



부생가스 연료배관의 설계변경에 따른 안전성 평가

†윤기봉 · 응웬반장* · 위엔두안선* · 정성용* · 이주영* · 김지윤**

중앙대학교 기계공학부, *중앙대학교 대학원, **중앙대학교 에너지·안전연구소
(2013년 3월 4일 접수, 2013년 4월 15일 수정, 2013년 4월 19일 채택)

Safety Assessment of By-product Gas Piping after Design Change

†Kee Bong Yoon · Nguyen Van Giang* · Nguyen Tuan Son*

Seong Yong Jeong* · Joo Young Lee* · Ji Yoon Kim**

Dept. of Mechanical Engineering, *Graduate School,

**ESRI(Energy · Safety Research Institute) of Chung-Ang University, Seoul 156-756, Korea

(Received March 4, 2012; Revised April 15, 2013; Accepted April 19, 2013)

요약

공정플랜트에는 다양한 배관이 고압, 고온의 인화성, 폭발성 물질을 이송하고 있다. 잦은 설계 변경 및 증설 등으로 복잡한 형상으로 배관이 형성되어 있는 경우가 많으나 배관의 구조가 단순하여 실제 위험성에 비해 안전 관리가 부족한 경우가 많다. 본 연구에서는 국내 한 업체에서 부생가스를 연료로 사용하던 배관을 설계 변경하여 천연가스와 혼합하여 사용하도록 사례를 활용하여, 배관의 안전성을 평가 하는 방법을 제시하였다. 배관의 설계 변경 후 안전성을 ASME 기준에 따라 재평가하고, 배관의 주요 관리부위를 결정하는 방법을 제시하였다. 배관의 분기 및 루프 등이 다수 복잡하게 연결되어있는 가스혼합용 믹싱드럼 배관 시스템을 대상으로 해석하였다. 배관의 주요부위 응력 민감도를 이해하기 위해 배관의 지지대 구속조건 및 외부 온도를 변화시켜 가면서 이들의 영향을 연구하였다. 또한 부생가스가 포함하고 있는 수소가스에 의한 손상 가능성에 대해서도 논의하였다.

Abstract - Various process piping usually carries out high flammable and explosible gas under high pressure and high temperature. Due to frequent change of design and structure it becomes more complicated and compactly located. The safety management level is relatively low since it is considered as simply designed component. In this study a safety assessment procedure is proposed for complicated piping system around a mixing drum in which natural gas and by-product gases were mixed. According to ASME code, pipe stress analysis was conducted for determining design margin at some key locations of the piping. These high stress locations can be used as major inspection points for managing the pipe integrity. Sensitivity analysis with outside temperature of the pipe and support constraint condition. Possible effect of hydrogen gas to the pipe steel during the previous use of the by-product gas was also discussed.

Key words : safety assessment, by-product gas, piping, stress analysis, pipe support, hydrogen

1. 서론

우리나라 경제개발의 초기부터 국가 주요 산업의 역할을 맡아온 중화학공업은 최근에도 반도체, 자동

차 산업에 뒤지지 않는 중요한 기여를 계속하고 있어 여수, 울산, 대산 등의 정유, 석유화학 산업단지의 지속적인 생산 활동이 매우 중요하다. 산업단지의 공정설비는 60년대 또는 70년대에 처음 건설되었으므로, 그동안의 주력 제품의 변화 및 고도화 설비의 필요성 등으로 설비의 증설 및 변경이 자주 이루어져 왔다. 공정설비의 안전을 위해서는 설계 변경

†Corresponding author: kbyoon@cau.ac.kr

또는 용량 상향 등에 따른 변경관리가 필수적이다 [1-2]. 특히 설계 변경 및 개조에 따라 ASME 및 API 등의 국제 설계기준에 따른 안전성의 재평가는 이후 안전운전을 위해 중요한 일이다.

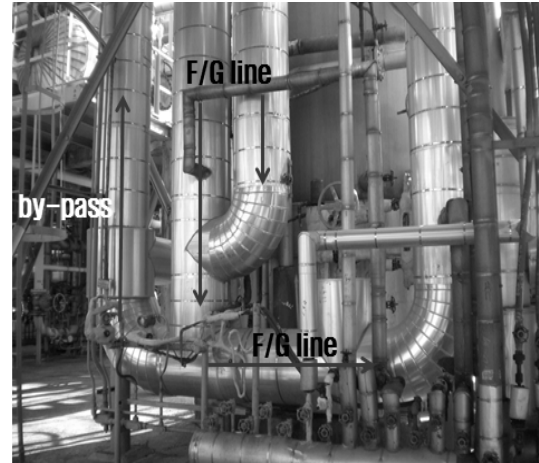
공정 설비의 특성상 다양하고 긴 배관이 고압, 고온의 인화성, 폭발성 물질을 이송하고 있으므로 타 설비에 비해서도 비교적 높은 위험성을 갖고 있다. 또한, 잦은 설계 변경 및 증설 등으로 최적화 되지 않은 복잡한 형상으로 배관이 형성되어 있는 경우가 있으므로 배관의 안전 관리가 더욱 중요하다.

