다음과 같다.

- ① f_1 식으로부터 손상에 이르는 시간(τ_1)을 계산한다.
- ② f_3 식으로부터 소누출이 일어날 시간(τ_2)을 계산한다.
- ③ 만약, $\tau_2 < \tau_1$ 즉, 소누출이 일어날 시간이 더 짧으면 소누출로 판단한다.
- ④ 만약, $\tau_2 > \tau_1$ 즉, 대누출, 파단이 일어날 시간이 더 짧으면 τ_1 에서 f_2 를 계산하여, $f_2 > 0$ 이면 파단, $f_2 < 0$ 이면 대누출로 판단한다.

2.3. 손상확률 예측

배관은 일반적으로 부식 등의 원인으로 시간경과에 따라 강도 즉, 저항력이 떨어진다. 그러나, 이를 고려하지 않고 계속 초기 운전압력을 유지하게 되면 손상이 발생한다.

〈 대누출의 손상확률 〉

손상확률 예측에는 그림 2와 같이 일반적으로 하중/저항(Load/Resistance) 모델이 사용된다.

이러한 접근방법은 배관내부 진단장비(In-Line Inspection Tool ; 일반적으로 Pig라 불림)를 사용하여 발견된 결함을 수리하지 않고 계속 사용하는 경우에 적용되는 손상확률 접근방법이다. 또한, DCVG를 이용해 결함부위를 찾아 굴착을 행하였을 경우에도 접근 가능한 방법이다.

일정한 결함을 가지고 있는 배관의 손상확률을 계산하기 위해서는 일반적으로 로그정규분포가 가정된다[6, 7]. 하중(운전압력)과 저항(배관강도)를 결합하여 손상확률을 표현하며, 다음과 같이 표현된다.

$$P_{failure} = 1 - \Phi(\beta) \quad (11)$$

$$\beta = \frac{\ln \left[\frac{P_{Burst50}}{P_{Operating50}} \right]}{\sqrt{\sigma_{\ln B}^2 + \sigma_{\ln O}^2}} \quad (12)$$

여기서, Φ 는 표준 정규분포 곡선 아래의 면적(Standard Cumulative Normal Distribution)

을 말하며 β 는 Safety Index로 표현된다. $\sigma_{\ln B}$ 는 파손압력의 로그분포 표준분산 값으로, 전형적으로 (0.20 + 두께감소율)을 사용한다. $\sigma_{\ln O}$ 는 운전압력의 로그분포 표준분산 값으로 일반적인 경우 0.2를 적용한다. $\sigma_{\ln B}$ 과 $\sigma_{\ln O}$ 은 연구자들간 차이가 난다. 또한, $P_{Burst50}$ 은 평균 파손압력이고, $P_{Operating50}$ 은 평균 운전압력을 말한다.

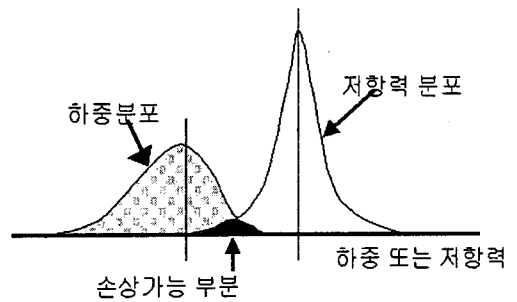


Fig. 2 Probability evaluation using distribution of resistance and load.

3. 예측 결과

〈 대누출의 손상확률 예측 〉

그림 3에 10kg/cm²으로 운전되는 400mm배관(7.9mm)에 5mm깊이 10cm넓이의 부식결함이 0.1mm/yr의 부식성장속도를 가진다고 가정하여 예측한 누적 손상확률을 나타내었다. 그림 4에는 연간손상확률을 예측한 결과를 나타내었다.

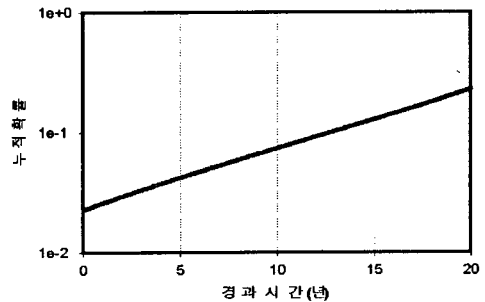


Fig. 3 Probability of failure before a given Time.

