



운전압력 상향을 위한 천연가스배관의 신뢰성 검토

†백종현 · 김우식

한국가스공사 연구개발원

(2010년 8월 6일 접수, 2011년 8월 9일 수정, 2011년 10월 14일 채택)

Reliability Assessment for Pressure Upgrading of Natural Gas Transmission Pipelines

†Jong-hyun Baek · Woo-sik Kim

R&D Division, Korea Gas Corporation, Ansan 426-790, Korea

(Received August 6, 2011; Revised August 9, 2011; Accepted October 14, 2011)

요 약

국내 천연가스 주배관의 가스공급 최대허용운전압력이 6.86 MPa로 제한된 현재 상황에서 배관 관말압력저하를 해소하기 위해서는 배관을 증설 할 수밖에 없는데 이 경우 상당한 비용이 수반된다. 따라서 기존 배관과 설비를 활용한 해결 방안으로 송출압력을 더 높여 배관 운전압력을 상향 조정하여 공급하는 방법을 검토하였다. 배관에 대한 건전성 검토결과, 현재 시공된 배관은 7.85 MPa까지의 운전압력에서도 사용 가능하며, 연성과파괴에 대한 저항성을 나타내는 충격흡수에너지는 ASME B31.8에서 요구하는 수치보다 더 높은 값을 가지고 있으며, 외부충격 손상시 배관 변형을 위한 소요 하중은 배관 내압 증가에 따라 증가하였다. 그러나 배관의 운전압력이 증가함에 따라 가스 폭발 시 피해범위는 증가한다.

Abstract - It is required to construct the pipelines to eliminate pressure drop at the end of transmission line under limitation of maximum operation pressure of 6.86 MPa, however, it highly costs to build the pipelines and takes time-consuming job. Higher operation pressure compared to current operating pressure has been considered to resolve the problem of pressure drop without modification of the existing pipelines and facilities. As a result of the integrity evaluation, the existing pipelines can be operated up to 7.85 MPa in terms of wall thickness and have higher Charpy impact energy than required value in the ASME B31.8. However, Increment of operation pressure gives rise to increase potential impact area if the pipelines burst due to third party damages.

Key words : API 5L X65, charpy impact energy, potential impact area, uprating, wall thickness

1. 서 론

국내 천연가스 생산기지가 세 곳에 분산되어 있지만 주요 가스 소비 지역이 수도권과 부산권에 편중되어 있어 특정 시간대에 수요가 증가하면 배관 관말압력이 저하되는 현상이 발생할 수 있으며 국토 계획이 변경되거나 새롭게 수립되어 배관 말단 지역 인구가 증가하여 가스 사용량이 배관설계 단계와 달

라지는 경우가 생길 수 있다. 가스공급 최대허용운전압력이 6.86MPa로 제한된 현재 상황에서 배관 관말압력저하를 해소하기 위해서는 배관을 증설 할 수밖에 없는데 이 경우 상당한 비용이 수반된다. 따라서 기존 배관과 설비를 활용한 해결 방안으로 송출압력을 높여 배관 최대운전압력을 상향조정하여 공급하는 방법을 검토할 필요가 있다[1,2].

영국에서는 1984년부터 6.89MPa로 설계된 배관에 대하여 2006년까지 고압 공급배관 구간의 55% 인 2,863km 배관에 대하여 7.5~8.5 MPa로 운전압력을

†주저자:jhbaek@kogas.re.kr

상향하였으며, 독일에서는 35년 경과된 직경 30인치 두께 10.3~15.88 mm의 API X56, St53.7, St 60.7 배관에 대하여 100km 구간에 대하여 최대허용운전압력을 20% 향상시키는 작업을 실시하였다[1,2].

천연가스배관 운전압력 상향을 통해 배관의 천연가스 수송용량 증가를 확보 할 수 있으나 운전압력 상황에 따른 매설배관과 정압관리소와 같은 지상설비에 작용하는 응력은 증가된다.

증가된 응력상태에 대한 검증을 위하여 매설배관 및 지상설비의 설계자료, 건설이력 및 운영이력을 확보하여 시스템에 대한 구조적 건전성을 평가하기 위하여 과압 조건이 포함된 내압, 열하중, 내압과 온도에 의한 피로, 지반이동, 과하중, 건설하중 등을 입력자료로 활용하여 응력해석을 실시하여 설계요구조건에 허용하는 응력상태인지 여부에 대한 사전 검토가 필요하다.