그러나, 공정플랜트의 반응기, 가열로, 분해로 등의 다른 주요 요소에 비해서, 배관이 단순하므로 그 중요성에 대한 인식이 작은 경우가 많다. 예를 들어 공정플랜트의 효율적인 안전 검사를 위해 RBI(위험도기반 검사, Risk Based Inspection)기법을 이용한 안전관리가 도입되고, 손상기구를 고려하여 평가된 위험도에 따라 검사주기를 조절함으로써 효율적으로 안전성을 향상 시키고 있다[3-5]. 하지만, 공정 배관에 대해 주요 검사 부위 등을 결정하는 RBI 절차의 개발은 미흡하며, 지금까지는 특정한 배관[6] 또는 화력 발전소의 고온 배관[7]등에 대한 응력해석이 주로 수행되었고, 매설배관에 대해서만 주로 관리 기법이 개발되어 왔다[8-9].

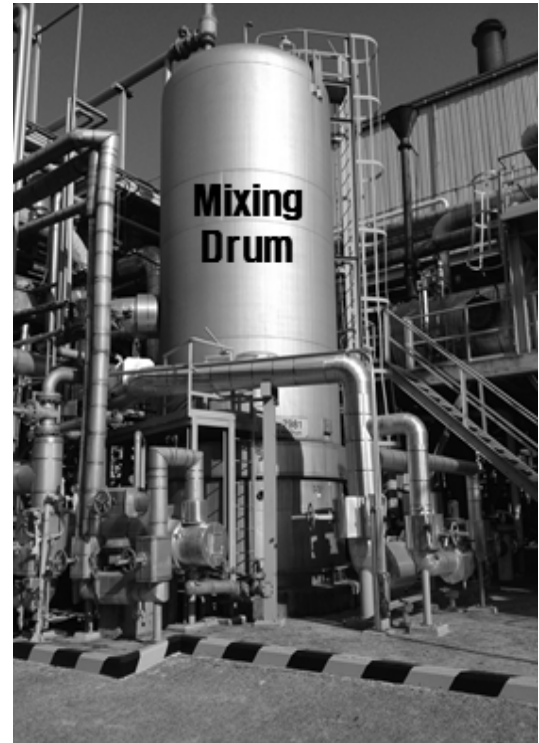
공정 배관의 경우 긴 배관의 주요 부위에서 발생하는 시스템 응력(combined stress 또는 system stress)을 해석 하여 응력이 높은 부위를 향후 검사 우선 부위 또는 주요 관리대상 부위로 선정하여 관리할 수 있다[10]. 응력이 높은 부위를 파손 확률이 높은 부위로 본다면, 누출시의 손실까지 고려하면 배관 RBI로 발전시킬 수 있다. 배관의 설계 변경 또는 구조 변경시 마다 이러한 주요 부위 선정을 위한 시스템 응력을 재평가하거나 배관 RBI절차를 도입하여 안전관리 대상 부위를 다시 선정하여야 한다.

본 연구에서는 공정플랜트에서 부생가스를 연료로 사용하던 배관을 설계 변경하여 천연가스와 혼합하여 사용하도록 공정을 변경한 한 국내 플랜트의 사례를 활용하여, 배관의 안전성을 재평가 하는 해석 방법을 제시하였다. 배관의 설계 안전성을 ASME 기준에 따라 재평가하고, 배관의 주요 검사부위를 결정하는 방법을 제시하였다. 이를 위해, 구조 변경에 따라 배관의 분기 및 루프 등이 다수 복잡하게 연결되어있는 가스혼합을 위한 믹싱드럼(mixing drum) 부근의 배관 시스템을 대상으로 해석하였다. 배관 주요 부위의 최대발생가능 응력을 높은 순위로 보여주었으며 배관의 응력의 민감도를 이해하기 위해 배관의 지지대(support) 구속조건 및 외부 온도 조건을 변화시켜 가면서 이들이 응력에 미치는 영향

을 연구하였다. 또한 부생가스의 경우 가스성분에 따른 수소손상의 가능성에 대해 논의하였다.



(b) Piping around the drum



(a) Mixing drum

Fig. 1. Complicated piping layout connected to the mixing drum

II. 해석 방법

2.1. 해석 대상 배관

국내 산업단지의 공정플랜트에서 여러 부생가스를 연료로 사용하다가 천연가스와 혼합하여 사용하기 위해 믹싱드럼에 천연가스 배관을 추가로 연결하여 구조 변경을 하였다. 믹싱드럼에 연결된 부생가스 및 천연가스의 인입 배관, 혼합가스를 내보내는 공급 연료배관 등 분기 및 루프 등이 Fig. 1에 보인 바와 같이 다수 복잡하게 연결되어있어 믹싱드럼 부근의 연결 배관군을 대상으로 해석을 수행하였다. 내부 사용가스의 압력 하중, 배관의 자중에 의한 하중 및 내부 가스온도에 의한 열하중 등을 고려하였다. 배관의 보온재 설치 여부도 반영하였다.

2.2. 배관 정보

해석 대상 배관군의 기본적인 설치 및 설계 정보와 각 사용연료에 따른 배관 사용조건은 Table 1 및 Table 2에 나타내었다. 또한 Table 2에 보온재 설치 여부를 표시하였다. 보온재가 설치된 부분은 ○로 설치되지 않은 부분은 X로 나타내었다. 150mm 관경의 N/G 배관은 Fig. 2에 보인 바와 같이 보온재가 적용되지 않았다.

