

주위 온도변화가 다층구조 해저 파이프라인 내부 압력변화에 미치는 영향

양승호**

* 울산과학기술대학교 기계공학부

Effects of Ambient Temperature Change on the Internal Pressure Change of Multi-Layered Subsea Pipeline

Seung Ho Yang**

* Department of Mechanical Engineering, Ulsan College, Ulsan, Korea

요 약 : 해저 파이프라인은 자원개발을 포함한 에너지산업 및 철강산업과 연계한 고부가가치 산업으로서 상당한 관심을 받아왔다. 해저 파이프라인의 설계와 설치 프로젝트 수행을 위해서는 다양한 핵심요소기술들이 필요하다. 특히, 해저 파이프라인의 안전한 운영을 위해서는 예비커미셔닝을 통한 철저한 사전검증과정이 필수 불가결한 부분이다. 해저 파이프라인 예비커미셔닝 과정 중 하이드로테스팅 공정은 파이프라인 주위 온도변화에 크게 영향을 받는 것으로 알려져 있으나 이에 관한 이론적, 수치해석적 접근방법을 활용한 연구는 미미한 편이다. 본 연구에서는 해저 파이프라인의 예비커미셔닝 과정 중 하이드로테스팅 공정에 대해 과도열전달 해석법을 활용하여 내부 온도변화량 산정 및 이를 활용한 파이프라인 내부 압력변동량 예측법을 제시하였고 예측된 결과를 현장 실험측 데이터와 비교·검토하여 그 유효성을 입증하였다. 제안된 해석절차는 해저 파이프라인 설치 프로젝트 수행 사전단계에서부터 파이프라인 열전달 시뮬레이션을 통해 압력변동량 예측을 가능하게 함으로써 해저 파이프라인 설치 프로젝트의 생산성 향상에 크게 기여할 것으로 사료된다.

핵심용어 : 해저 파이프라인, 예비커미셔닝, 하이드로테스팅, 과도열전달 해석, 압력변동량 예측

Abstract : The subsea pipeline has received considerable attention as a high-value-added industry linked to the energy and steel industries including natural resource development. The design and installation of the subsea pipeline require a variety of key technologies to carry out the project. In particular, a thorough pre-verification process through pre-commissioning is essential for the safe operation of the subsea pipeline. The hydrotesting stage in the pre-commissioning process of the subsea pipeline is known to be affected significantly by the ambient temperature change; however, there is a little study based on the theoretical and numerical approach. In this study, the method of predicting the internal temperature change using the transient heat transfer method for the stage of hydrotesting during the pre-commissioning process of the subsea pipeline and the prediction method of the pressure variation in the pipeline using it were proposed. The predicted results were compared with field test results and its effectiveness was verified. The proposed analysis procedure is expected to contribute to the productivity improvement of the subsea pipeline installation project by enabling the prediction of pressure variation through pipeline heat transfer simulation from the initial design stage of the subsea pipeline installation project.

Key Words : Subsea pipeline, Pre-commissioning, Hydrotesting, Transient heat transfer analysis, Prediction of pressure variation

1. 서 론

전 세계적으로 육상과 해저에 설치되어 운영되고 있는 파이프라인의 수는 셀 수 없을 정도로 무수히 많다. 시추 및 생산기술의 발전과 더불어 석유와 천연가스 개발 프로젝트

가 전 세계 곳곳에서 진행되어져 왔고 생산·정제된 에너지 자원은 필요한 곳이면 어느 곳이든지 운송하기 위해 수많은 파이프라인들이 설치되었기 때문에 이제는 육상과 해상을 가리지 않고 마치 모세혈관처럼 전 지구를 감싸고 있다고 해도 과언이 아닐 정도이다. 과거에는 에너지 수요가 일부 선진국에 국한되어 있었으나 이제는 개발도상국을 포함한

† shyang@uc.ac.kr, 052-279-3138

수많은 국가들에서 자국 에너지 수요를 충족하기 위해 에너지 자원확보를 위한 노력을 경주하고 있다. 이러한 에너지 수요에 따른 파이프라인 설치 시장은 최근의 유가하락과 경기침체에 따른 일시적인 감소에도 불구하고 향후 지속적으로 성장할 것으로 전망되고 있다(Kim, 2014).