상향된 운전압력에서 결함 배관의 사용적합성 평가를 위하여 배관내부검사를 수행한 후, 결함 배관에 대해서는 ASME B31G, API 579 또는 BS 7910 절차에 따라 사용적합성 평가를 실시하고 그 판정 결과에 따라 배관교체 또는 보수를 실시하여 배관의 건전성 검증이 입증되면 운전압력 상향이 가능하다. 또한, 상향된 운전압력에서 연성균열전파저항에 필요한 최소 충격흡수에너지값에 대한 검토를 ASME B31.8 또는 API 5L 규격에서 확인하고, 운전압력이 상향된 배관 구간에 대한 정량적 위험성 평가를 실시하여 대상 시스템에 대한 구조적 신뢰성과 안전성이 검증되면 운전압력 상향 작업을 실시할 수 있다 [3-7].

본 연구에서는 운전압력 상향시 구조적 신뢰성 검증을 위하여 배관분야에서 검토해야 할 항목 중 설계압력에 따른 배관두께, 충격흡수에너지 평가를 통한 연성파괴 저항성 평가, 가스 폭발시 피해 증가 범위 및 유한요소해석을 통한 외부 충격 손상시 소요하중 등을 국내 천연가스 주배관으로 사용되는 외경 30인치 API X65 배관을 대상으로 평가하였다.

II. 운전압력 상향에 대한 평가 결과

천연가스 배관 운전압력 상향시 배관의 건전성에 미치는 영향을 평가하기 위하여 배관두께, 연성파괴에 대한 저항성, 폭발피해 범위 및 타공사에 의한 외부충격 손상시 소요하중을 평가하였다.

2.1. 배관두께 검토

천연가스배관 운전압력 상향에 따른 배관 두께 요구사항을 검토 하였다. 국내 천연가스 배관 두께는

KGS FS451 code에 의해 계산된다[8]. 일반적으로 천연가스 배관 두께를 계산하는 기본 방법은 식(1)의 ASME B31.8 part 841.1.1 수식에 근거한다[9].

$$t = \frac{PD_o}{2SEFT} \tag{1}$$

- t : 배관의 최소두께 (mm)
- P : 설계압력 (MPa)
- D_o : 배관의 외경 (mm)
- S : 재료의 항복강도 (MPa)
- E : 길이이음의 용접효율 (SAW, ERW 및 Seamless 배관=1)
- T : 온도계수 (121℃ 이하=1)
- F : 설계계수 (0.8~0.4)
- Location class 1, Division 1=0.8
- Location class 1, Division 2=0.72
- Location class 2=0.6
- Location class 3=0.5
- Location class 4=0.4

Location class가 4인 경우 설계계수는 0.4이며 국내에서는 가급 배관으로 규정하고 있다. 설계계수가 0.5인 Location class 3 배관은 나급 배관으로 규정하고 있다. 가급지역은 지상 4층 이상의 건축물 밀집 지역 또는 교통량이 많은 지역으로서 지하에 여러 종류의 공익시설물이 있는 지역이며 그 이외의 지역은 나급으로 분류하고 있다[8].

외경 30인치 API X65 가급과 나급 배관에 대하여 설계압력 변화에 따른 배관두께와 두께여유도를 표 1에 나타내었다.

내압 6.86MPa에서 가급 배관의 두께는 14.6mm이며, 8.23MPa에서는 17.5mm의 배관 두께가 필요하다.