배관 재질인 ASTM A53-B Gr B의 기계적 물성은 Table 3에 나타낸 바와 같다. 상온에서의 항복 강도는 241.3 MPa이었으므로, 해석 결과에 발생한 시스템 응력은 항복 강도에 대한 비율로 나타내었다. ASTM B31.3[11]에서는 38℃이하의 온도에서 항복 강도는 일정함을 제시하고 있으므로, 본 연구에서

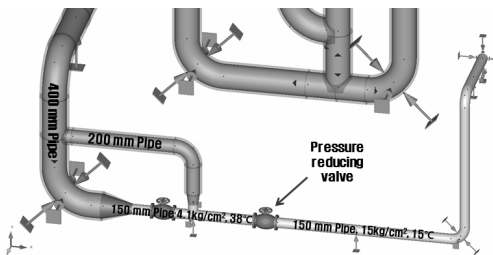


Fig. 2. Uninsulated pipe section

Table 1. Characteristics of the pipe section for stress analysis

Length (m)	No. of Supports	No. of Elbows	No. of Tees
78	9	19	5

설정된 0℃ ~ 30℃ 온도조건에서의 배관응력해석은 모두 동일한 241.3 MPa의 항복강도를 적용하였다.

2.3. 배관 응력해석 기준

배관의 열하중에 의한 응력, 자중에 의해 발생하는 시스템 굽힘 모멘트에 의한 응력 및 내압에 의한 응력 등을 조합하여 Von Mises 등가응력을 결정하였으며 이를 항복강도와 비교하여 안전율을 평가하였다. Von Mises 등가응력 계산에 사용된 식은 내압에 의한 원주방향 응력(hoop stress), 열팽창에 의한 길이방향 응력(longitudinal stress), 비틀림에 의한 전단 응력(torsional stress)을 합하여 아래와 같이 계산하였으며, 계산식은 다음과 같다[12].

Table 2. Specification and operating conditions of the pipe

Name	Diameter (mm)	Thickness (mm)	Materials	Pressure (kg/cm ²)	Temp. (°C)	Insulation
Fuel Gas Pipe	300	9.5	A53-B	4.1	38	○
	400	9.5	A53-B	4.1	38	○
Natural Gas Pipe	150	7.1	A53-B	35	15	X
	150	7.1	A53-B	4.1	38	X
	200	8.2	A53-B	4.1	38	○
	400	9.5	A53-B	4.1	38	○
Mixed Gas Pipe	250	9.2	A53-B	4.1	38	○
	400	9.5	A53-B	4.1	38	○

Table 3. Mechanical properties of ASTM A53 Gr B

Material	Yield Strength (MPa)	Ultimate Strength (MPa)	Longitudinal Modulus (GPa)
A53-B	241.3	413.7	200
Hoop Modulus (GPa)	Shear Modulus (GPa)	Density (kg/m ³)	Poisson's Ratio
200	80	7,833	0.3

$$\sigma_{VonMises} = \sqrt{(S_h^2 - S_L S_h + S_L^2 + 3S_t^2)} \quad (1)$$

S_h : hoop stress, S_L : longitudinal stress,
 S_t : torsional stress

○: installed (before pressure reducing valve)
 X: not-installed (after pressure reducing valve)

배관의 시스템 응력해석시에 외부온도는 20℃로 가정하여 해석을 수행하였고, 그 결과 응력 크기가 큰 상위 5개의 배관 부위에 대해서는 외부 온도의 변화에 따른 응력값의 변화를 알아보기 위해 해석을 수행하였다. 배관 지지대의 경우 구속조건에 따른 지지대의 유연성이 배관 응력 및 지지대 반력에 영향을 주게 되므로 이 영향에 대해서도 검토하였다. 또한 응력이 높은 배관 부위는 부생가스의 성분때문에 따라 배관의 손상 가능성도 있으므로 이에 대해서도 논의하였다.

III. 배관 모델링

3.1. 해석을 위한 프로그램

본 연구 대상 배관군의 해석을 위해 상용 솔버인 AutoPIPE (Version V8i) 소프트웨어를 사용하였으며 [12], 해석의 기준이 되는 코드는 ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping 코드[13]와 ASME B31.3 Process Piping 코드¹¹⁾를 적용하였다.

3.2. 모델링 방법

해석 대상은 2.1절에서 설명한대로 믹싱드럼 주변 배관으로 믹싱드럼에 인입되는 부생가스배관과 천연가스배관과 배출되는 혼합가스 배관이다. 35kg/cm²의 압력으로 인입되는 천연가스 배관이 감압밸브를 거치면서 4.1kg/cm²의 압력으로 감압되어 부생가스배관에 합류되어 믹싱드럼으로 인입된다. 원래 부생가스 배출을 위해 사용하였던 배출배관은 설계 변경 후에 부생가스·천연가스 혼합배관으로 용도 변경하여 사용된다. 기존의 사용 압력 및 온도는 용도 변경 후 사용 압력 및 온도와 동일하다고 가정하였다. 일반적인 형태의 지지대는 강제사이 마찰계수 조건인 0.8로 설정하여 축방향 슬라이딩 조건으로 해석하였고, 루프 구간 등 다른 형태의 지지대는 현장 실사를 통해 지지대의 구속조건을 달리하여 모델링 하였다. 배관의 단일 보온재는 40 mm 두께의 퍼얼라이트 재질(perlite)에 외부 알루미늄 케이싱이 설치 되어 있는 조건으로 해석하였다. 이때, 보온재의 밀도는 208 kg/m³으로 적용하였다. 케이싱 밖의 외부 온도는 20℃, 감압밸브 전 천연가스배관 내의

가스 온도는 15℃, 감압밸브 후 모든 금속 배관 내의 가스 온도는 실제 플랜트의 온도 조건인 38℃로 해석을 수행하였다.