국내에서도 육상 및 해저 파이프라인에 대해 에너지 산업과 연계한 고부가가치 산업으로서 상당한 관심이 있어 왔으며 특히, 해저 파이프라인에 대한 관심은 중공업, 에너지, 철강기업과 국책연구기관을 중심으로 관련 엔지니어, 연구원들의 학회 참여와 연구논문 발표(Yang et al., 2010; Yu et al., 2015; Son et al., 2015) 등을 통해 큰 관심이 있어 왔음을 여러 학술자료들에서 확인할 수 있다.

현재 국내기업들 중 해저 파이프라인의 기본설계 및 상세설계와 설치가 가능한 곳이 일부 있으며 주로 아랍에미레이트를 비롯한 중동지역과 태국, 말레이시아 등 동남아시아, 그리고 중국 등에서 해저 파이프라인 설계 및 설치 프로젝트를 개별적으로 수행해 오고 있다.

해저 파이프라인 설계 및 설치공사에 있어서는 다양한 관련 기술들이 필요하다. 해저 파이프라인 최적경로선정(Pipeline Route Selection), 자유경간해석(Free Span Analysis), 해저면 안정성해석(On-bottom Stability Analysis), 파이프라인 전체 좌굴해석(Global Buckling Analysis), 유동안정성해석(Flow Assurance)과 부식방지대책(Corrosion Prevention), 파이프라인 설치(Pipeline Installation), 예비커미셔닝(Pre-Commissioning) 등은 대표적인 해저 파이프라인 설계와 핵심 요소 해석기술들을 나타낸다(Bai and Bai, 2005). 그러나, 이러한 파이프라인 설계 및 설치해석기술들 중 순수 국내기술로 실행가능한 기술은 일부에 국한되며 대부분 선진설계사나 선진시운전서비스업체에 의해서 설계되고 일괄 수행되고 있다. 이로 인해, 프로젝트 수행의 어려움뿐만 아니라 단계별 공정 지연, 생산성저하를 포함한 프로젝트 진행 전반의 주도권을 상실하게 되는 경우도 있다. 이러한 문제점들을 극복하기 위해 해저 파이프라인 설계 및 설치와 관련한 핵심 요소기술들의 자립화가 무엇보다도 절실히 요구된다.

본 연구의 목적은 동아시아 지역에서 수행된 해저 파이프라인 설치 프로젝트 중 예비커미셔닝 작업과정에 있어 주요 공정절차 중의 하나인 하이드로테스팅(Hydrotesting) 과정에 관한 해석기술을 개발하고 이를 검증하여 향후 해저 파이프라인 설치 프로젝트 수행 시 사전예측을 통해 하이드로테스팅 단계에서 문제가 발생하지 않도록 대비하고자 함에 있다.

국내에서는 이산화탄소 이송용 파이프라인 기초설계를 위해 환경경 변화, 내부유체의 상태변화 등 파라미터 변화에 따른 열전달해석을 수행한 사례(Huh et al., 2008)가 있으

며 해외에서는 해저 파이프라인의 시동작업(Start-up)과 운전정지작업(Shutdown) 시 과도열전달 해석을 수행하여 파이프라인 특정 위치에서 내부유체의 시간에 따른 온도변화 특성을 파악한 사례들(Barletta et al., 2008; Escobedo et al., 2006)이 있다. 그러나, 이러한 사례들은 파이프라인의 초기 설계단계에서의 열전달 특성파악 혹은 커미셔닝 이후의 유동안정성 확보를 위한 열전달 해석에 국한되어 있고 예비커미셔닝단계에서의 압력변동량 예측과는 다소 거리가 있다.

본 연구에서는 전산열유체(Computational Fluid Dynamics, 이하 CFD) 해석기술을 활용하여 해저 파이프라인 내부 과도열전달 해석을 수행하고 시간에 따른 파이프라인 내부 온도변화를 예측한 후, 예측된 온도변화 결과를 토대로 파이프라인 내부의 압력변동량을 예측하고자 하였다. 해석결과를 실험프로젝트 하이드로테스팅 계측결과와 비교·검토하여 하이드로테스팅 해석법의 유효성을 평가하고자 하였다.

2. 해저 파이프라인 하이드로테스팅

2.1 해저 파이프라인 예비커미셔닝 과정

해저 파이프라인은 일반적으로 다층구조를 가지며 단열(Insulation) 목적의 콘크리트 코팅(Concrete Coating)을 포함하고 있다. Fig. 1은 다층구조 해저파이프라인의 전형적인 모습을 보여준다.



