

건조 공법에 따른 해저 파이프라인 내부 상대습도 변화 특성 연구

양승호^{*†}

* 울산과학기술대학교 기계공학부 부교수

Study on the Change of Relative Humidity in Subsea Pipeline
According to Drying MethodSeung Ho Yang^{*†}

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

요 약 : 해저 파이프라인 예비커미셔닝(Pre-commissioning) 단계는 입수(Flooding), 배수(Venting), 하이드로테스팅(Hydrotesting), 탈수(Dewatering), 건조(Drying), 질소충진(N₂ Purging)의 공정과정으로 구성된다. 이 중 건조와 질소충진 과정은 운용 중 파이프라인 내부에 하이드레이트(Hydrate)의 발생과 가스 폭발의 위험을 방지하기 위해 상대습도를 이슬점 아래로 감소 및 유지되도록 규정되어 있다. 본 연구의 목적은 해저 파이프라인 예비커미셔닝 중, 공기건조(Air Drying)와 질소충진 공정과정에 대한 해석법을 개발하고 현장계측 결과와의 상호 비교를 통해 해석법의 활용가능성을 평가하는 데 있다. 해저 파이프라인 내부 상대습도 평가를 위한 방법으로 전산열유체(CFD)를 활용한 해석기법을 도입·적용하였고 해양공사 해저 파이프라인 공기건조와 질소충진 공정과정에 대한 현장계측 결과와 잘 일치함을 확인하였다. 개발된 공기건조와 질소충진 해석법 및 평가방법을 향후 해저 파이프라인 예비커미셔닝 작업의 사전 엔지니어링 도구로 활용할 경우, 작업생산성 향상에 크게 기여할 것으로 사료된다.

핵심용어 : 해저 파이프라인, 예비커미셔닝, 공기건조, 질소충진, 상대습도, 이슬점

Abstract : The subsea pipeline pre-commissioning stage consists of the following processes: Flooding, Venting, Hydrotesting, Dewatering, Drying, and N₂ Purging. Among these processes, drying and nitrogen purging processes are stipulated to reduce and maintain the relative humidity below dew point to prevent the generation of hydrate and the risk of gas explosion in the pipeline during operation. The purpose of this study is to develop an analysis method for the air drying and nitrogen purging process during pre-commissioning of the subsea pipeline, and to evaluate the applicability of the analysis method through comparison with on-site measurement results. An analysis method using Computational Fluid Dynamics (CFD) was introduced and applied as a method for evaluating the relative humidity inside a subsea pipeline, and it was confirmed that analysis results were in good agreement with the on-site measurement results for the air drying and nitrogen purging process of the offshore pipeline. If the developed air drying and nitrogen purging analysis method are used as pre-engineering tools for pre-commissioning of subsea pipelines in the future, it is expected to have a significant impact on the improvement of work productivity.

Key Words : Subsea pipeline, Pre-commissioning, Air drying, Nitrogen purging, Relative humidity, Dew point

1. 서 론

세계 경제가 과거 지역단위의 소규모 경제권에서 오늘날 고도화된 거대 경제공동체로 나아감에 따라 에너지 자원의 효율적 운송과 이용은 대단히 중요한 문제가 되고 있다. 과

거 기술적 제한으로 인해 일부 특정 국가를 중심으로 석유 및 가스 에너지 자원이 제한적으로 개발되고 운송되어 이용돼 왔으나 현재는 지속적인 연구개발을 통해 극지, 해양 등 전 세계 어떤 곳에서라도 에너지 자원이 확인되고 경제성만 확보된다면 에너지 자원의 개발과 사용이 가능하다. 이러한 에너지 자원의 확보와 개발, 이용을 위한 원천기술의 확보는 국가적으로도 대단히 중요한 사항이며 국내 여러 관계기관의 협업을 통해 원천기술 확보전략에 관한 로드맵을 만들어 가고 있다(Hong et al., 2010). 에너지 자원의 확보와 효율

† shyang@uc.ac.kr, 052-279-3138

※ 건조 공법에 따른 해저 파이프라인 내부 상대습도 변화 특성 연구, (사)해양환경안전학회 2021년도 추계학술발표회, 한국해양수산연수원 행정교육관, 2021.11.26., p.152

적 운송 및 이용을 위해 기존의 기술적 한계를 뛰어넘는 새로운 기술의 개발과 이를 통한 혁신적 발전은 인류의 미래를 위한 기본적 토대가 되고 있다. 한편, 에너지 자원의 효율적 운송을 위한 파이프라인의 설치와 운용은 많은 시간과 비용이 요구됨에도 불구하고 에너지 수요의 증가와 에너지 자원의 안정적 공급을 위한 기본적인 시설이기 때문에 많은 국가와 산업분야에서 파이프라인을 에너지 운송의 주요 기초기반시설로 활용하고 있다(Chung, 2001; Kim, 2014; Kim, 2016).

