

외국 배관손상 사례분석

Incidents Study in Pipelines

김 우 식*·김 철 만*·홍 성 호*

W. S. Kim · C. M. Kim · S. H. Hong

(1997년 3월 28일 접수, 1997년 9월 5일 채택)

1. 서 론

현재 우리나라에는 상당량의 천연가스 배관 및 송유관이 지하에 매설되어 있고 그 길이는 매년 큰 폭으로 증가하고 있다. 이러한 배관은 배관건설공사 및 공사후 유지, 보수 관리시 배관의 파괴와 관련된 여러가지 상황이 존재할 수 있다. 즉 외부에서 작용하는 다양한 요인이나 배관 내부요인에 의해 배관이 완전한 파단까지는 이르지 않더라도 손상을 받는 경우가 생긴다. 배관에 손상이 발생하였을 때 그 원인을 규명하고 처리방안을 마련하는 작업이 필요하다. 이러한 것들을 사전에 미리 예방하고 손상해석을 올바르게 하는데 필요한 것이 배관손상사례에 대한 데이터베이스이다.

데이터 취합 및 분석은 가스공급산업의 안전기록이 평가될 수 있는 의미있는 형태로 손상데이터를 모으고, 올바른 행동이 필요한 곳에 자료를 제공하며 손상이 계속 일어나는 영역이나 항목에 연구를 집중하기 위해서 이다. 또한 사고의 빈도 및 가능성에 대한 실질적인 자료를 제공하기 위하여 데이터를 수집한다. 아직 국내에서는 배관손상에 대한 구체적인 데이터분석작업이 이루어지지 않고 단순한 통계수준에 머물러 있다. 본고에서는 주로 미국의 가스, 석유배관에 대한 데이터를 중심으로 배관손상사례에 대한 분석자료를 정리하여 국내

배관안전분야 종사자들이 업무추진시 참고자료로 제공하고자 한다.

2. 가스 및 석유배관 손상사례 분석^{1~6)}

2.1 미국에서 1970년~1984년의 가스배관 손상 사례 분석

Table 1은 미국 운수성에서 1970년부터 1984년까지 가스배관 손상사례를 분석한 데이터로서, 천연가스 배관 손상의 주요인은 배관 외부힘에 의한 손상이고 재료파괴, 부식의 순서로 나타났다. 아래의 정의에 따라 손상을 데이터베이스화 하였으며 같은 사고의 중복해석 가능성이 있다.

보고대상이 되는 손상의 정의는 다음과 같다.

- 사망이나 병원치료를 요하는 부상 발생

Table 1 Service failures in U. S. A. gas pipelines (1970~1984)

Cause	Number	Percentage
Outside force	3,144	53.5
Material failure	990	16.9
Corrosion	972	16.6
Other	437	7.4
Construction Defect	284	4.8
Construction or material	45	0.8
Total	5,872	100

* 한국가스공사 연구개발원

- 공급배관 일부분을 제거해야 될 경우
- 가스 발화가 일어나는 경우
- 조작자나 다른 사람의 재물손상이 5,000달러를 초과하는 경우
- 즉시 보수가 필요한 누설이 있는 경우
- 가스나 다른 시험매체로 시험중 생긴 파손
- 위 범주에 포함되지는 않지만 조작자가 심각한 손상이라고 판단한 경우

배관운용중 사고는 14.5년 동안 천연가스 공급 배관에서 5,872건의 사고가 발생하여 연간 평균 404건이 발생한 결과이다. 또한 2,013건의 시험과 파괴가 발생하였는데 상당수가 작동배관의 구조건전성 평가를 위한 재시험중에 발생한 것이다.

사고가 발생한 장소별 구분에서는 전체의 80%가 농촌, 미개발지역에서 발생하였으며 외부응력에 의한 손상비율도 비슷한 경향을 나타내었다. 배관의 관경별 사고빈도는 작은 배관에서 외부응력에 의한 손상빈도가 높는데, 작은 배관은 두께가 얇으며 오래되고 매설위치가 불분명한 것이 많기 때문이다. 또한 새로 건설된 큰 배관은 코팅기술의 발달로 부식손상이 감소하고 있으며, 작은 배관은 기지내에서 주로 사용되는데 이 배관들은 상수도나 부식성분 제거 플랜트등에 사용된 경험이 있는 배관으로 손상빈도가 낮다.