Table 1. Required wall thickness with variation of internal pressure for API X65 of location class "Ga" and "Na" in KGS FS451 code

Pressure (MPa)	Location Class (D.F)	Wall thickness (mm)	Thickness tolerance (%)
6.86	"Ga"	14.60	16.60
	"Na"	11.68	18.32
7.85	"Ga"	16.68	4.69
	"Na"	13.34	6.71
8.23	"Ga"	17.50	0.00
	"Na"	13.99	2.17

Table 2. Required wall thickness and constructed wall thickness for API X65 at location class "Ga" and "Na"

Location class (D.F)	Pressure (MPa)	Calculated thickness (mm)	Constructed thickness (mm)
"Ga" (0.4)	6.86	14.60	17.5
	7.85	16.68	17.5
"Na" (0.5)	6.86	11.68	14.3
	7.85	13.34	14.3

나급 배관은 내압 6.86MPa에서 배관의 두께는 11.68mm이며, 8.23MPa에서는 13.99mm의 배관 두께가 필요하다. 가급 배관의 두께 여유도는 배관두께가 17.5mm 기준으로 평가하였으며 내압이 8.23MPa에서 6.86MPa로 감소할수록 16.6%까지 증가하였다. 현재 국내 천연가스 주배관으로 시공된 두께 17.5mm 가급 배관은 8.23MPa의 내압까지 운영 가능하다.

표 2에는 직경 30인치 API X65 배관에서 지역등급 가급과 나급에 대해 계산된 배관 두께와 실제 시공된 배관 두께를 내압에 따라 나타내었다. 운영압력이 7.85MPa인 경우에도 시공된 배관의 두께는 규격에서 요구하는 것보다 더 두꺼운 배관으로 시공되어 있다. 따라서 현재 시공된 배관은 7.85MPa 운전압력에서도 사용 가능하다.

2.2. 연성파괴에 대한 저항성

직경 16인치 이상의 천연가스 배관이 항복강도의 40~80%의 원주응력을 나타내는 압력에서 운영될 때는 파괴전파를 제어할 수 있는 파괴인성에 대한 규정을 설정하여야한다[9].

취성파괴제어는 충분한 연성 확보를 통해 보장하며 파괴인성 시험은 API 5L SR5 (충격시험 규정) 또는 API 5L SR6 (DWTT시험 규정)에 따라 실시한다.

충격시험 경우 평균 60% 이상 연성파면율을, DWTT 시험 경우 40% 이상 연성파면율을 나타내면 충분한 연성을 갖는 것으로 평가한다.

연성파괴제어를 위한 최소충격흡수에너지는 식(2)~식(5)를 이용하여 계산하도록 ASME B31.8 part 841.1.2 "Fracture Control and Arrest"에 규정되어 있다[9].

(a) Battelle Columbus Laboratories (BCL)
 $CVN = 0.0108\sigma^2(Rt)^{1/3}$ (2)

Table 3. Minimum impact energy to arrest ductile fracture (unit: Joule)

Location class (D.F)	Eqs.	Pressure	
		6.86MPa	7.85MPa
"Ga" (0.4)	BCL	7.27	9.50
	AISI	9.54	11.66
	BGC	8.73	9.98
	BSC	4.78	6.24
"Na" (0.5)	BCL	10.08	13.17
	AISI	12.80	15.63
	BGC	11.71	13.38
	BSC	7.07	9.23

(b) American Iron and Steel Institute (AISI)
 $CVN = 0.0315\sigma^{1.5}(R)^{0.5}$ (3)

(c) British Gas Council (BGC)
 $CVN = 0.0315\sigma R/t^{0.5}$ (4)

(d) British Steel Corporation (BSC)
 $CVN = 0.00119\sigma^2 R$ (5)

CVN : 충격흡수에너지 (ft-lb)

R : 배관의 반경 (in.)

t : 배관의 두께 (in)

σ : 원주응력 (ksi) , $\sigma = \frac{PD_o}{2t}$

P : 설계압력 (ksi)

D_o : 배관의 외경 (in).

식(2)~식(5)는 배관 반경, 두께 및 내압에 의해 발생하는 원주응력 인자로 구성되어 있다. 식(2)는 미국가스협회, 식(4)는 영국가스협회의회에서 제시한 식으로 원주응력, 반경 및 두께로 이루어져 있으나 식(3)과 식(5)는 미국철강협회와 영국제철에 의해 발표된 식으로 여기에는 배관두께 항이 제외되어 있다.

표 3에는 외경 30인치 API X65 배관에 대한 지역등급 가급과 나급에 대해 운전압력 변화에 따라 요구되는 배관의 최소충격흡수에너지를 식(2)~식(5)에 의해 나타내었다. 가급 배관에 비해 나급 배관의 경우가 더 높은 충격흡수에너지 요구치를 나타내고 있다.