Fig. 1. Multi-layered Subsea Pipeline.

해저 파이프라인의 설계와 제작과정을 거쳐 운송 및 현장설치작업을 완료하게 되면 예비커미셔닝 과정을 거치게 된다. 예비커미셔닝 과정은 총 6단계의 공정으로 진행되며 아래 (1)~(6)의 순서로 각각 진행된다(DNV-GL, 2016).

(1) 입수와 배수과정(Flooding & Venting) : 파이프라인 내부의 기본적인 청소(Cleaning)를 위해 물을 채우고 비우는 과정

(2) 게이징(Gauging)과정 : 파이프라인 내부 잔유물의 추가적인 청소와 난형도(Ovality)의 계측

(3) 하이드로테스팅과정(Hydrotesting) : 압력테스트를 통한 파이프라인 누설 검사 과정

(4) 탈수과정(Dewatering) : 하이드로테스팅과정 후 파이프라인 내부의 물을 제거하는 과정

(5) 건조과정(Air Drying) : 파이프라인 내부의 남아있는 물기를 완전히 제거하는 과정

(6) 질소충진과정(N₂ Purging) : 질소를 파이프라인 내부에 충전한 후 파이프라인을 완전히 밀폐하는 과정

하이드로테스팅과정의 경우, 아래 2.2에 설명되어 있는 바와 같이 작업이 순차적으로 이루어진다.

2.2 해저 파이프라인 하이드로테스팅 공정 절차

해저 파이프라인 예비커미셔닝 과정에 있어 각각의 공정들이 해저 파이프라인의 완전하고 안전한 서비스를 위해 모두 중요하나 그 중 하이드로테스팅 공정은 해저 파이프라인의 안전성 확보에 있어 절대적으로 중요하다. 왜냐하면, 하이드로테스팅 공정의 통과여부를 통해 파이프라인의 누설 유무를 확인할 수 있고 누설이 있을 경우 필요한 수정작업이 가능하기 때문이다. 해저 파이프라인의 하이드로테스팅 작업과정은 다음의 (1)~(4)의 순서로 이루어진다.

- (1) 가압단계(Pressurization)
- (2) 안정화단계(Stabilization)
- (3) 수압테스트(Hydrostatic Test)
- (4) 감압단계(Depressurization)

가압단계와 감압단계에서는 단계적으로 일정압의 가압과 감압이 이루어지고 안정화단계를 거친 후 수압테스트과정이 이루어진다. Fig. 2는 하이드로테스팅 과정동안 압력변동량을 표시하는 지시계를 보여준다.



Fig. 2. Hydrotesting polar plot and indicator.

수압테스트단계에서는 최소 24시간동안 압력을 유지하며 압력유지시간의 초기 2시간 동안은 15분 간격으로 그 이후는 30분 간격으로 수압테스트 기록시간과 파이프라인 내·외부 온도와 압력을 확인하고 기록하게 된다. Fig. 3은 하이드로테스팅을 위한 계측시스템을 보여준다.



Fig. 3. Measuring system of hydrotesting.

압력유지시간 동안 파이프라인 내부 수압이 테스트압력의 0.2% 이내를 유지할 경우 테스트를 종료하고 감압을 실시한다(DNV, 2013).

본 연구에서는 해저 파이프라인 하이드로테스팅 공정절차 중, 수압테스트 부분을 과도열전달 해석법을 적용하여 수치해석적으로 나타내고 해석결과에 따른 파이프라인 내부 압력변동량을 예측하고자 하였다. 이를 위해 해저 파이프라인 하이드로테스팅 해석절차를 해저 파이프라인의 과도열전달 해석부분과 압력변동량 예측부분의 두 부분으로 나누어 구성하였다.

3. 해저 파이프라인 과도열전달 해석

해저 파이프라인 주변 온도변화에 따른 내부압력변화를 모사하기 위해서는 파이프라인 자체의 열전달해석이 필수적으로 필요하다.

3.1 지배방정식

파이프라인 내부 열전달을 포함한 열유체 유동해석을 위한 지배방정식은 식(1)~(3)과 같다(ANSYS, 2013). 각각은 연속방정식, 운동량보존 방정식, 열에너지 방정식을 나타낸다. 식(1)과 (2)는 내부 점성유체의 유동을 해석하기 위한 기초식으로 파이프라인 내부 해수의 유동을 모사할 수 있게 해주며, 식(3)은 경계면의 온도변화에 따른 파이프라인 내부 열전달 현상을 모사할 수 있게 해 준다.