파이프라인은 크게 육상 파이프라인과 해저 파이프라인으로 구분된다. 육상 파이프라인의 경우에는 해저 파이프라인과 비교할 때 작업자들의 접근이 용이하고 설치 후에도 유지보수가 상대적으로 쉽게 이루어질 수 있다. 반면, 해저 파이프라인의 경우에는 육상 파이프라인과는 달리 설치 환경이 해수면 아래 수 미터에서 수십 미터, 깊게는 수백 미터에 이르기 때문에 설치작업에 있어 특수한 장비를 갖춘 파이프라인 설치선(Pipelaying Vessel)이 필요할 뿐만 아니라 설치작업 이후에 파이프라인에 대한 접근이 어렵기 때문에 설치작업 시 매 공정단계마다 까다로운 요구조건을 만족해야 하는 특징이 있다(Bai and Bai, 2005; Palmer, 2008; Kim, 2016; Yang, 2019). 해저 파이프라인은 설계 완료 후 파이프라인 열좌굴해석(Yang et al., 2010)과 같은 설치 시뮬레이션을 통한 검증과정을 거쳐 실제 설치작업이 이루어지며 계획된 위치에 설치된 이후에도 실제 운용에 들어가기까지 많은 사전작업들이 수행된다. 구체적으로는 예비커미셔닝 단계에서 입수(Flooding), 배수(Venting), 하이드로테스팅(Hydrotesting), 탈수(Dewatering), 건조(Drying), 질소충진(N₂ Purging)의 공정과정을 거치게 된다. 이 중 건조공정과 질소충진 공정과정은 운용 중 파이프라인 내부에 하이드레이트(Hydrate)의 발생과 가스 폭발의 위험을 방지하기 위해 상대습도를 이슬점(Dew Point) 아래로 감소 및 유지되도록 해야 하는 까다로운 규정을 만족시키도록 작업이 수행되어야 한다(Bai and Bai, 2005). 과거에는 파이프라인의 건조공정과 질소충진 공정 수행 시 전적으로 경험에 의존하였다. 공정작업의 중요성에도 불구하고, 사전 엔지니어링을 위한 예측도구를 개발하여 사용하지 못하였다. 반면, 해저 파이프라인 분야 외의 공학분야 응용으로서의 건조기술에 관한 연구는 화학산업에서의 제습과 관련하여 에너지 절약을 위한 효율적인 건조기술(Cho and Park, 1997)에 관한 연구가 있어 왔고 섬유산업에서는 실(Thread)의 열풍건조 공정에 관한 연구들(Shin et al., 1998)이 있어 왔다. 이러한 연구들이 특정 제품 및 제조공정의 에너지 효율향상을 위한 건조공법에 대한 연구임에도 불구하고 공학적 응용은 제한적이며 해저 파이프라인 내부의 건조공법과는 다소 거리가 있어 파이프라인 건조공법에 응용하여 적용하기에는 무리가 있는 연구들이다. 또한, 해저 파이프라인

내부유동 확보(Flow Assurance)를 위한 열유체역학적 현상에 대한 다양한 연구들(Barrera Escobedo et al., 2006; Barletta et al., 2008; Huh et al., 2008; Son, 2015)이 있어 왔음에도 불구하고 내부 건조공법에 대한 연구는 찾아볼 수 없는 형편이다. 따라서, 해저 파이프라인 내부 건조과정에 있어서의 상대습도 변화 특성파악을 위한 특화된 해석법의 개발이 절실히 필요하다.

본 연구의 목적은 해저 파이프라인 예비커미셔닝 중, 건조공정과 질소충진 공정과정에 대한 해석법을 개발하고 이의 검증을 통해 해저 파이프라인 설치 프로젝트의 생산성향상을 위한 기본토대를 마련하고자 하는 것이다.