Table 2는 부식의 원인별 빈도를 나타낸 것으로 총 1,313건중 40%가 외부부식, 27%가 내부부식, 17%가 응력부식손상이었다. 또한 전체의 50%가 1939년 이전에 매설된 배관에서 발생하였다. 부식은 피팅이 내부, 외부부식의 주요인이었으며 부식의 76%가 양극방식배관에서 발생된 것도 피팅이 한 원인이다. Table 3에서 외부응력에 의한 손상은 대부분 외부설비나 배관조작자에 의해 작동되는 설비에서 발생하였는데, 이들은 인적실수나 잘못된 계산에서 생기는 사고로서 예방이 가능한 것들이다. 매설깊이별로는 29%가 지상배관, 13%가

Table 2 Causes of Corrosion Incidents in U. S. A. gas pipelines (1970~1984)

Cause	Number%
External Corrosion	40
Internal Corrosion	27
Stress Corrosion Cracking	17
Other	16
Total	100

매설깊이 6~12인치, 17%가 12~24인치, 41%가 24~60인치 이상으로 나타나 배관의 깊은 매설이 외부 힘에 의한 사고에 상당한 예방효과가 있다는 사실을 알 수 있다.

Table 3 Causes of Outside force Incidents in U. S. A. gas pipelines (1970~1984)

Cause	Number%
Equipment operated by outside party	67.1
Earth movement	1.3
Weather	10.8
Equipment operated by or for pipeline operator	7.3
Other	1.5
Total	100

2.2 유럽에서 1982년~1992년의 가스배관 손상 사례 분석

1970년부터 1992년까지 8개 유럽가스공급회사에서 일어난 배관사고 데이터이다. 가스가 누설된 사고만을 취합한 것으로 손상은 누설크기에 따라 분류된다. 즉, 기공(pinhole/cracks), 구멍(holes) 및 파단(ruptures)이다. 사고빈도는 KMYR(즉 배관노출길이와 노출시간의 곱)로 사고수를 나눔으로 계산된다. 도표는 1000KMYR이다.

1992년에 참여회사의 배관전체길이는 92,853km이고, 1970년부터 1992년까지 노출은 1.47×10^8 KMYR이다. 1970년부터 1992년까지 전체 사고빈도는 1,000KMYR당 0.575이고, 사고의 3.4%가 발화까지 발생하였다.

Table 4 Causes of EGIG Incidents (1982~1992)

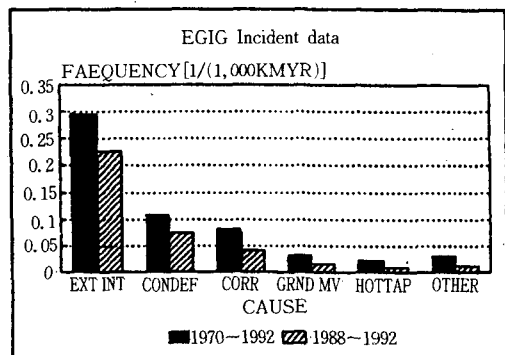


Table 4는 전체손상빈도를 6가지 원인별로 구분한 것이다.

손상원인으로는 외부간섭(EXT INT), 건설결함 및 재료 손상(CONDEF), 부식(CORR), 지반이동(GRND MV), 잘못된 천공(HOT-TAP), 기타(OTHER)등이 있다. 1988년부터 1992년사이는 사고발생빈도가 1000KMYR당 0.381로 낮으며 표에 별도로 나타내었다.