주위 온도변화가 다층구조 해저 파이프라인 내부 압력변화에 미치는 영향

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (1)$$

여기서, ρ 는 밀도, \vec{v} 는 속도를 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot (\bar{\tau}) + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (2)$$

여기서, p 는 압력, $\bar{\tau}$ 는 응력텐서, $\rho \vec{g}$ 는 중력, \vec{F} 는 외력을 각각 나타낸다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \nabla \cdot (\vec{v}(\rho E + p)) = \nabla \cdot (k \nabla T) + \Phi \quad (3)$$

여기서, k 는 열전도율(thermal conductivity), T 는 온도, Φ 는 점성소실 함수(viscous dissipation)를 각각 나타낸다. 점성소실 함수는 유체의 점성, 즉 마찰에 의한 열에너지를 나타낸다.

해저 파이프라인 열유체 과도열전달 해석도구로 열유체 해석분야에서 뛰어난 성능을 보여주고 있는 ANSYS Fluent를 사용하였다.

3.2 해저 파이프라인 열전달해석

3.2.1 해저 파이프라인 주요제원 및 해석모델링

대상 해저 파이프라인의 주요제원을 Table 1에 나타내었다. 대상 파이프라인은 동아시아 지역 해저파이프라인 설치공사의 한 부분으로 파이프라인의 직경이 상대적으로 크고 주변 해수의 온도변화가 2.5°C로 나타나는 환경적 특성이 있다.

Table 1. Summary of Subsea Pipeline Data

Parameter	Unit	Value
Steel Grade	-	X65
Pipeline Norminal Outer Diameter	mm	914.4
Wall Thickness	mm	20.6
Steel Density	kg/m ³	7850
Young's Modulus	MPa	2.07 × 10 ⁵
Poisson's Ratio	-	0.3
Corrosion Coating Thickness	mm	2.6
Concrete Coating Thickness	mm	120

해저 파이프라인 열전달 해석을 위한 해석모델링을 Fig. 4에 나타내었다. 주요제원을 활용하여 파이프라인 다층구조를 포함한 형상을 모델링하였고 정도 높은 해석을 위해 충분한 요소를 포함하도록 격자를 생성하였다. 파이프라

인이 원형인 점을 고려하여 효율적 계산을 위해 1/4 대칭(symmetry) 형상으로 모델링하였다. 파이프라인 외부벽면은 벽면 경계조건(wall boundary condition), 안쪽 대칭면은 대칭경계조건(symmetry boundary condition), 내부 경계면은 벽면에서의 열전달이 가능한 내부 벽면(internal wall)으로 각각 경계조건을 부여하였다.

파이프라인의 벽면 온도는 시간에 따라 변하게 되며 이를 모사하기 위해 벽면 경계조건을 매 15분마다 기록된 값으로 변하는 것으로 하여 해석의 입력값으로 사용하였다. 초기값은 파이프라인 내부 및 외부온도를 6.9°C의 기록된 초기 온도값을 사용하였다.

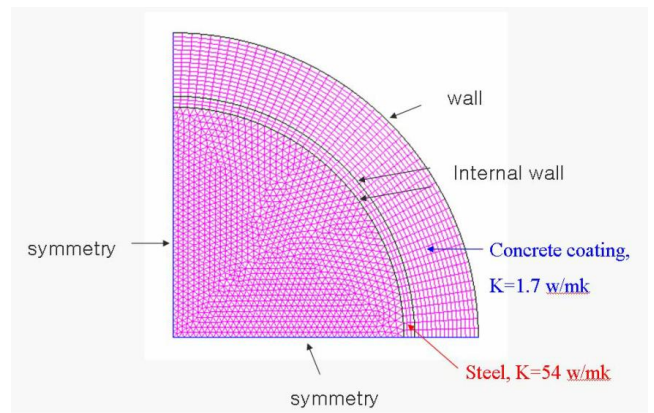


Fig. 4. Boundary conditions and material conductivity of pipeline.

해석결과에 시간 흐름에 따른 온도변화값을 확인하기 위해 Fig. 5에 보이는 바와 같이 중심으로부터 반경방향으로 0.01 m, 0.20 m, 0.40 m 위치에서의 온도값을 각각 해석결과값으로 출력하였다.