2. 해저 파이프라인 건조 공법

2.1 해저 파이프라인 예비커미셔닝 세부 공정절차

해저 파이프라인은 실제 운영에 들어가기 전에 많은 사전작업들과 테스트들이 이루어진다(DNV-GL, 2016). 해저 파이프라인의 기본적인 시스템 테스트 이전 기초작업으로 파이프라인 내부 청소작업이 우선적으로 실시된다. 입수와 배수과정을 통해 파이프라인 내부의 잔존물들을 제거하고 이어서 파이프라인 내부 난형도(Ovality)등의 계측을 위해 피그(Pig)를 이용한 게이징(Gauging) 작업이 수행된다. 이러한 일련의 작업이 완료되면 파이프라인 하이드로테스팅이 실시된다. 고압의 하이드로테스팅을 통과하면 이후의 커미셔닝(Commissioning) 단계로 넘어가기 전 마지막 공정작업들인 파이프라인 내부 건조공정과 질소충진 작업이 이루어진다. 즉, 파이프라인 내부의 남아있는 수분을 공기건조 과정을 통해 완전히 제거하고 질소가스로 파이프라인 전체를 최종 밀봉하게 되는 것이다. Fig. 1은 해저 파이프라인 예비커미셔닝 전 과정을 도식적으로 보여주고 있다.

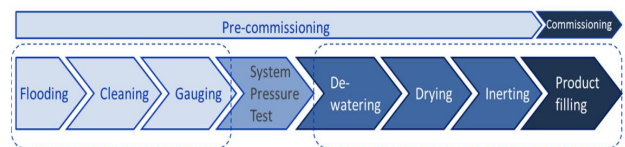


Fig. 1. Pre-commissioning and Commissioning Procedure.

2.2 해저 파이프라인 공기건조(Air Drying) 공정과 질소충진(N₂ Purging) 공정

해저 파이프라인 내부 건조 방법으로는 공기건조와 질소충진을 통한 건조 공법이 있다. 전자는 상온 혹은 뜨거운 공기를 파이프라인 입구쪽으로 불어넣어 파이프라인 벽면의 남아있는 습기를 제거함과 동시에 수증기(Water Vapor)를 출

구쪽으로 배출시키는 방법이고 후자는 뜨거운 공기를 불어 넣는 대신 이슬점 온도가 대단히 낮은 질소가스를 입구쪽으로 불어넣어 파이프라인 내부를 건조시킴과 동시에 질소가스로 파이프라인 내부 충전이 동시에 이루어지도록 하는 건조공법이다. 전자의 경우에는 공기건조과정이 완료되고 나서 추가적으로 질소충진 과정을 수행하게 됨으로써 각각의 단계가 명확히 구분되어 작업과정의 완료성 확인은 수월하나 두 단계를 모두 개별적으로 확인하고 기록해야 하기 때문에 작업공정에 있어서 시간이 상대적으로 많이 소요되는 단점이 있다. 후자의 경우에는 공기건조 과정을 통해 일정 정도 파이프라인 내부 습기를 제거한 상태에서 질소가스를 이용하여 내부 건조와 충전이 동시에 이루어지기 때문에 작업공정 시간을 단축할 수 있는 장점이 있으나 두 작업간의 경계가 모호하여 공정작업이 원활하게 이루어지지 않을 경우에는 공정작업에 소요되는 시간이 길어질 수 있으며 원인 파악에 어려움이 있을 수 있다. 또한, 건조를 위해 소요되는 질소가스의 양이 과다할 경우 질소가스가 고가인 점을 고려할 때 오히려 전체 공정작업에 있어 비용증가의 우려가 있다. 그럼에도 불구하고 작업의 편의성과 간소함으로 인해 현장작업에서는 후자의 형태로 공정작업이 종종 이루어지고 있다.

해저 파이프라인 내부 건조 작업공정 절차(Procedure)는 아래와 같다.

- (1) 탈수공정 중 파이프라인 내부에서 공사 잔여물(Debris) 및 물기가 거의 나오지 않으면 압축기를 이용하여 공기를 주입하면서 내부 습기를 제거한다.
- (2) 이슬점을 체크하기 위한 계측기기를 설치하고 건조과정 중 모니터링을 실시한다.
- (3) 스펙(Specification)의 이슬점에 도달하면 파이프라인 내부 건조가 완료된 것으로 판정한다.