3.3. 대상 배관시스템 모델

Fig. 3(a) 및 Fig. 3(b)에 대상 배관군의 전체적인 형상을 각각 다른 각도에서 본 형상으로 나타내었다. 믹싱드럼과 믹싱드럼으로 인입되는 천연가스배관 및 부생가스배관과 믹싱드럼에서 혼합되어 배출되는 혼합가스배관을 각각 표시하고 가스의 흐름을 표시하였다.

믹싱 드럼에 연결되는 배관, 엘보, 티 및 지지대 등의 주요 부위의 형상을 확대하여 Fig. 4~Fig. 6에

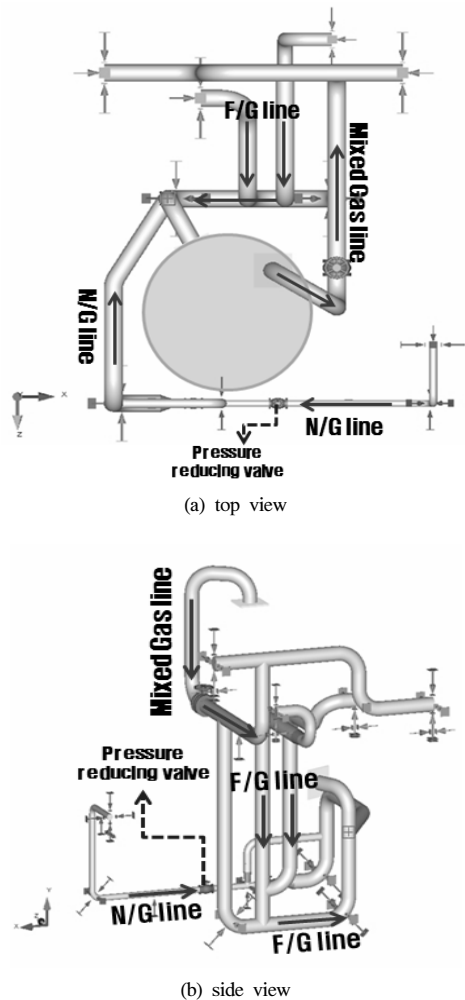


Fig. 3. Full piping model for stress analysis

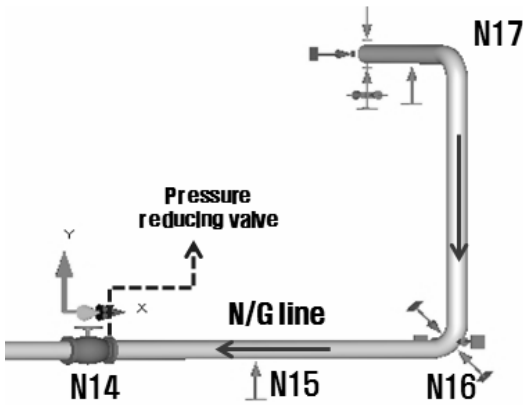


Fig. 4. High pressure natural gas inlet.