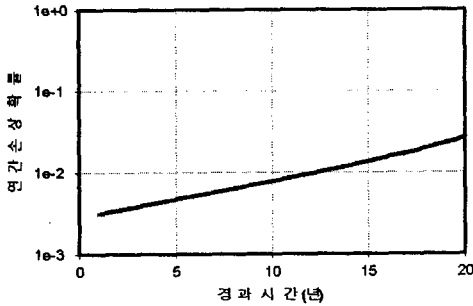


Fig. 4 Probability of failure as function of time (for large scale leak).

〈 소누출의 손상확률 예측〉

그림 6에 대누출 손상확률 예측과 같은 조건에서 부식성장속도 분포가 그림 5와 같이 Weibull분포로 주어질 경우 연간 손상확률 예측결과를 나타내었다.

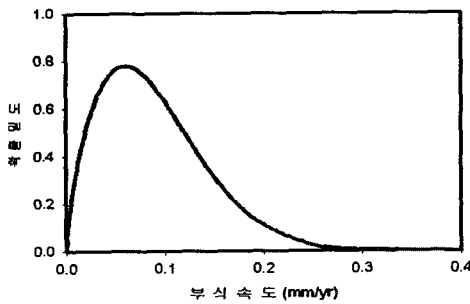


Fig. 5 Probability density function for corrosion growth rate.

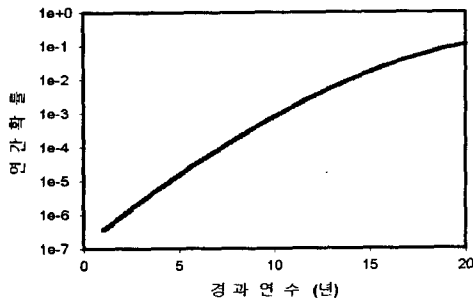


Fig. 6 Probability of failure as function of time (for small scale leak).

4. 결 론

본 연구에서는 Battelle에 의해 개발된 코드화 되어있는 ASME B31G의 모델을 이용하여 부식결함의 잔존강도를 평가하는 평가식을 제시하였다. 이 결과와 저항력과 운전압력의 관계를 이용하여 파단, 대누출, 소누출의 손상모드 예측하는 절차를 제시하였다. 또한 이 손상모드에 따라 배관의 하중분포와 저항력분포를 계산하여 손상확률을 예측할 수 있는 방법을 제시하였다. 배관의 손상확률에 부식속도 정보를 결합하면 일정기간 경과 후 손상확률도 예측할 수 있음을 보였고 이를 확률과 누적함수 도표로 제시하였다. 이 결과는 노후배관의 수명 또는 교체주기의 예측에 매우 유용하게 활용될 수 있을 것이라 판단된다.

5. 감사의 글

이 연구결과는 과학기술부와 한국과학기술기획평가원(KISTEP)의 국가지정연구실(NRL) 프로그램의 지원결과로 수행되었으며 연구비 지원에 감사 드립니다.

참 고 문 헌

1. API (2000) 'Risk Based Inspection Base Resource Document', API Publication 581, First Edition, May 2000, American Petroleum Institute.
2. ASME (1991) 'Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines', ANSI/ASME B31G Code.
3. Kiefner, J. F., Vieth, P. H. (1989) 'A Modified Criterion for Evaluation the Remaining Strength of Corroded Pipe', A Report for the Pipeline Corrosion Supervisory Committee of Pipeline Research Committee of American Gas Association, Project PR 3-805.
3. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J. and Duffy, A. R. (1973) 'Failure Stress Levels of Flows in Pressurized Cylinders', Progress in Flow Growth and Fracture Toughness Testing, ASTM STP 536, ASTM.
4. Bea, R. G. (1998) 'Risk Assessment &

- Management of Marine Pipelines', Proceedings Risk Assessment & Management of Marine Pipeline Systems Workshop, Houston, Texas.
5. Leis, B. N. et al (2000), 'Leak versus Rupture Considerations for Steel Low-Stress Pipelines', Bettelle, GRI Report No. GRI-00/0232.
 6. Bea, R. G. (1998) 'Pipeline Inspection, Maintenance and Performance Information System Progress Report', MMS.
 7. Bay, Y. and Yillcocks, J. (2000) 'Risk Based Inspection and Integrity Management of Pipeline System', ABS Consulting in Houston, TX, USA Offshore Technical Paper.