Fig. 2는 해저 파이프라인 내부 건조공정 해석을 위한 개념도이다. 파이프라인 입구쪽으로 공기 혹은 질소가스(N₂)를 불어 넣어 내부의 습한 공기(Wet Air)를 출구쪽으로 밀어내게 되는 데 이때 내부의 습한 공기는 입구쪽에서 유입되는 가스와 혼합되어 일정구간에 걸쳐 혼합가스 영역이 만들어지게 된다.

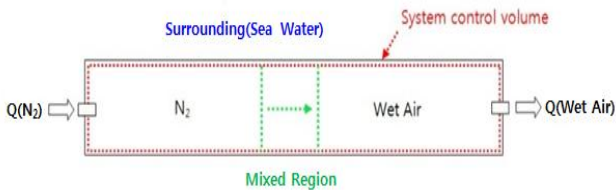


Fig. 2. Schematic diagram for subsea pipeline drying analysis

Fig. 2에서 녹색 점선영역은 유입가스와 습한 공기의 혼합 영역(Mixed Region)을 의미한다. 또한, 붉은색 점선영역은 시스템 제어체적(System Control Volume)을 의미하며 그 외부 영역은 해수가 존재하는 영역으로 본 연구에서는 열의 유출입은 없는 것으로 가정하였다.

3. 해저 파이프라인 내부 물질이송 및 상대습도 변화 해석

3.1 해저 파이프라인 내부 물질이송과 가스혼합에 관한 지배방정식

해저 파이프라인 내부 상대습도 평가를 위해서는 내부 물질이송과 가스 혼합에 대한 이론, 상대습도 및 이슬점 계산 등의 과정이 필요하다. 이러한 관점에서 열유체역학 분야 중 물질이송과 가스혼합 해석에 강점을 가지고 있는 Fluent를 도입·활용하였다(ANSYS, 2013a).

아래 식들은 파이프라인 내부 혼합기체 유동해석을 위한 지배방정식을 나타낸다. 연속방정식, 운동량보존 방정식, 에너지 보존 방정식을 식(1)~(3)에 나타내었다.

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

여기서, ρ 는 밀도, \vec{v} 는 속도를 나타낸다.

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

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

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \nabla \cdot (\vec{v}(\rho E + p)) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T - \sum_j h_j \vec{J}_j + (\vec{\tau}_{eff} \cdot \vec{v})) + S_h \quad (3)$$

여기서, E 는 에너지, k_{eff} 는 유효전도율(Thermal Conductivity), \vec{J}_j 는 확산플럭스(Diffusion Flux), S_h 는 화학반응열을 각각 나타낸다.

물질의 이송과 가스의 혼합에 대한 지배방정식인 물질이송 방정식은 아래 식(4)와 같다.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho Y_i) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} Y_i) = -\nabla \cdot \vec{J}_i + R_i + S_i \quad (4)$$

여기서, Y_i 는 질량분율(Mass Fraction), \vec{J}_i 는 확산플럭스, R_i

는 화학반응에 의한 물질의 순생성율, S_i 는 혼합가스 내 분산되어 있는 미립자인 분산상(Dispersed Phase)으로부터 추가되는 생성율, i 는 i 번째 물질(Species)을 각각 나타낸다.

3.2 해저 파이프라인 내부 상대습도와 이슬점 계산

해저 파이프라인 내부 상대습도는 혼합기체 온도에서 수증기 포화압력에 대한 혼합기체 내 수증기의 부분압으로 정의되며 아래 실험식(5)를 토대로 Fluent 내에서 자동 계산된다(ANSYS, 2013b).

$$\ln\left(\frac{p}{p_c}\right) = \left(\frac{T_c}{T} - 1\right) \times \sum_1^8 F_i (a(T - T_p))^{i-1} \quad (5)$$