ASME B31.8에서 제시된 4종류의 식에서 가장 높은 충격흡수에너지를 요구하는 식(3)에 따르면 운전압력이 7.85MPa에서는 배관 직경 30인치 API X65

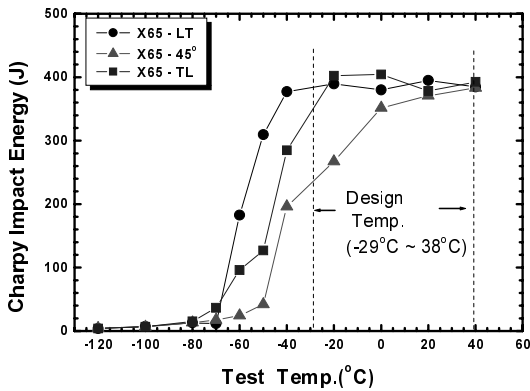


Fig. 1. Charpy impact energy for API X65.

배관의 연성파괴전과 방지를 위한 최소충격흡수에너지는 15.63J로 평가되었다.

그림 1은 ASTM E23 규격에 의거 실시된 국내 천연가스 주배관 재료인 API X65 배관의 온도 변화에 따른 충격흡수에너지 변화에 대한 실험결과를 나타낸 것이다[10].

X65-LT는 충격시험시 노치의 진행방향이 배관의 원주방향이며, 45°는 배관 길이방향의 45°이며, X65-TL은 배관과 평행한 방향이다.

내압에 의해 배관에서 파괴가 발생 할 경우에는 배관 길이방향으로 파괴가 발생하므로, 노치의 진행방향이 배관과 평행한 TL의 충격흡수에너지 값을 연성파괴저항성 평가 자료로 사용된다.

그림 1의 설계온도 구간에서 X65-TL의 충격흡수에너지 변화가 크지 않으나, 이후에는 충격흡수에너지가 급격히 감소하고 -60°C 이후에는 취성파괴 거동을 나타낸다.

천연가스 배관의 설계온도 범위에서 충격흡수에너지는 350J 이상을 나타내고 있으며, 350J 이상의 충격흡수에너지는 내압이 7.85MPa에서 ASME B31.8에서 연성파괴 제어를 위해 요구하는 최소충격흡수에너지인 15.63J에 비하여 상당히 높은 값이다.

따라서 현재 시공된 천연가스 주배관의 경우 운전압력이 6.86MPa에서 7.85MPa로 상향되더라도 연성파괴 전과방지를 위한 충격흡수에너지는 규격에서 요구하고 있는 수치에 비하여 충분히 높은 값을 가지고 있다.

2.3. 가스폭발시 피해범위

천연가스배관 운전압력 상향이 배관 폭발시 피해범위에 미치는 위험도를 ASME B 31.8S에서 제시된 방법으로 평가하였다. 위험도는 사고발생 가능성과

Table 4. Effect of internal pressure on the potential impact area

Outer Diameter (in)	Operation pressure (MPa)	Radius of potential impact (m)
30	6.86	199.1
	7.85	212.8
26	6.86	172.5
	7.85	184.5
20	6.86	132.7
	7.85	141.9

사고결과와의 조합에 의해 결정되며 사고발생 가능성 또는 결과의 감소에 따라 위험도는 감소한다.

사고발생 가능성이 동일한 경우 가스 폭발에 의해 영향을 받는 지역의 반경 범위는 식(6)에 의해 예측 된다[11]. 가스폭발에 의한 피해범위는 배관 직경과 배관의 운영압력으로 예측되며 배관 직경과 내압이 증가함에 따라 증가한다.

$$r = 0.00315d\sqrt{p} \quad (6)$$

r = radius of the impact circle (m)

d = outside diameter of the pipeline (mm),

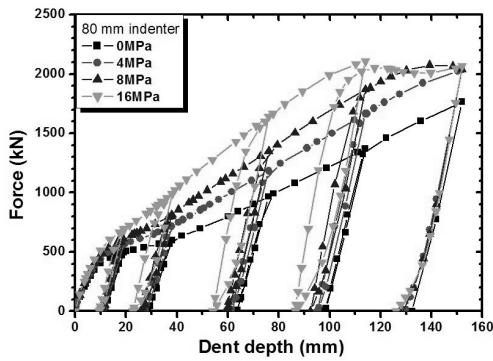
p = pipeline segment's maximum allowable operation pressure (kPa)