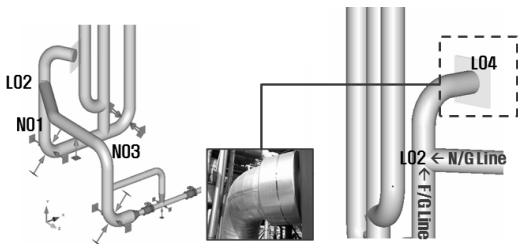


Fig. 5. Pipe connection between natural gas and fuel gas line

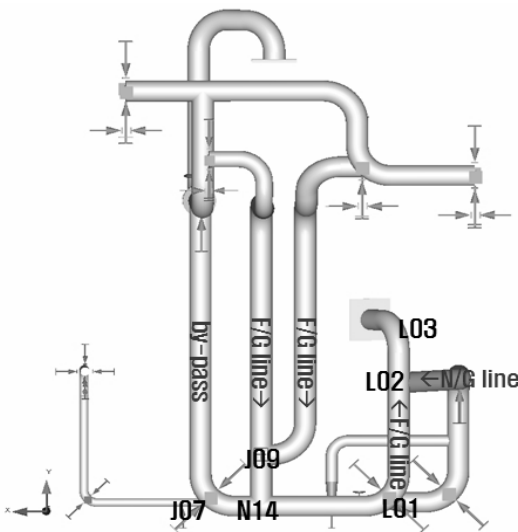


Fig. 6. Natural and fuel gas lines connected to the mixing drum

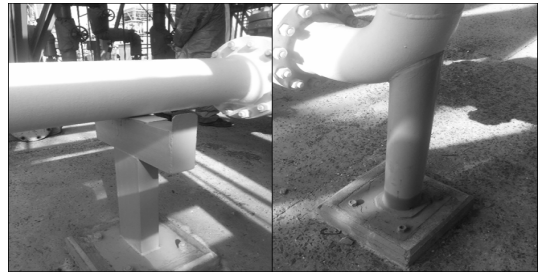


Fig. 7. Pipe support type: (a) shoe type (b) fixed type

나타내었다. Fig. 4에는 150mm 관경의 천연가스배관으로서 감압밸브 전까지의 구간을 나타내었다. 이 배관은 보온재가 없는 배관이며, 감압밸브 전까지의 운전조건은 35kg/cm^2 , 15°C 이다. Fig. 5에는 감압밸브 이후 150mm 관경의 배관이 각각 200mm, 300mm 관경의 배관으로 확대되어 부생가스 인입배관으로 합류되는 구간을 나타내었다.

부생가스와 천연가스가 믹싱드럼으로 인입되는 배관 형상을 Fig. 6에 나타내었다. 양 방향으로 부생가스배관이 형성되어 있으며 이중 한 배관은 바이패스 배관으로 사용된다. 해석시는 바이패스 배관 또한 동일한 내압이 작용된다고 가정하여 해석하였다.

배관과 드럼의 연결부위는 앵커(anchor)로 완전 구속 조건으로 해석을 수행하였다. 하지만 이는 배관 두께에 따라서 과도한 구속조건일 수 있으므로 현장 조건에 따라 달리 해석하여야도 된다.

배관 지지대의 형태는 Fig. 7에 보인 바와 같이 슈(shoe) 타입 지지대 및 고정형 지지대로 분류된다.

IV. 결과 및 토의

4.1. 배관 응력

해석 결과 시스템 응력이 큰 상위 5개의 위치를 Table 4에 요약하여 정리하였으며, 응력이 높은 배관의 위치를 확대하여 Fig. 8(a)~Fig. 8(d)에 점선원으로 나타내었다.

배관의 응력이 가장 큰 부분은 Fig. 8(b)에 N16 지점으로서 150mm 관경의 천연가스 배관이 400mm 관경의 천연가스 배관으로 확대되기 직전의 엘보이며 고정형 지지대에 연결된 부분이다. 20°C 의 외부 온도조건에서 N16에는 72.81MPa 의 응력이 발생되며 이는 주로 열변형에 의한 열응력이다. 특히 굽힘하중이 집중되는 엘보우인 N16부위를 구속하여 열변형이 자유롭지 않고 또한 관경이 작아 타 배관에 비해 굽힘응력이 크게 작용하였다고 볼 수 있다.

Table 4에 상위 5개 위치에서의 응력 및 응력/항복 강도의 비를 나타내었다. 최대응력 위치인 N16에서의 응력/항복강도의 비는 0.30으로 항복강도의 30%에 해당되는 응력을 받고 있었다. 믹싱드럼에서의 배출되는 혼합가스배관과 믹싱드럼으로 인입되는 부생가스배관의 바이패스라인이 만나는 T부인 J06에서 발생된 응력은 54.47MPa이며 응력/항복강도의 비는 0.25이었다. 응력이 높게 발생하는 부위는 티나 엘보 등 배관 분기점과 곡관부이었으나, 대략 항복강도의 30% 미만이므로 설계 변경에 의해서도

ASME코드에 따른 배관의 안전성 및 건전성은 확보되어 있다고 판단할 수 있다.

4.2. 외부 온도에 따른 배관응력 변화

앞절에서 확인된 바와 같이, 배관의 설계 변경에도 사용상 안전하다는 판단은 코드에서 정한대로 배관의 외부 온도가 20°C인 조건에서 확인된 것이다. 실제의 사용 환경을 고려하여, 이 상위 5개의 배관 부위를 대상으로 외부 온도가 변하는 경우에 외부 온도가 응력에 미치는 영향을 조사하였다. 외부 온

Table 4. Combined stress and stress/yield strength ratio at top 5 high stress locations

No	Point	Combined Stress (MPa)	Stress/Yield Strength Ratio
1	N16	72.81	0.30
2	N07	67.46	0.28
3	N11	65.51	0.27
4	J08	64.40	0.27
5	J06	54.47	0.25

Table 5. Variations of combined stress with outside air temperature

No	Location	Combined Stress (MPa)			
		0°C	10°C	20°C	30°C
1	N16	230.98	154.22	72.81	35.75
2	N07	214.3	138.76	67.46	4.38
3	N11	205.94	133.2	65.51	13.31
4	J08	122.88	94.48	64.4	32.43
5	J06	58.91	69.57	54.47	41.78