여기서, $P_c = 22.089 \text{ MPa}$

$$T_c = 647.286 \text{ K}$$

$$F_1 = -7.4192420$$

$$F_2 = 2.9721000 \times 10^{-1}$$

$$F_3 = -1.1552860 \times 10^{-1}$$

$$F_4 = 8.6856350 \times 10^{-3}$$

$$F_5 = 1.0940980 \times 10^{-3}$$

$$F_6 = -4.3999300 \times 10^{-3}$$

$$F_7 = 2.5206580 \times 10^{-3}$$

$$F_8 = -5.2186840 \times 10^{-4}$$

$$a = 0.01$$

$$T_p = 338.15 \text{ K}$$

이슬점은 일정한 압력하에서 공기의 온도가 내려갈 때 공기가 포화되는 순간의 온도로 정의되며 아래의 매그너스 이론식(Magnus Theoretical Formula) 기반의 이슬점 계산식(6)을 이용하여 계산을 수행하였다(Sensirion, 2006).

$$D_p(T, RH) = \frac{\lambda \cdot \ln\left(\frac{RH}{100}\right) + \frac{\beta \cdot T}{\lambda + T}}{\beta - \ln\left(\frac{RH}{100}\right) + \frac{\beta \cdot T}{\lambda + T}} \quad (6)$$

여기서, D_p 는 이슬점, T 는 온도, RH 는 상대습도, λ 와 β 는 매그너스 파라미터(Magnus Parameter)를 나타낸다.

3.3 대상 해저 파이프라인과 해석모델링

본 연구의 대상 해저 파이프라인은 동아시아 지역에 실제 설치 프로젝트가 수행되었던 파이프라인으로 가스주입(Gas

Injection)용으로 설치되었던 파이프라인이다.

Table 1에 대상 해저 파이프라인의 주요 데이터들을 요약하여 나타내었다. 파이프라인의 직경은 323.9 mm로 소구경에 속하며 외부에 115 mm의 콘크리트 코팅처리가 되어 있다. 설치되는 파이프라인의 전체 길이는 2.318 km이다.

Table 1. Main Particulars of Target Subsea Pipeline

Parameter	Unit	Value
Purpose	-	Gas Injection
Pipeline Outer Diameter	mm	323.9
Pipeline Length	km	2.318
Wall Thickness	mm	27.0
Concrete Coating Thickness	mm	115
Steel Density	kg/m ³	7850
Steel Grade	-	API 5L X-65
Operating Pressure	MPa	37.9
Operating Temperature	°C	90.6
Seawater Density	kg/m ³	1032

Fig. 3은 파이프라인 내부 건조공정 해석 및 가스혼합 해석을 위한 파이프라인 모델링을 나타낸다. 대상 파이프라인을 전체 길이에 걸쳐 모델링하였고 정도 높은 해석을 위해 충분한 격자요소를 포함하도록 구성하였다. 입구조건은 속도입구(Velocity Inlet) 조건, 출구조건은 유출(Outflow) 조건을 각각 부여하였다. 파이프라인 내부 벽면은 벽면 경계조건(Wall Boundary Condition) 및 열의 유출입이 없는 단열(Adiabatic Condition)조건을 부여하였다. 주입되는 기체로는 건조공기와 질소가스가 사용되었고 고속의 유체흐름($Re = 1.2 \times 10^5$) 해석을 위한 난류모델로는 표준 $k-\epsilon$ 모델이 사용되었다. Fig. 3에서 P10, P1000, P2300은 파이프라인 입구로부터 10 m, 1000 m, 2300 m 지점을 각각 나타내며 이후의 해석결과에서도 동일한 의미로 사용하였다.

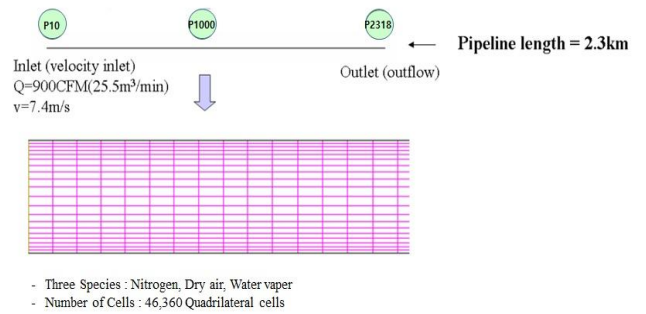


Fig. 3. Modeling for analysis of subsea pipeline drying process.