- 1) 외부 간섭 : 외부간섭은 가스누설사고의 주요한 원인이다. 작은 관경의 배관이 큰관경의 배관보다 사고빈도가 상당히 높다. 이는 배관 환경자체보다 관경과 두께사이의 관계에서 나오는 문제로서 대체로 큰 관경의 배관이 두께가 더 두껍기 때문이다. 배관을 깊이 매설하면 간섭은 줄어들는다. 이는 외부힘에 배관이 노출될 가능성이 작기 때문이다.
- 2) 건설결함 및 재료손상 : 이는 주로 1963년 이전에 건설된 배관에서 높은 빈도를 보이고 있다. 최근에는 건설규격의 향상, 비파괴 및 시험기술 진보등으로 파손빈도가 감소하고 있다.
- 3) 부식 : 부식은 가스누설의 3번째 주요원인이며 주로 얇은(10mm이하) 관에서 발생한다. 지난 5년동안은 기공형태(pinhole/crack)의 결함만 생겼는데, 이들은 자주 관찰되고 사고가 생기기전에 보수된다. 코팅기술, 상태 유지 및 점검기술, 양극방식기술의 향상으로 빈도가 줄어들고 있다.
- 4) 지반 이동 : 주로 불안정한 지반구조에 있는 회사들의 배관에서 기록되며 최근에는 감소되고 있다.
- 5) 잘못된 천공 : 이는 주로 16인치까지의 배관에서 생기는데 그 빈도는 매우 작다.

이처럼 유럽가스배관 손상데이터 그룹(EGIG)의 데이터베이스가 가스공급체계의 안전점검 자료로 사용된다. 배관손상 정도는 점차 감소하고 있는데, 이는 운영, 감리, 가스누설사고를 예방하는 건설기술의 향상을 의미한다. 특히 발화까지 이른 가스누설은 극히 드물다. 외부간섭은 가스누설의 주요요인으로 남아있으나 최근에는 사고빈도가 감소하고 있다. 이러한 손상감소는 모든 파손요인에서 볼 수 있는데 부식은 코팅, 유지 및 상태점검기술(양극방식체계)의 향상 때문에 상당히 줄어들었다. 배관제작 및 건설시 채택하는 규격의 향상으로 재료 파손 및 건설결함 빈도도 줄어들었다.

2.3 미국에서 1982년~1991년의 석유배관 손상 사례 분석

1982부터 1991년사이에 작동된 미국 석유생산 배관에 대한 데이터를 보면 짧은 길이(50miles)는 20년에 1번꼴로 사고가 생기며, 긴 배관(1000miles)에서는 1년에 1회꼴로 사고가 생긴다. 미국에는 총 214,155mile의 액체배관이 있는데, 미국 DOT CFR 49D part 195는 액체배관의 설계, 건설, 시험, 운영, 유지에 대해 규정한 규격이다. 화재나 폭발, 50bbl이상의 액체 손실, 사망 및 상해사고, 5,000달러이상의 재물사고등을 사고로 규정한다.

파손빈도는 다음과 같이 정의된다.

$$\text{failure rate}(r) = \frac{\text{number of accidents in a category}}{(10 \text{ years} \times 214,155 \text{ miles})}$$

외부에서 작용한 힘이 31% 정도로 가장 큰 파손원인이다. 파손은 불규칙적으로 발생하는데, 30년수명인 100mile배관은 작동중 파손될 가능성이 93%이다. 즉, 대부분의 배관은 배관수명전에 파손될 가능성이 있다.

$$F = 1 - \exp(-rt)$$

- F : failure probability,
- r : failure rate,
- t : year

1992년 미국에서 누출된 원유의 52.5%가 배관에서 누출되었고, 전세계적으로는 51.2%(85/166)이었다. 또한 실제 발생상황은 예측치(DOT part 195)의 3배이었다. Table 10은 캐나다에서 배관사고에 대한 데이터로서 가스배관사고가 가장 적게 발생했으며, 그 빈도는 100km.yr당 2회꼴로 나타났다.

