

수심과 퇴적 깊이 변화에 따른 해저배관의 하중지지능력 평가[§]

백종현*† · 김영표* · 김우식*

* 한국가스공사 연구개발원

Load-Bearing Capacity of Subsea Pipeline with Variation of Sea Water Depth and Buried Depth

Jong-hyun Baek*†, Young-pyo Kim* and Woo-sik Kim*

R&D Division, Korea Gas Corporation

(Received December 15, 2011 ; Revised June 25, 2012 ; Accepted June 25, 2012)

Key Words: API 5L X65, Buried Depth(퇴적깊이), Load Bearing Capacity(하중지지능력), Ovality(진원도), Subsea Pipe(해저배관), Sea Water Depth(수심)

초록: 해저배관은 부력과 외부 충격을 방지하기 위하여 1.2~4m의 매설 깊이로 설치되어 운영된다. 해저배관은 수압과 토하중에 의한 외압으로부터 소성붕괴에 대한 저항성을 가져야한다. 해저배관에 수압과 토하중으로 발생하는 원주응력을 유한요소해석으로 파악하여 배관의 건전성에 미치는 영향을 평가하였다. 내압은 외압에 의한 소성붕괴 저항성을 향상시켜 소성붕괴 발생 깊이를 증가시켰다. 동일 수심에서는 매설 깊이 증가에 따라 원주응력은 증가하나, 동일 매설 깊이에서는 수심이 증가함에 따라 배관에서 발생하는 원주응력은 감소한다.

Abstract: Subsea pipelines have been operated with buried depths of 1.2-4 m underneath the seabed to prevent buoyancy and external impacts. Therefore, they have to show resistance to both the soil load and the hydrostatic pressure. In this study, the structural integrity of a subsea pipeline subjected to soil load and hydrostatic pressure was evaluated by using FE analyses. A parametric study showed that the internal pressure increased the plastic collapse depth by increasing the resistance to plastic collapse. The hoop stress increased with an increase in the buried depth for the same water depth; however, the hoop stress decreased with an increase in the water depth for the same buried depth.

1. 서론

국내 천연가스 배관은 1.5m의 매설 깊이를 유지하며 지하에 약 2,879km 정도가 설치되어 있으나 배관 시공여건에 따라 일부 구간에서는 해저에 설치되어 있다. 국내 해저배관은 영종도, 평택만 그리고 마산만 지역에 약 24km 정도가 API 5L X65 배관을 사용하여 시공되어 있다.

해저배관에 대한 국외 규격으로는 DNV OS F101, ISO 13623, API RP 1111, ASME 31.8, BSI 8010 및 CSA Z662 등이 있으며 국내에는 도시가스 안전관리 통합고시와 가스사업법 시행규칙(제 2-18-6조(배관의 수중설치))과 항만 및 어항 설계 기준(제15편 해저파이프라인) 등이 있다.^(1~7)

국내 규정에 따르면 “배관을 선박이 항해하는 수역의 해저에 설치할 경우에는 선박의 닻으로 인한 손상을 방지하기 위하여 항해 선박의 크기와 해저 토질을 감안하여 필요하다고 인정되는 깊이 이상의 장소에 매설 한다” 규정되어 있다.

해저배관 시공 전 고려 사항으로는 다음과 같은 항목이 있다. 닻이나 어구에 의한 파손, 강한 해류의 지속적인 흐름으로 발생한 와류 등으로 인해 배관 주위의 토사나 사석이 밀려나면서 생기는 세굴, 굽힘 모멘트 등에 의한 배관의 좌굴, 해류에 의해 발생하는 피로파괴, 배관 내부 유체 온도 변화에 의한 열응력, 배관이 해지면 상에 놓여 있을 때 파랑과 해류로 인한 횡력에 의한 해저면상의 안정성(On-Bottom Stability) 해석, 해저면의 불규칙성이나 배관이 해지면 상에 떠있는 구간이 있는 경우에 대한 자유 경간 해석을 실시하여 해저배관의 안전성을 검토가 필요하다.^(8~11)