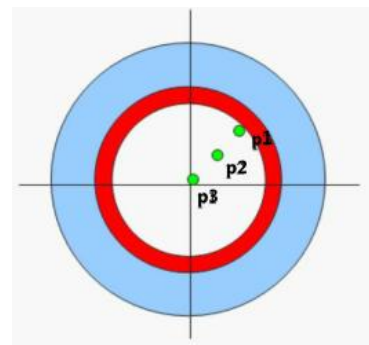


Fig. 5. Locations of temperature output.

3.3 해저 파이프라인 열전달해석 결과

3.3.1 주위 온도가 일정한 경우 해저 파이프라인 열전달특성

해저 파이프라인 주위 온도변화가 거의 없거나 일정한 경

우, 벽면 경계조건을 일정한 것으로 가정하여 해석하였다. 아래 Fig. 6은 주위 온도가 일정한 경우에 대한 파이프라인 열전달 해석결과를 보여준다.

내부온도(300K, 빨간색)가 외부온도(279.9K, 파란색) 보다 높은 경우에 대한 해석으로 외부의 낮은 온도에 의한 열전달 현상, 즉 열손실로 인해 파이프라인 내부의 온도가 경계면으로부터 내부중심으로 점진적으로 낮아지게 되는 양상을 Fig. 6의 온도장(Temperature contour) 해석결과로부터 확인할 수 있다.

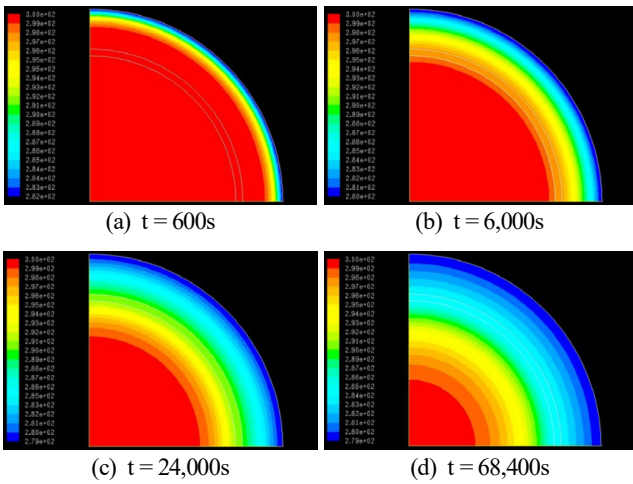


Fig. 6. Temperature contours with constant external temperature.

Fig. 7는 동일한 조건에서 주위 온도가 일정한 경우의 시계열 결과를 그래프로 표시한 것이다.

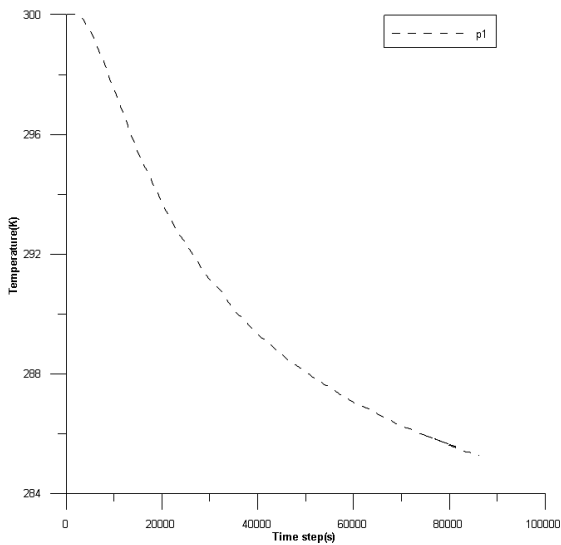


Fig. 7. Time history of temperature at p1.

3.3.2 주위 온도변화가 시간에 따라 변하는 경우 해저 파이프라인 열전달특성

Fig. 8은 해저 파이프라인 주위 온도가 시간에 따라 변하는 경우에 대한 파이프라인 열전달 해석결과를 나타내며, 주위 온도변화를 하이드로테스팅 동안의 실시간 계측결과를 입력으로 하여 해석하였을 경우에 대한 온도장 해석결과를 나타낸다. 온도가 일정한 경우의 결과와는 달리 주변 온도의 변화(279.0K ~ 280.9K)에 따라 온도의 역전현상이 하이드로테스팅 동안의 열전달과정에서 나타나는 것을 볼 수 있다.