Table 5 Failure rates by cause in U. S. A. oil pipelines (1982~1991)

Accident	10yr total accidents	Failure/1,000miles/yr
Outside force	581	0.271
Corrosion	523	0.244
Other	496	0.232
Operator error	107	0.050
Pipe defect	98	0.046
Weld defect	54	0.025
Relief equipment	52	0.020
All causes	1,901	0.888

Table 6 Outside force subcategories in U. S. A. oil pipelines (1982~1991)

Outside force breakdown	10yr total accidents	Failure/ 1,000miles/year
Damage by others	265	0.206
Damage by operator	43	0.033
Natural forces	20	0.016
Other outside force	18	0.014
Ship anchor	4	0.003
Washout	3	0.002
Landslide	2	0.002
Subsidence	2	0.002
Frostheave	2	0.002
Fishing operation	2	0.002
Earthquake	0	0.000
Mudslide	0	0.000

Table 7 Accident probabilities, % by cause in U. S. A. oil pipelines (1982~1991)

Accident cause	25-mile line			100-mile line			1,000-mile line		
	1yr	5yr	20yr	1yr	5yr	20yr	1yr	5yr	20yr
Outside force	0.68	3.33	12.69	2.68	12.69	41.88	23.76	74.24	99.56
Corrosion	0.61	3.01	11.49	2.41	11.49	38.64	21.67	70.51	99.24
Other	0.58	2.85	10.94	2.29	10.94	37.07	20.67	68.59	99.03
Operator error	0.12	0.62	2.47	0.50	2.47	9.51	4.87	22.11	63.19
Pipe defect	0.11	0.57	2.26	0.46	2.26	8.75	4.47	20.45	59.96
Weld defect	0.06	0.31	1.25	0.25	1.25	4.92	2.49	11.85	39.61
Relief equipment	0.05	0.24	0.98	0.20	0.98	3.85	1.94	9.34	32.45

Table 8 Accident probabilities, % : various lengths in U. S. A. oil pipelines (1982~1991)

Length. Miles	Yers of exposure				
	1	5	10	15	20
1	0.09	0.44	0.88	1.32	1.76
5	0.44	2.19	4.34	6.44	8.49
10	0.88	4.34	8.49	12.46	16.26
25	2.19	10.50	19.90	28.31	35.83
50	4.34	19.90	35.83	48.60	58.82
100	8.49	35.83	58.82	73.58	83.05
150	12.46	48.60	73.58	86.42	93.02
250	19.90	67.02	89.12	96.41	98.82
500	35.83	89.12	98.82	99.87	99.99
750	48.60	96.41	99.87	100.00	100.00
1,000	58.82	98.82	99.99	100.00	100.00
1,500	73.58	99.87	100.00	100.00	100.00
2,000	83.05	99.99	100.00	100.00	100.00

Table 9 Accident probabilities, % : outside-force subcategories in U. S. A. oil pipelines (1982~1991)

Outside force breakdown	25-mile line			100-mile line			1,000-mile line		
	1year	5year	20year	1year	5year	20year	1year	5year	20year
Damage by others	0.51	2.55	9.80	2.04	9.80	33.80	18.64	64.34	98.38
Damage by operator	0.08	0.42	1.66	0.33	1.66	6.47	3.29	15.41	48.79
Natural forces	0.04	0.19	0.78	0.16	0.78	3.07	1.54	7.49	26.75
Other outside force	0.04	0.17	0.70	0.14	0.70	2.76	1.39	6.76	24.43
Ship anchor	0.01	0.04	0.16	0.03	0.16	0.62	0.31	1.54	6.04
Washout	0.01	0.03	0.12	0.02	0.12	0.47	0.23	1.16	4.56
Landslide	0.00	0.02	0.08	0.02	0.08	0.31	0.16	0.78	3.07
Subsidence	0.00	0.02	0.08	0.02	0.08	0.31	0.16	0.78	3.07
Frostheave	0.00	0.02	0.08	0.02	0.08	0.31	0.16	0.78	3.07
Fishing operation	0.00	0.02	0.08	0.02	0.08	0.31	0.16	0.78	3.07
Earthquake	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mudslide	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 10 Failure Rates on Canadian Lines (1955~1982)

Service of Line	Failure/ 1,000km-years	Failure/ 1,000mile-years
Produces Water	16	9.9
Multiphase	10	6.2
Oil	3	1.9
Gas	2	1.2

Source : Energy Resources Conservation Board, Calgary

2.4 미국에서 1984년~1990년의 가스배관 손상 사례 분석

1970년 모든 가스공급회사들이 OPS(the Office of Pipeline Safety)를 규정하면서 사고발생시 30일 이내에 RSPA F7100.2양식으로 보고서를 제출해야 한다. 이때 보고해야 할 사고의 정의는 다음과 같다.