국내 해저 천연가스 배관은 외부로부터 배관의

§ 이 논문은 대한기계학회 2011년도 추계학술대회(2011. 11. 2-4., EXCO) 발표논문임

† Corresponding Author, jhbaek@kogas.or.kr

© 2012 The Korean Society of Mechanical Engineers

보호, 좌굴, 자유경간 및 부유를 방지하기 위하여 80mm 두께의 콘크리트(단위중량: 2,350kg/m³, 압축강도: 270kg/cm²)를 배관 외부에 코팅처리 하여 매설되어 시공되어져 있다. 따라서 해저 매설된 해저배관에서 발생하는 주 응력원은 토하중에 의한 토압에 의해 발생한다.

본 연구에서는 토양의 퇴적에 의해 퇴적 깊이 변화가 발생하는 해저배관에 대해서 토압에 의한 배관 변형 및 토압에 의해 발생하는 배관 응력을 평가하여 수심에 의한 수압과 퇴적 깊이가 해저 배관의 붕괴거동에 미치는 영향을 유한요소해석을 통하여 평가하고자 한다.

2. 수심과 퇴적깊이에 대한 유한요소해석

2.1 재료물성

수심 및 퇴적 깊이가 해저배관에 미치는 영향을 평가하기 위하여 ABAQUS Ver. 6.8을 사용하여 탄소성 유한요소해석을 실시하였다^(12,13).

평가 대상 배관은 외경 762mm (30in.) 두께 17.5mm와 외경 914mm (36in.) 두께 20.6mm로 외경 대 두께비(D/t)가 43.54와 44.37인 API 5L X65 배관에 대해서 평가하였다.

API 5L 규격에 따르면 API 5L X65 배관의 최소규정항복강도는 448MPa(65,000psi) 그리고 최소규정인장강도는 530MPa(77,000psi)이다⁽¹⁴⁾.

탄소성 유한요소해석 시 사용되는 인장물성을 획득하기 위하여 배관길이방향으로 직경 6mm의 봉상형 인장시험편을 제작하여 인장특성을 파악하였으며 Table 1에 API 5L X65 배관 재료의 인장물성을 나타내었다.

배관에 대한 인장물성은 공칭인장강도(σ_e)와 공칭변형률(ϵ_e)을 식 (1)과 식 (2)의 관계를 이용하여 진인장응력(σ_t)과 진인장변형률(ϵ_t)로 환산하여 사용하였다⁽¹⁵⁾.

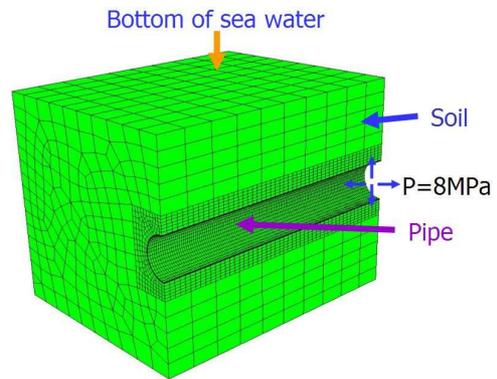
$$\sigma_t = \sigma_e(1 + \epsilon_e) \quad (1)$$

$$\epsilon_t = \ln(1 + \epsilon_e) \quad (2)$$

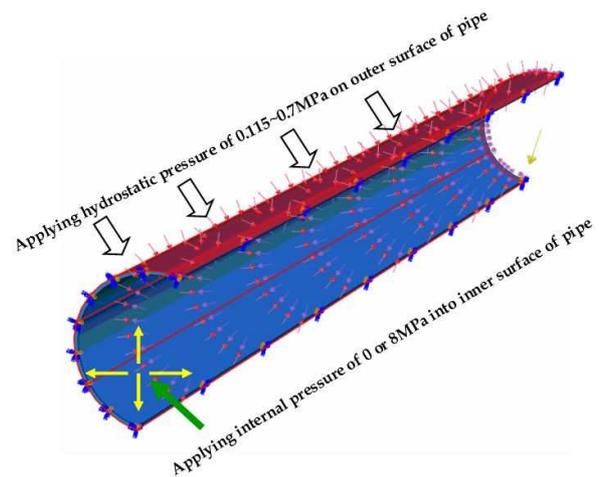
해저 토양의 재료물성은 탄성계수 15MPa, 푸아송비 0.33 및 수중단위중량 1,000kg/m³을 사용하였고, 배관에 토하중을 부가하기 위하여 9.8m/s²의 중력가속도를 평가 대상 모델 전체에 수직 하향 방향으로 적용하였다.