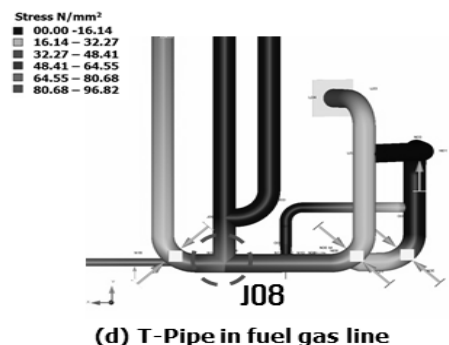
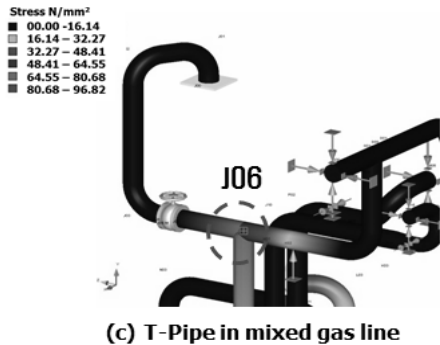
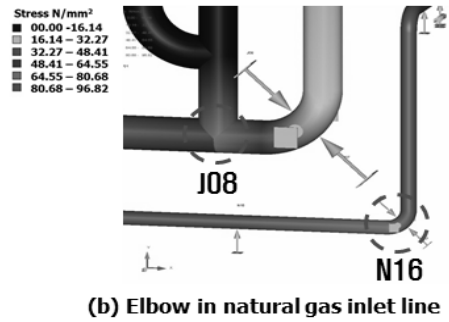
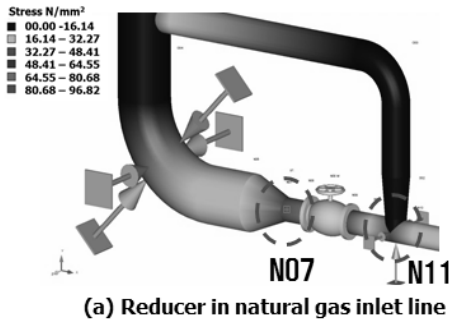


Fig. 8. Five locations in the pipe with high stress results.

도를 0°C에서 30°C까지 10°C 간격으로 변화시켜 여러 온도조건에서 배관 응력해석을 수행하였다. Fig. 8과 Table 5에 외부온도에 따른 배관 응력변화를 나타내었으며, Table 6에는 외부온도에 따른 응력/항복강도 비 변화를 나타내었다.

대부분의 지점에서 외부온도가 감소함에 따라 배관에 작용하는 응력이 증가함을 알 수 있다. 특히 배관 내부 가스의 온도와 외부 대기 온도의 차이가 가장 큰 외부 0°C의 조건에서는 배관의 시스템 응력이 상당히 증가함을 알 수 있다. 따라서, 동절기에 외부 대기 온도가 더 낮아지면, 상위 지점에서의 시스템 응력은 더욱 증가될 수 있으므로, 이 위치들은 안전성에 영향을 주는 주요 부위로 지정하여 안전성을 재평가 하여야 한다. 현재에도 항복강도 대비 응력이 최고 96%에 해당되어, 실제 배관의 항복강도 또는 인장강도 값의 정확한 데이터를 확보하여 재평가 하여야 한다.

특히 단열재가 설치되어 있지 않은 N07, N11, N16 등에서 응력이 높게 나타났다. 하지만 이 세 곳

의 부위에서 응력이 높은 이유는 단열재의 설치와는 무관하다. N16에서 모델링에 단열재를 반영하여도 0°C 조건에서 응력이 230.55MPa로서 단열재가 없는 경우의 230.98MPa과 거의 차이가 없기 때문이다. 응력이 높은 이유는 배관의 관경이 작고, 내압이 높아서 원주방향 응력 뿐이 아니라 배관의 길이 방향 응력도 다른 배관에 크게 나타나기 때문이다. 이와는 달리 믹싱드럼에서 배출되는 혼합가스배관의 티부위인 J06는 다른 포인트들에 비해 외부온도에 따른 변화가 크지 않았다.

4.3. 지지대 구속 조건의 영향

지지대의 조건은 배관시스템 해석에서 매우 중요한 입력 변수이다. 앞 절의 해석 결과는 배관시스템에서 고정형의 지지대 조건을 완전 구속으로 가정하여 해석을 수행한 결과이다. 하지만, 볼트 체결 또는 용접 등으로 완전 구속 조건으로 배관을 고정하여도 현실적으로는 약간의 유연성이 있을 수 있으므로 이

Table 6. Variations of stress/yield strength ratio with outside air temperature

No	Location	Stress/Yield Strength Ratio			
		0°C	10°C	20°C	30°C
1	N16	0.96	0.64	0.3	0.15
2	N07	0.89	0.57	0.28	0.02
3	N11	0.85	0.55	0.27	0.06
4	J08	0.51	0.39	0.27	0.13
5	J06	0.24	0.29	0.25	0.17

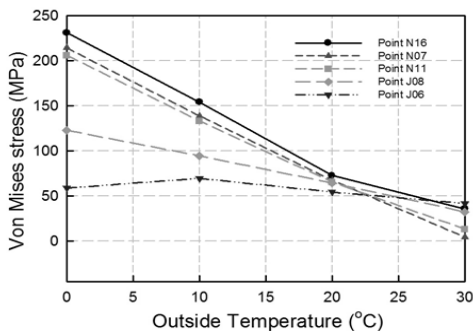


Fig. 9. Dependence of pipe combined stress on outside air temperature

Table 8. Change of support reaction forces with reduced support constraint

No	Location	Support Reaction Force(kN)	
		Rigid	Gap=0.5mm
1	L02	176.24	34.46
2	J07	169.21	39.67
3	N05	72.39	8.98
4	N16	53.94	0.00
5	N11	17.21	4.25