- 1) 배관에서 가스가 누설, LNG설비에서 LNG나 가스가 누설
 - 사망 또는 병원치료를 요하는 부상
 - 조작자에 의한 가스 손실을 포함하여 \$ 50,000 이상의 재물손상
- 2) LNG설비의 비상중단을 가져오는 사건
- 3) 1), 2)에는 포함되지 않지만 조작자가 심각하다고 판단되는 경우

1984년부터 1990년까지 미국 가스배관에서는 6.5 년동안 536건의 onshore(118명 부상 26명 사망,

51.0백만달라 손상), 85건의 offshore (6명 부상, 18명 사망, 21.2백만달라 손상)사고가 발생했으며, 참고로 이기간중 가스수입은 425억달라이었다. (재물손상만 수입의 약 0.17%)

Fig. 1에 각 연도별, 사고발생요인별 배관 사고 빈도를 나타내었다. 1990년에는 기존 6년간의 통계치와 비교시 부식이 감소하고 재료 결함이나 외부힘 영향이 증가하였다. offshore데이터는 수가 적어 통계 증감의 의미가 적으며, 배관에 대한 감시, 조정기능의 감퇴와 안전규격강화라는 요건이 서로 상쇄작용을 하여 매년 거의 일정한 수준의 사고가 발생하는 경향이 있다. 이러한 데이터의 분석은 문자화된 기록위주로 관경, 관두께, 등급등을 검토해야 하며 정확한 기록이 전제되어야 한다.

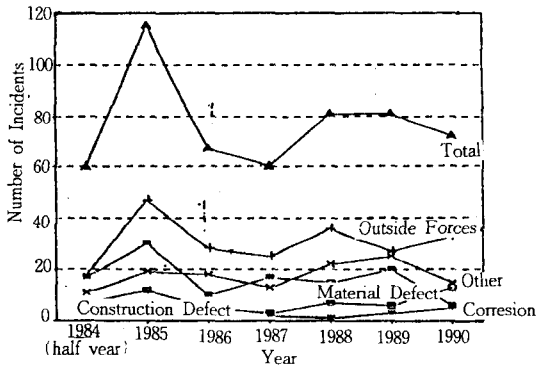


Fig. 1 Incidents by Year and Causes in U.S.A. Gas Pipeline

배관손상을 원인별로 분류하면 다음과 같다. 배관손상의 가장 큰 요인인 외부작용 힘에는 기계장치(볼도저, 굴착기등)의 침범, 지반이동(침하, 물, 강에 의한 흐름), 기후 영향(열변형), 고의적인 손상(사보타지) 등이 있다. 이러한 요인들이 배관이나 운용 유지절차의 결함을 의미하는 것은 아니고, 인적잘못, 배관위치에 대한 부적절한 정보, 잘못된 판단, 잘못된 계산에 의한 것이다.

주요인별 사고 빈도는 해마다 거의 비슷하며, 사고 발생 숫자도 비슷하였는데, 이는 배관노후화와 배관유지기술의 향상이 함께 작용한 것으로 판단된다. 각 요인별로는 관경이 클수록 사고날 가능성은 적었으며, 인적손상을 유발하는 사고는 외부작용힘과 기타가 81%로 대다수를 차지하고 있

었고, 재료와 부분품의 사고유형에서는 손상의 59%가 배관모재이고 전체의 87%가 철강에서 발생하였고, 사고발생 위치별로는 배관 몸체가 59%로 주된 장소이었다.

유럽(British Gas, S.A.Distrigaz, ENAGAS, Gas De France, N.V.Nederlandse Gasunie, Ruhrgas, SNAM S.p.A.의 기록 종합)에서의 손상기록 데이터는 미국과는 약간 다르다. 외부힘에 의한 손상이 56.7%로 가장 많은 것은 유사하며(미국은 40%), 부식이 16.4%로 미국의 21%보다 적었는데, 이는 유럽에서 새로운 배관 건설 및 코팅 적용이 많았기 때문이다.