Table 1 Mechanical properties of used API 5L X65 in FE analyses

Yield Strength	464MPa
Engineering Tensile Strength	563MPa
True Tensile Strength	629MPa
True Fracture Strength	923MPa
True Strain at Necking	0.11
True Fracture Strain	1.16
Elastic Modulus	210GPa
Poisson's Ratio	0.3



(a) 3D model for pipe and soil



(b) Enlargement of pipe

Fig. 1 General view of subsea pipe for FE analyses

2.2 유한요소해석 모델링

배관의 기하학적 형상, 하중 조건의 대칭성과 유한요소해석 효율성을 위하여 배관과 토양에 대해서 3차원으로 모델링하여 C3D8R (8-node linear

brick, reduced integration, hourglass control) 요소를 사용하였다. 배관 원주방향으로는 40등분 그리고 배관 두께방향으로는 7등분하여 mesh를 분할하였으며 배관 길이는 5m로 설정하였으며 배관 하단부 토양 깊이는 1.3m, 배관 측면은 3.6m의 형태를 갖는 1/4 모델 형상을 Fig. 1에 나타내었다.

퇴적토양의 높이 변화에 따른 영향 평가를 위하여 배관 상단부 퇴적토양 높이를 1.5, 5, 10 및 20m로 설정하였다. 배관과 퇴적된 토양 사이에서 발생하는 접촉 현상을 surface-surface 조건을 사용하여 배관 표면은 master surface로, 토양 표면부는 slave surface로 설정하였으며 0.3의 마찰계수를 사용하였다.

2.3 유한요소해석 경계조건

Table 2에는 유한요소해석에 사용한 해저배관의 퇴적 깊이와 수심 변화를 나타내었으며 수심 변화에 의해 발생하는 수압을 정수압으로 나타내었다. 정수압에 의한 하중은 배관 외부 표면에 식 (3)에 의해 계산된 정수압을 부가하였으며 배관 상단부와 하단부의 높이차에 의해 발생하는 정수압은 고려하지 않았다.^(1,8~10)

$$P_{ex} = V_w h g \quad (3)$$

V_w = density of water (kg/m³)

h = depth of water (m)

g = gravity acceleration (m/sec²)

즉, 10m의 퇴적 깊이에 10m의 수심인 경우 수압은 10m의 수심에 의해 발생하는 0.1MPa의 정수압과 퇴적깊이 10m에 100% 해수가 유입된 경우로 가정하여 퇴적 깊이 10m에서 발생하는 0.1MPa를 합하여 총 0.2MPa의 정수압이 배관 외부 표면에 부가되도록 설정하였다.⁽¹⁶⁾

퇴적 깊이와 수심 변화에 의한 해저배관의 부위별 응력 분포를 평가하기 위한 유한요소해석 과정은 다음과 같다.

(1) C3D8R 요소를 사용하여 해저면에 매설된 배관과 토양을 3차원으로 1/4로 모델링한다.

(2) 해저면에 퇴적토양의 단위 체적당 하중을 고려하여 수직방향으로 중력을 부가한다.

(3) 배관 내부에 8MPa를 부가시키고, 내압이 없는 경우는 압력을 설정하지 않는다.

(4) 수심에 따라 발생하는 정수압을 Fig. 1(b)와 같이 배관 외부 표면에 부가시킨다.