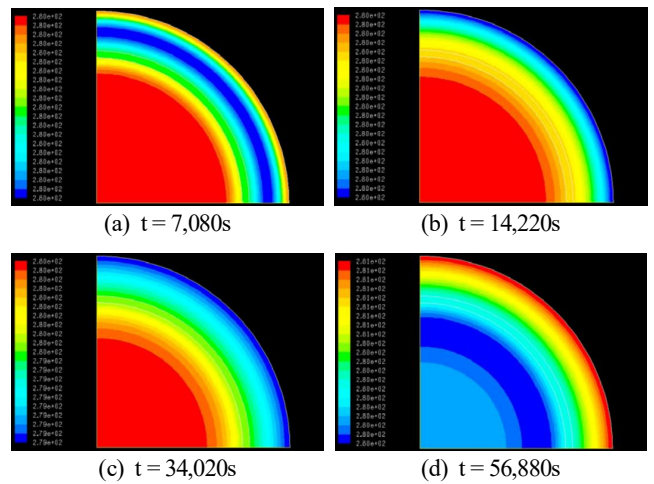


Fig. 8. Temperature contours with varying external temperature.

Fig. 9는 동일한 조건에서 주위 온도가 시간에 따라 변하는 경우의 시계열 결과를 그래프로 표시한 것이다.

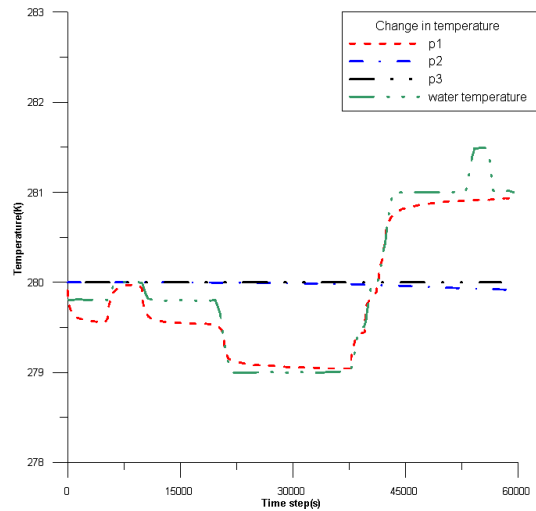


Fig. 9. Time history of temperature change at p1, p2, p3 according to water temperature change.

4. 해저 파이프라인 내부 압력변동량 예측결과

$A_1 \sim A_4, B_1 \sim B_4$ 의 계수값들을 아래 Table 2에 나타내었다.

4.1 압력변동량 예측을 위한 이론식

해저 파이프라인의 주위 온도변화에 대한 파이프라인 내부 압력변동량을 얻기 위해 하이드로테스팅 과정 중 압력계측을 수행하게 된다. 실제 파이프라인 내부의 유체는 온도에 따라 팽창 또는 수축을 하게 되며 이를 실시간 계측을 통해 압력변동량을 확인하게 된다(Gray, 1976).

본 연구에서는 파이프라인 내부유체의 온도변화에 따른 압력변동량을 온도와 압력의 상관관계에 관한 이론식과 실험값을 활용하여 예측하였고 실제측값과 비교·검토하였다. 식(4)는 단위온도변화에 대한 파이프라인 내부 압력변동량의 상관관계를 나타낸다(Bahadori and Vuthaluru, 2009).

$$\frac{\nabla P}{\nabla T} = \frac{\gamma - 2(1 + \nu)\alpha}{\frac{D}{Et}(1 - \nu^2) + \frac{1}{B}} \quad (4)$$

여기서, γ 는 체적팽창계수(Volumetric expansion coefficient), α 는 선팽창계수(Linear expansion coefficient)를 나타낸다.