외부 힘에 의한 사고는 84.6%가 회사나 외부계약자에 의해 운용된 건설장비에 의한 손상이었다. 이중 51%는 작업을 인지시킨 표식된 배관에서 발생하였고 이 가운데 99%가 건설장비에 의한 손상이고 1%가 지진에 의한 손상이었다. 또한 작업을 인지시키지 않고 표식안된 배관에서 발생한 49%의 사고중 83%가 건설장비에 의한 손상이었다. 즉 외부힘에 의한 손상의 대부분이 건설장비에 의한 손상이었다. 손상중 dent는 배관의 기하학적 형태를 변화시켜 응력과 응력집중영역을 생성시키며, gouge는 강재를 냉간변형시켜 크랙생성에 대한 저항을 저하시킨다.

부식의 64%가 외부부식이고 이중 88%가 공급 배관에서 발생하였으며, 내부부식의 72%가 공급 배관에서 발생하였다. 외부부식은 피팅이나 큰 영역 부식)에 의한 것이 89.9%로 대다수이었고, 나머지는 박테리아부식 1.4%, 응력부식 5.8%, 기타 2.9%이었다. 또한 내부부식도 50%이상이 피팅이나 큰 영역 부식이었다. 부식손상의 76%가 코팅된 배관에서 발생하였는데, 이는 코팅배관이 외부부식에 민감하기보다는 코팅배관의 수가 훨씬 많기 때문이다. 외부부식은 양극방식으로 보호되며, 응력부식은 배관코팅이 불완전한 부위에서 표면에 습기가 축적되면 발생할 수 있으며 크랙의 입계파괴를 유발시킨다.

위험성인자 평가의 두부분은 사고발생 가능성과 사망, 부상, 손실의 정도이다. 즉 risk=probability Xseverity로 나타낼 수 있다. 데이터수집 기간중 총 621건의 사고가운데 73건이 인명사고로서 44명 사망, 124명 부상을 초래하였다. 참고로 1990년 운송관련 사망자 46,859명중 5명(0.01%)이 배관관

런으로 이들도 액체배관이나 가스분배 배관관련 사망자이다. 인명손상 요인은 기타, 외부힘, 건설 결함의 순이며, 사망요인은 기타와 외부힘이 각각 36%, 부식과 건설.재료결함이 각각 14%이었다. 또한 사고의 62%가 파단사고이고 사망, 부상사고의 79%가 파단사고이다.

Table 11 Onshore percentage distribution in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

	Incidents	Ruptures	Leak
Corrosion	21	36	31
Outside force	40	34	37
Construction Defects	6	1	1
Material Defects	10	16	11
Other	23	13	19
Total	100	100	100

위 Table 11에서 보듯이 부식이 전체사고의 21%이지만 파단의 36%를 유발시키고 있다. 대체로 파단길이가 길수록 손상이 더 크며, 가장 큰 파단은 820피트(20"×0.025"(250mm×6.4mm)×52, 72% SMYS)이었다. 손상부위별로는 전체의 46%

가 배관몸체 부위이며 인명사고의 큰부분이 기타항목에 의한 것이었다. 이 기타항목중 10%는 다른항목에 속할 것으로 예상되며 기타항목을 구성하는 가장 큰 부요인은 화재이고 다음은 기계적부분(커플링, 피팅, 플랜지, 가스켓)이고 조작자 실수이다. 기타항목중 예를들면 고압송전선 아래에 blowdown stack가 위치하여 blow시 점화되어 송전계통이 손실된 경우가 있으며, 배관건설 직후 가압시험중 손상이 생긴 경우도 있다.

Table 12 Data on incidents involving fatalities and injuries in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Total	Percent
Number of Incidents Total	6	10	13	7	11	14	12	73	
Corrosion	0	3	1	1	0	0	1	6	8
Outside forces	1	3	4	2	6	6	2	24	33
Construction Defects	1	1	0	0	0	0	1	3	4
Material defects	0	1	1	0	0	1	2	5	7
Other	4	2	7	4	5	7	6	35	48
Number of Injuries	30	12	18	15	13	19	17	124	
Number of Fatalities	7	6	6	0	3	22	0	44	

Table 13 Subdivision of other category incidents in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