Table 2 Hydrostatic pressure onto pipe with variation of water depth and buried depth (Unit: MPa)

Water Buried depth	10m	20m	40m	50m
	1.5m	0.115	0.215	0.415
5m	0.15	0.25	0.45	0.55
10m	0.2	0.3	0.5	0.6
20m	0.3	0.4	0.6	0.7

3. 유한요소해석 결과

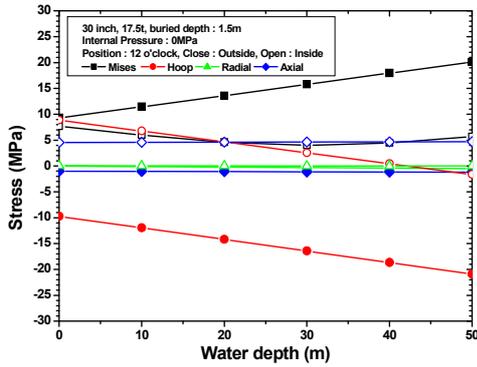
해저배관 상단부 토양 퇴적에 의해 퇴적 깊이 변화가 발생된 해저배관에 대하여 토하중과 수압에 의한 배관 변형 및 응력을 유한요소해석을 실시하여 평가하였다.

3.1 배관 내압 효과

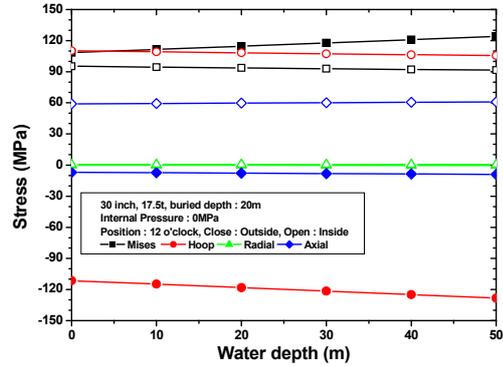
Fig. 2는 외경 30인치 두께 17.5mm와 외경 36인치 두께 20.6mm API 5L X65 배관에서 배관 상단부 토양의 퇴적 깊이가 1.5m에서 내압이 없는 경우와 8MPa인 조건에서 수심 변화에 따른 배관 상단부의 내부와 외부에서의 유효응력, 원주응력, 두께방향응력 및 길이방향응력을 나타낸 것이다.

배관 상단부에서 동일 퇴적 깊이에서 내압이 없는 경우가 내압이 있는 경우에 비하여 낮은 응력을 나타내고 있다. 퇴적 깊이가 1.5m에서 내압이 없는 경우에는 -10MPa~10MPa의 응력을 나타내며 수심이 증가함에 따라 두께방향과 길이방향 응력은 큰 변화가 없으나 원주응력은 압축응력을 나타내며 수심 50m에서 배관 외부에서는 -20MPa를 나타내며 유효응력은 최대 20MPa를 나타내고 있다.

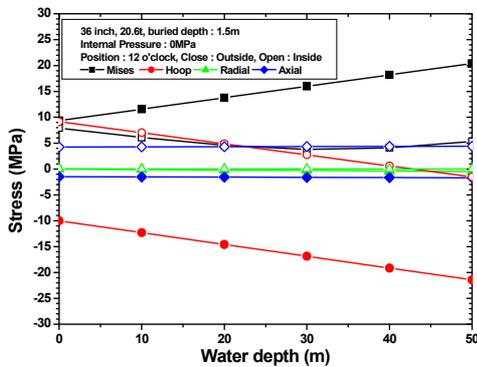
내압이 8MPa인 경우에는 원주응력이 가장 높은 응력을 나타내며 30인치 배관의 경우에는 173MPa, 36인치 배관에서는 187MPa의 원주응력을 나타내고 수심이 증가함에 따라 원주응력은 감소하고 있다. 이는 수심이 증가함에 따라 배관 외부에서 내면 방향으로 작용하는 정수압이 증가하여 배관 내부에서 발생하는 원주응력을 상쇄시키기 때문에 수심이 증가할수록 원주응력은 감소하는 경향을 나타낸 것으로 판단된다.