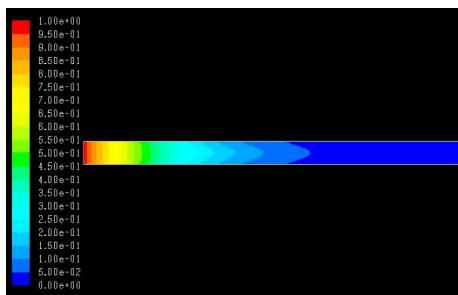
파이프라인 내부 건조공정 해석은 먼저 Fluent를 활용한 파이프라인 내부 물질전달 및 가스혼합 해석이 수행되고 이로부터 얻어진 시간에 따른 파이프라인 내부 온도변화 결과와 상대습도 변화 결과를 이용하여 이슬점을 계산하는 과정으로 진행되었다. 현장계측 결과와의 비교검증을 위해 해석입력조건으로 고온(323 K)의 건조공기를 입구유속 $V=7.4m/s$ 로 사용하였고 파이프라인 내부 건조과정이 진행되는 상태에서 출구지점에서 이슬점 온도에 도달하는 시간을 시뮬레이션을 통해 구하였다.

4. 해저 파이프라인 내부 물질이송 및 상대습도 변화 해석결과

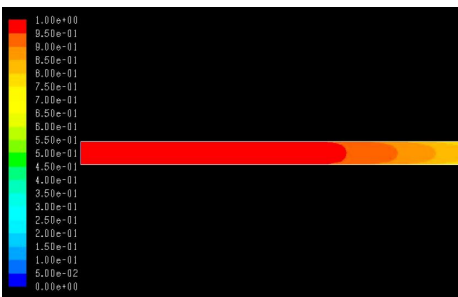
4.1 열풍건조(Hot Air) 공법에 의한 해저 파이프라인 내부 건조 해석결과

예비커미셔닝 중 건조공정 및 질소충진 공정 해석을 위해 해저 파이프라인 내부 물질이송과 상대습도 변화에 대한 해석이 수행되었고 4.1절~4.2절에 그 결과들을 나타내었다.

Fig. 4는 고온의 건조공기(붉은색)가 입구쪽에서 주입되었을 때의 시간에 따른 파이프라인 내부 혼합공기 질량분율 변화 양상을 보여준다. 초기 입구쪽으로 고온 건조공기가 유입된 직후 내부 수증기(파란색)와 혼합되며 파이프라인을 따라서 건조공기가 빠르게 내부로 진입·확산해 나가는 것을 볼 수 있다.



(a) $t = 0.1s$



(b) $t = 0.8s$

Fig. 4. Mass fraction contours near inlet region.

파이프라인 내부의 세 군데 위치(P10, P1000, P2318)에서 시간에 따른 건조공기의 질량분율을 Fig. 5에 시계열 그래프로 나타내었다. 입구쪽에 가까운 P10부터 중간부근인 P1000을 거쳐 출구쪽인 P2318 위치까지 순차적으로 건조공기의 질량분율이 증가하여 파이프라인 내부 전체 공간이 시간이 흐름에 따라 건조공기로 채워지게 되는 것을 알 수 있다.

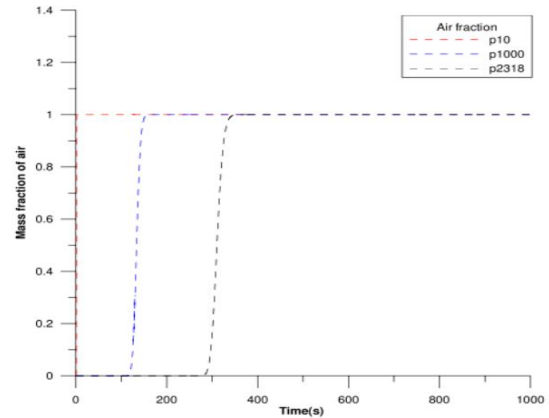


Fig. 5. Time history of mass fraction of air at designated locations in the pipeline.

Fig. 6은 파이프라인 내부의 동일한 위치에서의 시간에 따른 상대습도 해석결과 그래프이다. 공기의 질량분율 시계열 결과와 동일하게 파이프라인 내부 세 곳에서 동일한 시간대에 상대습도가 급격히 하강하는 결과를 보이며 이에 따라 파이프라인 내부 건조가 이루어지는 것을 확인할 수 있다.