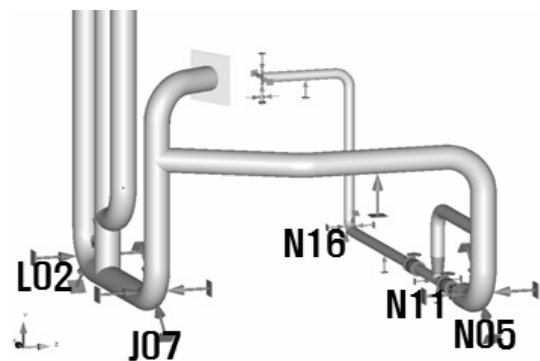


Fig. 10. Locations with high support reaction forces

Table 9. Change of combined stress and stress/yield strength ratio under different support constraint conditions

No	Location	Combined Stress (MPa)		Stress/Yield Strength Ratio	
		Rigid	Gap=0.5mm	Rigid	Gap=0.5mm
1	N16	72.81	35.55	0.30	0.15
2	N07	67.46	10.96	0.28	0.05
3	N11	65.51	9.34	0.27	0.04
4	J08	64.4	15.37	0.27	0.06
5	J06	54.47	47.49	0.27	0.20

를 배관 응력해석에 반영하면 더욱 현실적인 해석 결과를 얻을 수 있을 것이다. 완전구속 조건으로 해석하면 응력해석 결과는 보수적으로 나타난다. 배관 지지대의 반력이 높은 곳의 위치를 Fig. 10에 나타내었다.

본 절에서는 완전 구속조건을 변경하여 지지대의 유연성에 따른 배관 응력 및 지지반력 변화를 알아보기 위해 지지대가 모든 방향으로 0.5mm 간극이 있다고 가정하고 해석을 수행하였다. 이와 같이 지지대 구속조건을 완화했을 때의 지지반력 변화를 Table 8에 나타내었으며, 응력과 응력/항복강도 비 변화를 Table 9에 나타내었다.

해석수행 결과, 지지반력 상위 5개 지점 모두 지지대의 반력이 크게 줄어들었음을 알 수 있으며, 반력 상위의 위치 또한 바뀌었음을 알 수 있다. 따라서, 배관 지지대의 구속요건은 완전구속으로 하면 보수적인 결과를 얻을 수 있는 장점은 있지만, 더욱 현실적인 해석 결과를 위해서는 지지대의 구속조건에 대한 최적값의 입력이 매우 중요하다고 볼 수 있다.

배관 주요부의 응력 상위 5개 지점의 응력 및 작용응력/항복강도 비 또한 지지대의 구속요건 완화에 따라 크게 줄어들었음을 Table 9에서 알 수 있다.

보통 배관해석은 한 연속된 라인을 하나의 배관 시스템으로 보고 시스템 응력해석을 수행한다[14]. 본 연구에서는 이러한 경우와 달리 믹싱 드럼을 중심으로 복잡하게 연결되어 있는 여러 배관군을 하나의 시스템으로 보고 해석을 수행한 특징이 있다고 볼 수 있다.

4.4. 수소손상의 가능성

부생가스 배관으로 사용된 ASTM A53 Gr B는 탄소 0.3%, Ni, Cr, Mo, V 등이 함유된 탄소강 강관이

다. 설계 변경 이전 20년이상 사용된 배관의 부생가스는 탄화수소 계열의 연료 성분 외에 7.5%의 수소가스와 약간의 H₂S를 포함하고 있으므로 이 수소에 의해 용접부 등에 발생했을 수 있는 수소 손상에 대해서도 점검이 필요할 수 있다. 기존의 연구 결과를 보면[15-16], 수소가 강관에 침투하는 경우 강재의 인장강도에는 큰 영향을 미치지 않으나, 연신율이나 인성은 약화시키는 경향이 있는 것으로 알려져 있다. 하지만, 배관 내부 가스에 어느 정도 이상의 수소 함량이 이러한 영향을 주는 지가 아직 알려져 있지 않고, 온도, 압력 등의 조건도 알려져 있지 않으므로 본 부생가스 배관에 수소손상이 발생할 지의 여부를 판단하기는 어렵다. 다만, 용접부의 경우 수소 분위기가 재료의 강도도 저하시키는 것으로 보고되고 있으므로 배관의 응력해석에 의한 고응력 부위에 용접부가 존재하는 경우에는 수소에 의한 손상이 없는지 비파괴 검사 등으로 확인하여 안전성을 확보하여야 천연가스와의 혼합 배관으로 연속 사용이 가능할 것으로 판단된다.