Subdivision Cause	Number of Incidents	Property Total, \$ 1,000	Damage Maximum, \$ 1,000	Number of Injures	Number of Fatalities
Branch Connection	1	160.0	160.0	0	0
Compressor Station	4	1726.0	1171.0	0	0
Compressor Station-Fire	9	1019.0	500.0	4	1
Fire	25	3006.0	1300.0	22	4
Rupture Due to Line Freeze	2	8.2	8.2	0	0
Girth Weld	3	195.1	128.0	0	0
Mechanical Component	14	1180.2	568.9	8	1
Operator Judgement Error	11	50.6	50.0	13	2
Pig Trap/Sphere Receiver	3	0.0	0.0	1	0
Regulator Measurement station	4	240.0	150.0	2	0
Sabotage	1	0.0	0.0	0	0
Valve	6	723.4	500.0	0	0
Unknown	5	433.6	210.6	1	2
Total	88	7933.5	1300.0	43	9

3. 요약

미국 및 유럽의 가스, 석유배관을 중심으로 배관손상사례에 대한 데이터분석자료를 정리하여 수록하였다. 사고빈도를 다양하게 분석한 자료를 통

해 배관손상사고의 발생추이나 발생가능성을 다각도로 타진해 볼 수 있을 것으로 판단된다. 또한 매설배관의 길이가 급증하고 있는 우리나라에서도 외국의 사례를 검토하여 사고발생을 초래한 각 요인별로 사고 방지대책을 수립하고 관련규격이나

Table 14 Number of incidents by cause by year-onshore in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

Cause	Year								Total
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990		
Corrosion	No.	17	30	10	17	15	20	6	115
	%	28	26	15	28	19	25	8	21
Outside Forces	No.	18	47	28	25	36	27	33	214
	%	30	41	42	42	44	33	46	40
Construction Defects	No.	7	7	6	2	1	3	5	31
	%	12	6	9	3	1	4	7	6
Material Defects	No.	7	12	5	3	7	6	13	53
	%	12	13	7	5	9	7	18	10
Other*	No.	11	19	18	13	22	25	15	123
	%	18	17	27	22	27	31	21	23
Total	No.	60	115	67	60	81	81	72	536
	%	11	21	13	11	15	15	13	100

Other* : compressor station, fires, girth weld, mechanical component, operator error, regular measurement station, sabotage, branch connection, rupture due to freeze, pig trap incident.

Table 15 Total incident distribution by cause in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

Cause	Percentage Distribution Incidents	
	All	Fatality & Injury
Corrosion	24.6	8.2
Outside Forces	38.9	32.8
Construction Defects	5.9	4.1
Material Defects	9.8	6.8
Other	20.6	47.9
Total Incidents Used	621	73

규칙을 제정하는데 밑바탕으로 삼을 수 있는 자료들이라고 판단된다.

Table 16 Number of incidents by cause by year-offshore in U. S. A. gas pipelines (1984~1990)

Cause	Year								Total
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990		
Corrosion	No.	4	4	1	5	4	10	10	38
	%	33	29	25	50	36	56	63	45
Outside Forces	No.	6	5	1	3	6	5	2	28
	%	50	36	25	30	55	28	13	33
Construction Defects	No.	1	1	1	2	0	1	0	6
	%	8	7	25	20	0	6	0	7
Material Defects	No.	1	1	1	0	1	1	3	8
	%	8	7	25	0	9	6	19	9
Other	No.	0	3	0	0	0	1	1	5
	%	0	21	0	0	0	6	6	6
Total	No.	12	14	4	10	11	18	16	85
	%	14	16	5	12	13	21	19	100

참 고 문 헌

- 1) Diane J. Hovey et al, Oil & Gas Journal, pp. 104~107, July 12 (1993).
- 2) R.J. Eiber et al, Oil & Gas Journal, pp. 52~57, Mar 16 (1987).
- 3) EGIG, IGU/PC2-94, p. 96, 1994.
- 4) AGA Pipeline Research Committee, NG-18 Report No. 200, August 1992.
- 5) GRI Topical Report, 91/0366, 1991.
- 6) John F. Kiefner et al, Oil & Gas Journal, pp. 98~100, Mar 30 (1987).