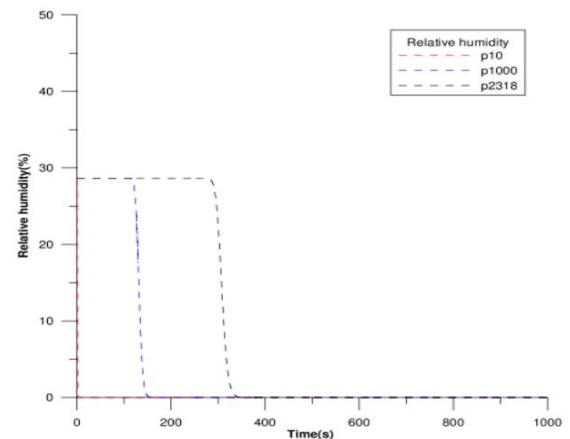


Fig. 6. Time history of relative humidity at designated locations in the pipeline.

건조공정이 진행되는 동안 파이프라인 내부에서는 건조공기가 빠르게 확산되며 내부에 있던 수증기와 혼합이 이루어진다.

건조 공법에 따른 해저 파이프라인 내부 상대습도 변화 특성 연구

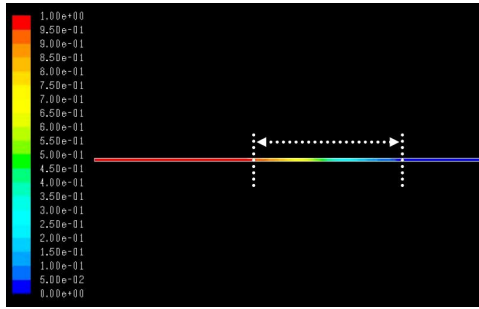


Fig. 7. Mixing region in the pipeline at t=310s.

Fig. 7은 파이프라인 내부의 혼합기체 존재구간을 나타내며 Fig. 8은 출구에서의 파이프라인 내부 건조공기와 수증기의 시간에 따른 변화를 나타낸다. 건조공기의 질량분율이 278.3초에서 급격히 증가하기 시작해 348.5초에 질량분율이 1.0이 되는 것을 확인할 수 있다. 즉, 파이프라인 중심부 최대 유속 $V=8.1\text{ m/s}$ 로 70.2초 동안 혼합기체가 이동한 거리는 총 568.6m가 되며 이것이 파이프라인 내부의 혼합기체가 존재하는 구간으로 추정할 수 있다.

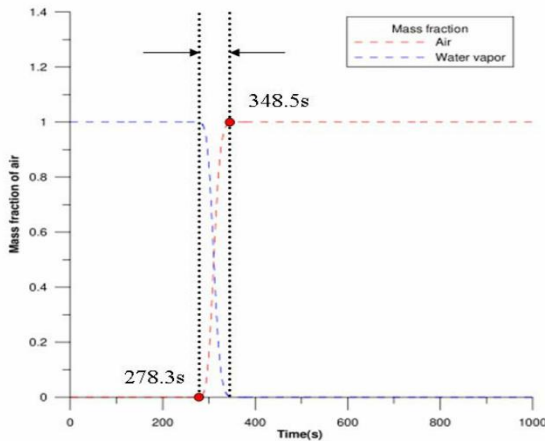


Fig. 8. Time history of mass fractions of air and water vapor at P2318 in the pipeline.

또한, 파이프라인 내부 이슬점이 규정 요구조건 이하에 도달하기 위한 공기건조 시간을 확인하기 위해 시간에 따른 상대습도와 온도변화 결과로부터 이슬점을 계산하였다.

Fig. 9는 출구에서의 파이프라인 내부 세 곳에서의 시간에 따른 이슬점의 변화를 나타낸다. 출구쪽 위치에서 340.8초에 파이프라인 내부 공기의 이슬점이 -45°C 에 도달한 것을 이슬점 시계열 그래프를 통해 확인할 수 있다.

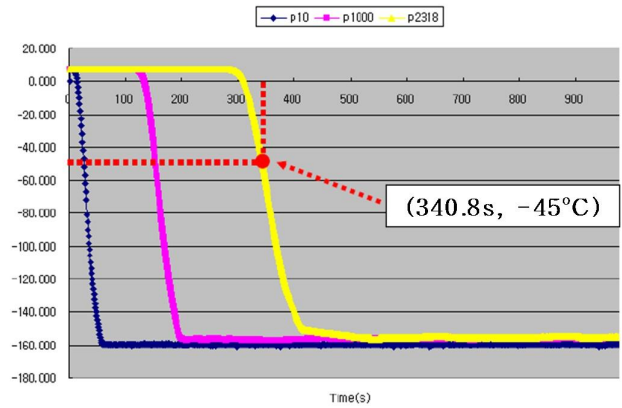


Fig. 9. Time history of dew point at designated locations in the pipeline.