V. 결론

본 연구에서는 공정플랜트에서 부생가스와 천연가스의 혼합사용을 위해 설계 변경되어 배관의 분기 및 루프 등이 복잡하게 제시공된 믹싱드럼 부근의 천연가스배관, 부생가스배관 및 혼합가스배관을 대상으로 안전성을 평가하였다. 열하중, 내압 및 자중에 의한 배관의 시스템 응력 해석을 수행하였다. 외부 온도 20℃ 조건에서 응력 발생 상위 5지점을 확인하였다. 외부온도에 따른 배관 응력변화를 조사하였다. 또한 배관 시스템 해석에서 중요한 입력 변수인 지지대의 구속 조건을 변경하여 배관 응력 및 지지대 반력 변화를 확인하였다. 해석 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

(1) 연속되어 있는 한 개의 배관 라인에 대한 응력 해석이 아닌, 공정플랜트 기기(믹싱드럼)를 중심으로 기기에 연결되어 있는 여러 배관군을 대상으로 시스템 응력해석을 수행한 사례를 제시하였다. 발생 응력이 높은 주요 부위는 티, 엘보, 단면변동부 등이었다. 설계 변경후에도 발생하는 응력은 항복강도의 30% 수준으로 안전성을 확보하였다.

(2) 배관의 외부 온도와 내부 가스온도의 차이를 클수록 열응력에 의한 시스템 응력이 상승한다. 따라서 동절기 등에는 응력 상위부인 엘보, 티, 단면변동부 등의 시스템 응력이 항복강도 수준으로 높아질 수 있으므로 온도 차이에 의한 응력 상위부의 안

전성에 대해서는 실제 강도 데이터를 근거로 재평가할 필요가 있다.

(3) 지지대 구속조건을 완전구속 조건으로 해석하는 경우 해석 결과가 보수적인 이점은 있으나, 현실적 해석을 위해서는 배관 지지대의 구속조건을 적절히 입력하여야 한다. 지지대의 간극을 0.5mm로 완화하여 해석한 경우 주요 부위의 응력 및 지지대의 하중이 크게 줄어들었다.

(4) 응력 상위 부위의 티 등에는 용접부기 존재할 수 있으므로, 7.5%의 수소가스 및 H₂S를 포함하고 있는 부생가스를 장기간 사용한 경우에는 수소손상이 우려되므로 안전성 확보를 위한 검사가 필요할 수 있다.

감사의 글

이 논문은 2010년도 정부(교육과학기술부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구입니다(No. 2010-0029816). 또한, 본 연구의 일부는 한국가스안전공사 용역 지원에 의한 것이며 관계자 여러분께 감사드립니다.

참고문헌

- [1] Yoon, I.S., Kim, K.H. "Safety Status and Countermeasures of Energy and Chemical Industrial Complex", Gas Safety Magazine, Korea Gas Safety Corporation, (2004)
- [2] Yoon, S.J. "Suggestions for the Safety Management of the Petrochemical Industry", Journal of Petrochemical Industry Association, pp1-8, (2006)
- [3] Song, J.S., Shim, S.H., No, W.H., Park, J.H., Choi, S.C., Kwon, J.R., Kim, J.Y., Yoon, K.B. "A Study on Surveying Functions of RBI Software", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 5, No 4, pp56-61, (2001)
- [4] Choi, J.W., Seo, J.M., Choi, S.C., Yoon, K.B. "Development of Damage Mechanism Information System for Refinery Plants", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 10, No 1, pp32-37, (2006)
- [5] Choi, J.W., Yoon, K.B. "Development of Risk Based Inspection (RBI) Procedures for Optimized Preventive Maintenance Planning of Energy Plants", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 15, No 1, pp74-80, (2011)
- [6] Shin, K.I., Yoon, K.B. "A Study on Failure Mode of Pipe Elbows with Wall Thinning", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 14, No 6, pp51-56, (2010)
- [7] Kwon, Y.M., Ma, Y.W., Cho, S.W., Yoon, K.B. "Stress Analysis and Residual Life Assessment of T-piece of High Temperature Pipe", Journal of the Korean Society of Safety, Vol 20, No 3, pp34-41, (2005)
- [8] Kim, T.W., Sung, J.S., Cho, Y.H. "Development of Risk Evaluation Program of Underground Gas Pipeline", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 4, No 2, pp37-45, (2000)
- [9] Ma, Y.W., Kim, J.Y., Yoon, K.B., Jo, Y.D. "A Study on Accidents of Buried Pipeline Crossing River", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 14, No 6, pp51-56, (2010)
- [10] Kim, J.Y., Yoon, K.B. "System Stress Analysis of Piping and Integrity Assessment" Report to Korean Gas Safety Corporation, ESRI (Energy · Safety Research Institute) of Chung-Ang University, (2013)
- [11] ASME B31.3 Process Piping, (2010)
- [12] AutoPIPE V8i(SELECTseries 3) Tutorial Manual, Bentley Systems Inc (2011)
- [13] ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping System, (2010)
- [14] Jeong, S.Y., Son, N.T., Yoon, K.B., Pham, V. D., Yoo, J.M., Kim, J.Y. "Structural Integrity Evaluation by System Stress Analysis for Fuel Piping in Process Plant", Journal of the Korean Society of Safety, Vol 28, No 3, (2013)
- [15] Jang, S.Y., Ma, Y.W., Lee, J.S., Yoon, K.B. "The Evaluation of Hydrogen Embrittlement for Metal using the Small Punch Test", Journal of the Korean Institute of Gas, pp183-186, (2006)
- [16] Han, J.O., Lee, Y.C., Lee, J.S., Chae, J.M., Hong, S.H. "A Study of Hydrogen Embrittlement on a Material of CNG Storage Tank", Journal of the Korean Institute of Gas, Vol 15, No 2, pp9-14, (2011)