표 4는 내압 증가에 따른 가스 폭발시 피해범위를 식 (6)에 의해 계산된 결과이다. 직경 30인치 배관에서 내압이 6.86MPa인 경우 피해범위 반경은 199.1m이며 내압이 7.85 MPa인 경우에는 212.8m로 내압이 0.99MPa 증가함에 따라 피해범위 반경은 13.7m 증가한다. 즉, 천연가스 배관 운전압력이 6.86MPa에서 7.85MPa로 상향되는 경우 가스폭발에 의한 피해범위 반경은 6.9% 증가한다.

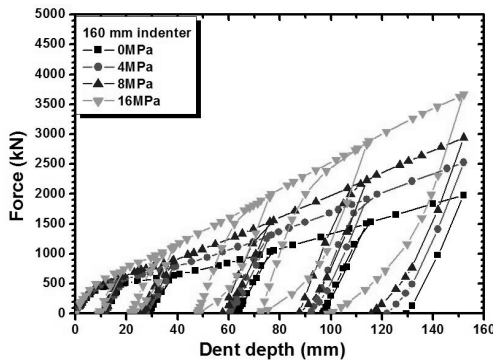
2.4. 외부충격 손상시 소요하중효과

천연가스 배관 운영압력 변화에 따라 텐트결함 생성시 소요하중 변화를 평가하기 위하여 탄소성 해석분야에서 일반적으로 사용되는 ABAQUS Ver. 6.9를 사용하여 유한요소해석을 실시하였다[12]. 배관은 외경 30 인치, 두께 17.5 mm인 외경 대 두께비 (D/t)가 43.54인 단일조건에 대해서만 평가하였다.

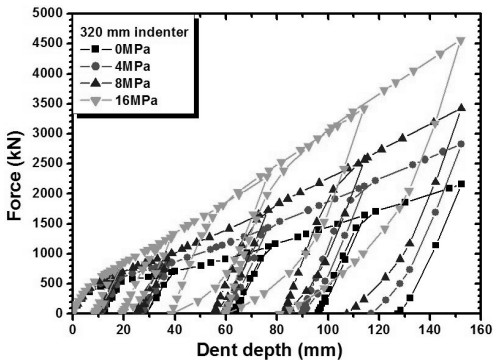
배관에 대한 모델링은 8절점 등매개변수 사각주 요소 (8-nodes isoparametric brick reduced integration



(a) indenter diameter : 80 mm



(b) indenter diameter : 160 mm



(c) indenter diameter : 320mm

Fig. 2. Force-dent depth with variation of initial internal pressure during denting

element, C3D8R)를 사용하였으며, 배관의 기하학적 형상, 하중 조건의 대칭성과 유한요소해석의 효율성을 위하여 1/4 대칭 모델을 사용하였다. 텐트결합 생

성시 사용한 압입자는 봉상형으로 끝 단면의 직경은 80, 160 및 320mm로 모델링 하였다. 텐트결합 생성 시 배관과 압입자 사이의 접촉현상을 구현하기 위하여 0.3의 마찰계수를 사용하여 surface 접촉조건을 설정하였다.

Brooker는 직경 914mm, 두께 6.4mm와 12.5 mm API X70 배관에 대하여 증장비에 의한 배관 관통 시 소요 하중을 유한요소해석을 통해 평가하였으며 내압이 0에서 12 MPa로 증가함에 따라 배관 관통시 소요하중이 409kN에서 461kN으로 증가하며, API X42 배관의 경우 내압이 0에서 3MPa로 증가함에 따라 162kN에서 165 kN으로 증가한다고 보고하였다[13].

Liu는 직경 24인치, 두께 6.35mm와 직경 36인치, 두께 12.5mm의 API X52와 API X65배관에 대한 유한요소해석 결과 배관 직경, 두께 및 등급에 관계없이 텐트결합 생성 시 소요 하중은 내압이 증가함에 따라 증가한다고 보고하였다[14].