또한, B는 체적탄성계수(Bulk modulus)를 나타내며, 식(5)와 같이 체적변화율에 대한 압력변동량으로 정의된다.

$$B = \frac{\nabla P}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)} \quad (5)$$

상기 식(4)와 식(5)에서 B와 γ 는 아래 추가적인 관계식들(식(6)~식(11))과 Bahadori and Vuthaluru(2009)가 제안한 광범위한 데이터 기반의 실험계수값들(Table 2)을 활용하여 구하였다.

$$\ln(B) = a + \frac{b}{T} + \frac{c}{T^2} + \frac{d}{T^3} \quad (6)$$

$$\gamma = a + bT + cT^2 + dT^3 \quad (7)$$

$$a = A_1 + B_1P \quad (8)$$

$$b = A_2 + B_2P \quad (9)$$

$$c = A_3 + B_3P \quad (10)$$

$$d = A_4 + B_4P \quad (11)$$

Table 2. Coefficients used for volumetric expansion of sea water

Sea Water	
A_1	-3.04020181×10^4
B_1	$-7.3627945 \times 10^{-2}$
A_2	3.1560193×10^2
B_2	9.6272771×10^{-4}
A_3	$-9.8461834 \times 10^{-1}$
B_3	-3.762354×10^{-6}
A_4	1.0470376×10^{-3}
B_4	4.6012784×10^{-9}

4.2 해저 파이프라인 내부 압력변동량 예측결과

Table 3은 본 연구에서 제시한 해석과정을 통해 예측한 압력변동량과 실제 계측된 값을 상호비교한 결과를 나타내고 있다. 본 연구에서 제시한 이론식과 실험계수를 이용하였을 경우 단위 온도변화에 대한 압력변동량이 2.1 bar로 예측되었고 실제측된 압력변동량 값인 1.5 bar와 비교해 볼 때 그 차이가 0.6 bar 정도로 근소한 차이를 보였다. 해저 파이프라인 설계규정(DNV, 2013)에 의하면, 압력변동량이 테스트 압력의 0.2% 범위 내에 있을 때 파이프라인이 누설로부터 완전무결한 것으로 판단하고 있다. 본 연구에서도 테스트 압력을 고려하여 설계규정에 따른 압력변동량 오차범위를 살펴보면 단위 온도변화에 대해 2.3 bar 이내를 테스트 통과범위로 판단할 수 있으며 시뮬레이션 결과가 허용압력변동량 범위 내에 있음을 확인할 수 있다.

Table 3. Comparison between measured data and present on pressure difference during hydrotesting

	Measured data	Present	Remark
Pressure difference*	1.5	2.1	during hydrotesting

*unit: bar

5. 결론

해저 파이프라인 예비커미셔닝 과정 중 하이드로테스팅 공정에 대한 압력변동량 예측법을 제시하였다. 파이프라인 내부 압력변동량 예측을 위해서는 주위 온도변화에 따른 파이프라인 내부 온도변화량이 반드시 필요하며, 이를 구하기 위해 다층구조의 복합재질로 구성된 파이프라인에 대한 과도열전달해석을 수행하였다. 열전달 해석결과를 활용하여

대상 파이프라인에 대한 압력변동량을 예측하였으며 실프로젝트 계측결과와 잘 일치함을 확인하였다. 이상의 결과들을 토대로 다음의 결론을 얻을 수 있다.

(1) 해저 파이프라인 과도열전달 해석결과를 활용한 하이드로테스팅 해석법을 정립하였다.

(2) CFD를 이용한 과도열전달 해석결과 및 온도변화와 압력변동량의 상관관계에 관한 이론식을 활용하여 파이프라인 내부 압력변동량을 예측하였다.

(3) 해저 파이프라인 주위 온도변화는 다층구조의 파이프라인 내부 온도장에 영향을 미치고 최종적으로 내부 압력변동량에 큰 영향을 미치는 것을 수치해석적으로 확인할 수 있다.

본 연구결과를 활용하면 해저파이프라인 설치 프로젝트 수행 전 사전 시뮬레이션을 통해 하이드로테스팅 과정에 있어 공정지연을 막기 위한 사전대비가 가능할 것으로 판단된다. 즉, 주위 온도변화가 클 경우 파이프라인 내부 압력변동량이 크게 나타나게 되며 이 때 시뮬레이션 결과를 발주처와 공유하고 사전협의를 통해 압력변동량 허용범위를 추가적으로 넓게 보도록 조율하거나 혹은 주위 온도변화가 상대적으로 적은 시점에 하이드로테스팅을 수행하여 해당 공정의 반복적인 실패를 피할 수 있을 것이다. 해저 파이프라인 설계규정(DNV, 2013)에서도 이러한 부분을 부수적으로 설명하고는 있으나 시뮬레이션 결과를 활용하여 사전에 예측하고 대비하는 부분에 대해서는 구체적으로 제시하고 있지 않아 필요시 적극적으로 발주처와 협의해 나갈 필요가 있을 것이다. 더 나아가 본 연구결과를 활용은 해저 파이프라인 하이드로테스팅 공정을 포함한 파이프라인 설치 프로젝트 전반의 생산성 향상에 크게 기여할 것으로 사료된다.