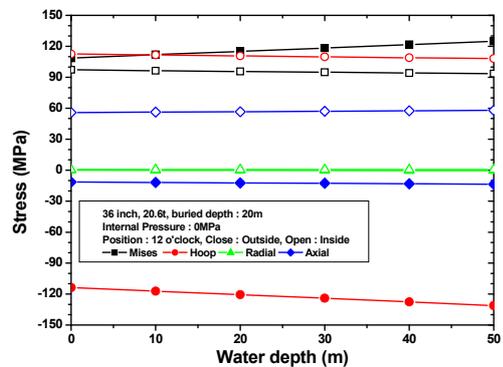
(a) OD: 30 inch, Internal pressure: No



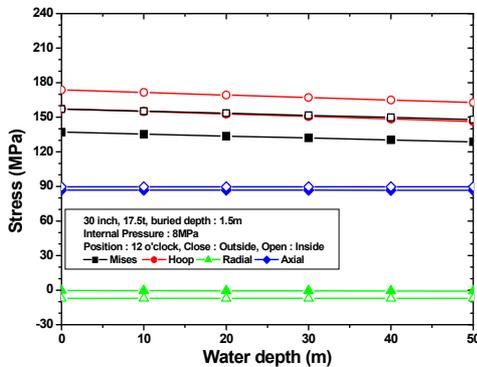
(a) OD: 30 inch, Internal pressure: No



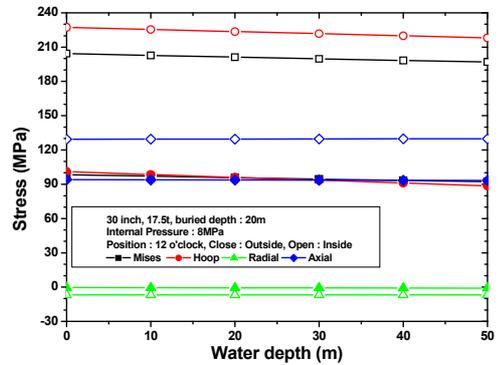
(b) OD: 36 inch, Internal pressure: No



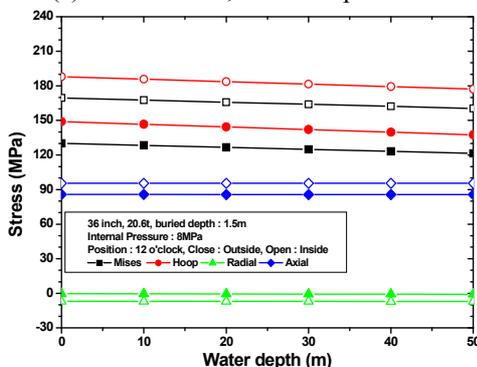
(b) OD: 36 inch, Internal pressure: No



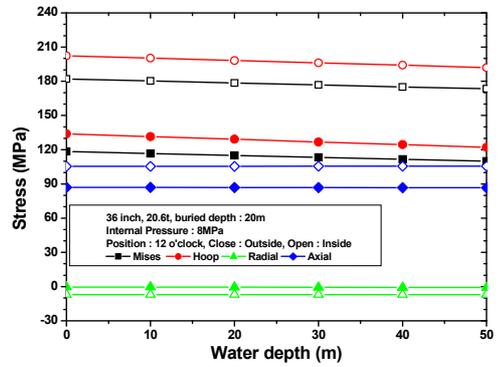
(c) OD:30 inch, Internal pressure: 8MPa



(c) OD:30 inch, Internal pressure: 8MPa



(d) OD: 36 inch, Internal pressure: 8MPa



(d) OD:36 inch, Internal pressure: 8MPa

Fig. 2 Stress with variation of internal pressure at buried depth of 1.5m for pipeline with 30 or 36 inch

Fig. 3 Stress with variation of internal pressure at buried depth of 20m for pipeline with 30 or 36 inch

Fig. 3은 API 5L X65 배관 상단부 토양의 퇴적 깊이가 20m에서 내압이 없는 경우와 8MPa인 조건에서 수심 변화에 따른 배관 상단부 내부와 외부에서의 유효응력, 원주응력, 두께방향응력 및 길이방향응력을 나타낸 것이다.