그림 2는 압입자 직경이 80, 160 및 320mm인 경우에 대하여 내압이 없는 경우와 내압이 4, 8 및 16MPa인 경우의 텐트 깊이 변화에 따른 하중과 변위에 대한 유한요소해석결과이다.

유한요소해석시 배관 상단부에 압입자를 특정 위치까지 압입 후, 압입자를 제거하였으며, 이를 통해 압입자 제거 후의 배관의 변형잔류 깊이를 평가하였다. 압입자를 압입깊이에서 제거하면 배관의 잔류깊이는 감소하는데 이는 배관의 탄성회복에 의해 발생된 것이다.

내압이 있는 경우가 내압이 없는 경우에 비하여 동일 깊이의 텐트 결함을 생성하기 위해서는 더 많은 하중이 소요되었다. 천연가스 배관에서 내압이 있는 경우가 외부하중에 대한 저항성이 증가되는 것으로 평가되었으며, 또한 내압 증가와 함께 외부하중에 대한 저지 능력이 증가함을 알 수 있다.

III. 결론

천연가스 배관 운전압력 상향이 배관에 미치는 영향을 평가하였으며 그 결과를 요약하면 아래와 같다.

1) 배관두께 설계기준 검토결과, 현재 시공된 API X65배관은 7.85 MPa까지의 운전압력에서도 사용 가능하다.

2) 현재 시공된 API X65 배관은 7.85 MPa 운전압력에서 연성과괴 저항성을 나타내는 충격흡수에너지가 ASME B31.8에서 요구하는 수치보다 더 높은 값을 가지고 있다.

3) 배관 내압이 증가함에 따라 가스 폭발 시 피해 범위는 증가하며, 6.86 MPa에서 7.85 MPa로 운전압력이 증가하면 피해범위 반경은 6.9% 증가 한다

4) 외부충격 손상 시 배관 변형에 필요한 소요 하중은 배관 내압 증가에 따라 증가한다.

참고문헌

- [1] Howard G. Murphy, Jr., "Reconsideration of Maximum Allowable Operating Pressure: Costs and Benefits -Macroeconomic View", *Proceeding of Reconsideration of Maximum Allowable Operating Pressure for Class Locations*, March 21, (2006)
- [2] Mark Docherty, "Experience with the Pressure Up-rating of Gas Transmission Pipelines in the United Kingdom", *Proceeding of Reconsideration of Maximum Allowable Operating Pressure for Class Locations*, March 21, (2006)
- [3] Charanjit Jandu, Paul Cousens, Steve Wheat and Neil Bramley, "An integrated integrity management approach to uprating high pressure gas transmission pipelines and above ground installations", *IPC04-0604, Proceedings of International Pipeline Conference 2004*, Calgary, Alberta, Canada, American Society of Mechanical Engineers, (2004)
- [4] Francis, A, Edwards, A.M. & Espiner, R.J., "Guidelines For The Use of Structural Reliability and Risk Based Techniques To Justify Operation of Onshore Pipelines at Design Factors Greater Than 0.72", *Proceedings of 21st World Gas Conference*, Nice, (2000)
- [5] Rainer H., Thomas P., "Two-step method verifies uprating of older german gas pipeline", *Oil & Gas Journal*, March 1, (2004)
- [6] API RP 579, "Fitness-for-Service", American Petroleum Institute, (2007)
- [7] BS 7910, "Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures", British Standards Institution, (1999)
- [8] "Facility / Technical / Inspection / Safety Diagnosis Code for Pipes Outside of Producing and Supplying Places of Wholesale Gas Business", KGS FS451, (2009)
- [9] ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", (2010)
- [10] KOGAS Research Report, "A study on fracture behavior of natural gas pipelines", (1997)
- [11] ASME B 31.8S "Managing System Integrity of Gas Pipelines", (2010)
- [12] *ABAQUS version 6.9*, ABAQUS Inc., Rhode Island, USA, 2009.
- [13] Brooker D.C., "Numerical modelling of pipeline puncture under excavator loading. Part II: Parametric study", *Int. J. Pressure Vessels and Piping*, Vol. 80, Issue 10, pp. 727~735, (2003)
- [14] J.H. Liu, A. Francis, "Theoretical analysis of local indentation on pressured pipes", *Int. J. Pressure Vessels and Piping*, Vol. 81, pp. 931~939, (2004)