본 연구에서는 주위 온도변화에 대한 파이프라인 내부 온도변화를 CFD를 활용하여 해석하고 이를 기반으로 압력변동량 예측 이론식을 통해 파이프라인 내부 압력변동량을 구하였다. 이러한 해석법을 한 단계 더 발전시키기 위해 현재의 두 단계에 걸친 해석과정을 유체-구조연성(Fluid-Structure Interaction) 해석기법을 도입하여 하나의 해석과정에 의한 압력변동량 예측이 가능하도록 통합할 필요가 있다. 뿐만 아니라, 파이프라인 다층구조 재료특성 및 층별 두께 변화에 따른 열전달 특성연구 등 다양한 파라미터 변화에 따른 실험 및 해석결과들을 확보하여 해저 파이프라인 설계 및 설치 프로젝트 수행을 위한 기초자료로 활용할 필요가 있다. 따라서, 향후 연구로서 상기 제시된 연구내용들을 지속적으로 수행하고 연구성과를 확보하여 해저 파이프라인 설계 및 설치 핵심 요소기술들의 고도화를 앞당길 수 있기를 기대한다.

사 사

이 논문은 2018년 울산과학대학교 교내학술연구비 지원에 의해 수행됨.

References

- [1] ANSYS(2013), ANSYS Fluent Theory Guide.
- [2] Bahadori, A. and H. B. Vuthaluru(2009), Prediction of Bulk Modulus and Volumetric Expansion Coefficient of Water for Leak Tightness Test of Pipelines, International Journal of Pressure Vessels and Piping, Vol. 86, pp. 550-554.
- [3] Bai, Yong and Qiang Bai(2005), Subsea Pipelines and Risers, Elsevier, pp. 11-21.
- [4] Barletta, A., S. Lazzari, E. Zanchini, and A. Terenzi(2008), Transient Heat Transfer from an Offshore Buried Pipeline during Start-up Working Conditions, International Journal of Heat Transfer Engineering, Vol. 29, No. 11, pp. 942-949.
- [5] DNV-GL(2016), DNVGL-RP-F115: Pre-commissioning of Submarine Pipelines, DNV-GL AS, pp. 13-36.
- [6] DNV(2013), DNV-OS-F101: Submarine Pipeline Systems, DNV AS, pp. 182-185.
- [7] Escobedo, J. J. B., A. O. Nieckele, and L. F. A. Azevedo(2006), Analysis of the Transient Cooldown of Sub-Sea Pipelines, 2006 International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, pp. 845-853.
- [8] Gray, J. C.(1976), How Temperature Affects Pipeline Hydrostatic Testing, Pipeline and Gas Journal, Vol. 203, No. 14, pp. 26-30.
- [9] Huh, C., S. G. Kang, S. Hong, J. S. Choi, and J. H. Back(2008), Thermal-Hydraulic Analysis of Pipeline Transport System for Marine Geological Storage of Carbon Dioxide, Journal of Ocean Engineering and Technology, Vol. 22, No. 6, pp. 88-94.
- [10] Kim, Y. P.(2014), Subsea Pipeline Design and Construction Technology Trend, Journal of KSME, Vol. 54, No. 1, pp. 48-52.
- [11] Son, S. H., J. B. Park, and J. H. Lee(2015), Experimental Investigation of Flow Assurance due to Heating Method in Offshore Pipeline, Transactions of the KSME C, Vol. 3, No. 1, pp. 45-53.
- [12] Yang, S. H., J. J. Jung, Y. H. Kim, W. S. Lee, and J. B. Kim(2010), Global Buckling Assessment of High Pressure and High Temperature (HP/HT) Offshore Pipeline, 8th International

Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, American Society of Mechanical Engineers, Vol. 3, pp. 657-663.

- [13] Yu, S. Y., H. S. Choi, S. K. Lee, K. S. Park, and D. K. Kim(2015), Nonlinear Soil Parameter Effects on Dynamic Embedment of Offshore Pipeline on Soft Clay, Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, Vol. 7, No. 2, pp. 227-243.

Received : 2019. 08. 26.

Revised : 2019. 09. 30.

Accepted : 2019. 10. 28.