퇴적 깊이가 20m에서 내압이 없는 경우에는 -110MPa~110MPa의 응력을 나타내며 수심이 증가함에 따라 응력은 감소하며 수심 50m에서 배관 외부에서는 -128MPa를 나타내며 유효응력은 최대 120MPa을 나타내고 있다.

내압이 8MPa에서 원주응력이 가장 높은 응력을 나타내고 있었으며 30인치 배관의 경우에는 227MPa, 36인치 배관에서는 202MPa의 원주응력을 나타내며 수심이 증가함에 따라 원주응력은 감소하고 있다.

3.2 배관 상단부 퇴적 토양 효과

Figs. 4~5는 외경 30인치 두께 17.5mm와 외경 36인치 두께 20.6mm API 5L X65 배관에서 내압

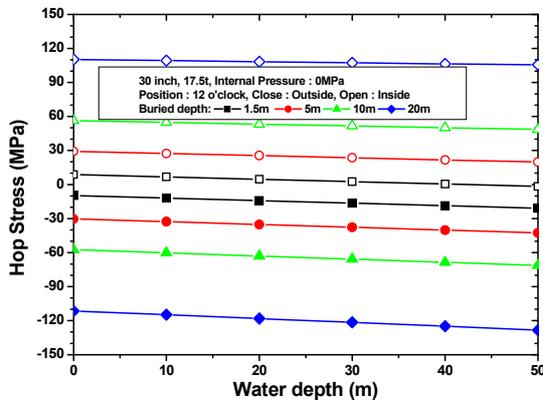
이 없는 경우와 8MPa인 조건에서 배관 상단부 토양의 퇴적 높이가 1.5, 5, 10, 20m로 증가하고 수심이 변화함에 따른 원주응력 변화를 나타낸 것이다.

동일 수심에서 퇴적 깊이가 증가함에 따라 토하중 증가로 인하여 배관 상단부의 원주응력은 증가하고 있었으나 동일 퇴적 깊이에서는 수심이 증가함에 따라 원주응력은 감소하고 있었다.

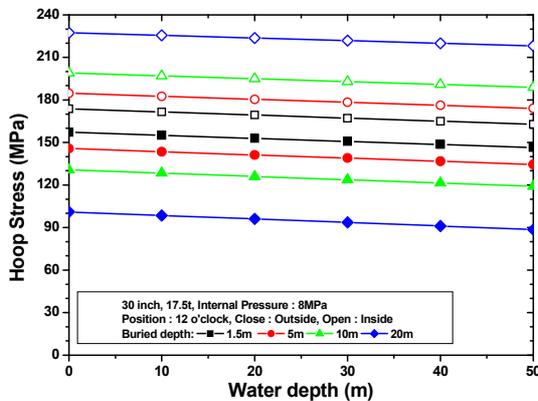
ASME B31.8⁽⁴⁾의 part 833에 의하면 원주응력과 외부하중에 의해 발생하는 응력에 대한 배관의 최대허용응력은 배관의 최소규정항복강도의 90%까지 허용하고 있으므로 8MPa의 내압으로 운영되는 API 5L X65 배관에서 50m까지의 퇴적 깊이에서 발생하는 응력은 API 5L X65 배관의 건전성에 영향을 미치지 않음을 알 수 있다.

3.3 국내 해저가스배관의 붕괴 깊이

Fig. 6은 API 5L X65 배관에서 배관 상단부 토양의 퇴적 높이가 1.5m에서 20m로 증가함에 따

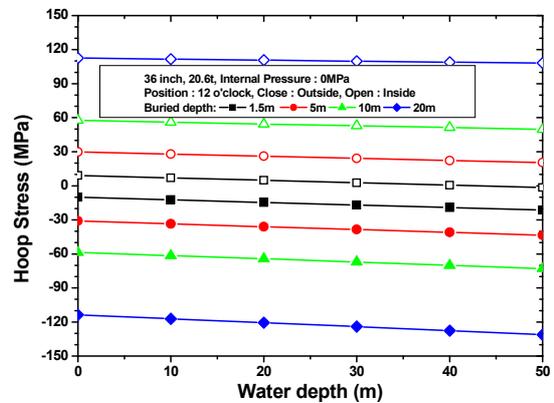


(a) Internal pressure: No

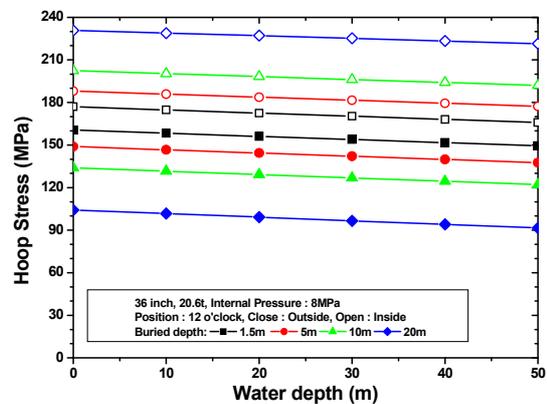


(b) Internal pressure: 8MPa

Fig. 4 Hoop stress with variation of buried depth for pipeline with 30 inch and 17.5t



(a) Internal pressure: No



(b) Internal pressure: 8MPa

Fig. 5 Hoop stress with variation of buried depth for pipeline with 36 inch and 20.6t

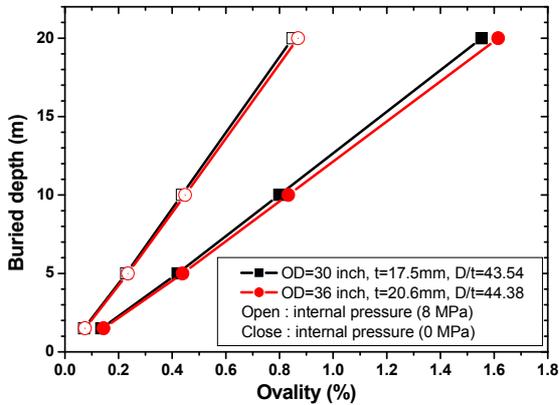


Fig. 6 Ovality with variation of buried depth above pipeline

른 배관의 ovality⁽¹⁾ 변화를 식 (4)에 의해 계산하여 나타낸 것이다.

$$f = \frac{D_{max} - D_{min}}{D} \times 100 \quad (4)$$

D=Nominal outside diameter of pipe

D_{max}=Greatest measured outside diameter of pipe

D_{min}=Smallest measured outside diameter of pipe

배관 상단부 토양의 퇴적 높이 증가는 배관에 부가되는 토하중 증가 효과를 나타내며 이로 인하여 ovality는 증가되며 내압이 없는 경우가 동일 퇴적 높이에서 더 큰 ovality를 나타내고 있다.

Fig. 7은 퇴적 높이가 1.5m에서 20m로 증가함에 따라 직경 30인치와 36인치 API 5L X65 배관에서 소성붕괴가 발생하는 수심을 나타낸 것이다. 정수압 증가에 따른 배관의 소성붕괴압력은 유한요소해석시 Static-Riks option을 사용하여 배관 외부표면에 압력을 부가시 최대를 나타내는 압력을 소성붕괴압력으로 설정하였다

내압 유무에 관계없이 퇴적 높이가 증가함에 따라 소성붕괴 수심은 감소하고 있었다. 이는 토양의 퇴적 높이가 증가함에 따라 ovality가⁽¹⁷⁾ 증가하여 배관 외부 표면에 국부적인 응력집중으로 인하여 소성붕괴가 발생하는 수심이 감소한 것이며 외경 36인치 두께 20.6mm의 배관의 경우 8MPa의 내압과 20m의 퇴적 깊이에서 붕괴 예측 수심은 1,442m로 평가되었다.

내압에 의해 발생된 원주응력은 배관 외부에서 부가되는 수압에 대한 저항성 증가에 의해 소성

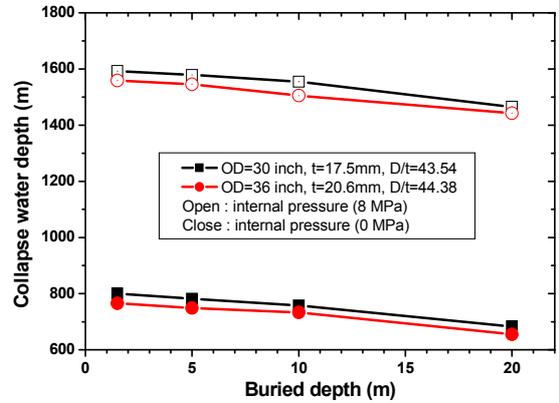


Fig. 7 Collapse water depth with variation of buried depth above pipeline

붕괴 수심을 증가시키며 8MPa의 내압은 내압이 없는 경우에 비하여 소성붕괴가 발생하는 수심을 800m 증가시키는 효과를 나타낸다.

4. 결 론

해저배관 상단부 퇴적 깊이 변화와 수심 변화에 따른 해저배관의 건전성에 미치는 영향을 유한요소해석을 통하여 다음과 같은 결론을 얻었다.

- (1) 해저배관 상단부에 토양 퇴적이 증가하면 배관의 ovality가 증가하며, 내압이 없는 경우가 더 큰 ovality를 나타내며 ovality가 증가함에 따라 소성붕괴가 발생하는 수심은 감소한다.
- (2) 동일 수심에서 퇴적 깊이가 증가함에 따라 토하중 증가로 인하여 배관 상단부의 원주응력은 증가하나 동일 퇴적 깊이에서는 수심이 증가함에 따라 원주응력은 감소한다.
- (3) 내압에 의해 발생된 원주응력은 배관 외부에서 부가되는 수압에 대한 저항성을 증가시켜 소성붕괴 수심을 증가시킨다.

참고문헌

- (1) DNV OS F101, 2007, "Submarine Pipeline System."
- (2) ISO13623, 2009, "Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation System."
- (3) API RP 1111, 1999, "Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines."
- (4) ASME 31.8, 2007, "Gas Transmission and Distribution Piping System."

- (5) BSI 8010,2004, "Pipeline Subsea: Design, Construction and Installation."
- (6) CSA Z662, 2007, "Oil and Gas Pipeline Systems."
- (7) Ministry of Land, Transport and Maritime Affairs, 2005, "Design Standard for Harbors and Fishing Port."
- (8) Bai, Y., Igland, R. and Moan, T., 1993, "Tube Collapse Under Combined Pressure, Tension and Bending," *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, Vol. 3, No. 2, pp. 121~129.
- (9) Park, T.D. and Kyriakides, S., 1996, "On the Collapse of Dented Cylinders Under External Pressure," *International Journal of Mechanical Sciences*, Vol. 38, pp. 557~578.
- (10) Park, T.D. and Kyriakides, S., 1997, "On the Performance of Integral Buckle Arrestors for Offshore Pipelines," *International Journal of Mechanical Sciences*, Vol. 39, pp. 643~669.
- (11) Cosham, A. and Hopkins, P., 2004, "The Effects of Dents in Pipelines-Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual," *Int. J. Pressure Vessels and Piping*, Vol. 81, pp. 127~139.
- (12) ABAQUS Version 6.8, 2009, Analysis User's Manual, ABAQUS Inc., Rhode Island, USA.
- (13) Riks, E., 1987, "Progress in Collapse Analysis," *Journal of Pressure Vessel Technology*, Vol. 109, No. 1, pp. 33~41.
- (14) API 5L, 2007, "Specification for Line Pipe."
- (15) Holloman, J. H., 1949, "Tensile Deformation," *Transactions of the American Institute Metallurgical and Petroleum Engineers*, Vol. 16, pp. 268~290.
- (16) Gerwick, B. C., 2000, Construction of Marine and Offshore Structures, CRC Press LLC.
- (17) Huang, X., Mihsein, M., Kibble, K. and Hall, R., 2000, "Collapse Strength Analysis of Casing Design Using Finite Element Method," *Int. J. Pressure Vessels and Piping*, Vol. 77, pp. 359~367.