Table 2는 설치 프로젝트 현장에서 계측된 대상 파이프라인의 공기건조 공법에 의한 파이프라인 내부 공기의 이슬점 도달 시간을 나타낸다. 규정 요구조건인 내부 공기의 이슬점 -45°C 에 이르는 데에 340.8초가 예측되었다. 실제 현장 계측결과, 이슬점 도달시간은 330.0초로 계측되었으며 설치 프로젝트 수행현장의 파이프라인 외부 환경조건과 파이프라인 내부의 일부 구간에 있어서 소량의 물이 존재할 가능성 등 해석결과에 영향을 미칠 수 있는 추가적인 요소들이 있음에도 불구하고 해석결과와 비교적 잘 일치함을 확인할 수 있었다.

Table 2. Time to reach dew point to meet subsea pipeline regulatory requirements

Item	Value
Regulatory Required Dew Point	-45°C
Analysis Result	330.0 sec
Measurement Data	340.8 sec

해저 파이프라인 내부를 효과적으로 건조시키기 위한 방안으로 주입되는 공기의 유속을 증가시키는 방법을 고려해 볼 수 있으며 여기서는 입구유속 변화에 따른 파이프라인 내부 상대습도 변화 특성을 파악하고자 하였다. Fig. 10은 입구 유속을 1 m/s 로 주입하였을 때와 7.4 m/s 로 주입하였을 때의 파이프라인 내부 상대습도 변화 양상을 나타낸다. 고속의 건조공기를 주입하였을 때가 저속의 건조공기를 주입하였을 때에 비해서 출구쪽에서 측정된 상대습도가 0에 도달하는데 걸리는 시간이 훨씬 더 적게 걸리는 것을 볼 때 고속으로 건조공기를 주입하는 것이 효과적으로 파이프라인 내부를 건조시킬 수 있음을 해석결과를 통해 확인할 수 있다.

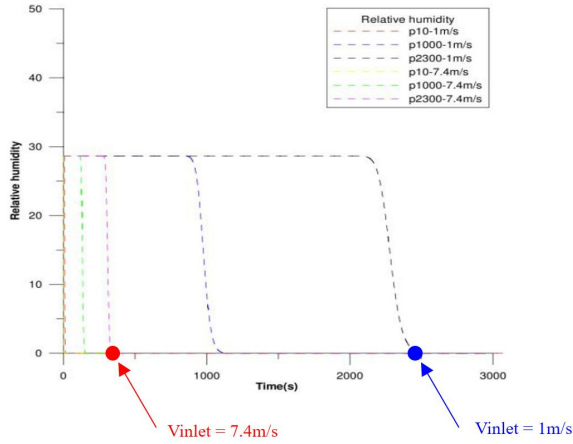


Fig. 10. Time history of change in relative humidity according to the inlet velocity.

4.2 질소가스(N₂)를 이용한 해저 파이프라인 내부 건조와 유속에 따른 내부 건조 해석결과

해저 파이프라인 내부 건조공법에 대해 2절에서 설명한 바와 같이 건조공기로 일정부분 이슬점을 낮추고 질소가스를 이용하여 이슬점을 추가적으로 낮추면서 질소충진과정이 자연스럽게 이어지도록 현장작업이 이루어지기도 한다. Table 3은 질소가스의 물성치를 나타낸다.

Table 3. Property of Nitrogen (N₂)

Property	Value
Molecular Weight	28.01
Density	1.25 g/l
Boiling Point	-195.5℃
Dew Point	-70℃

본 연구에서는 질소가스가 파이프라인 내부 건조과정에 어떻게 작용하는 지 파악하기 위해 질소가스를 주입가스로 하여 파이프라인 내부 건조해석을 수행하였다.

Fig. 11은 파이프라인 내부 주요 위치에서의 시간에 따른 질소가스 질량분율을 나타낸 그래프이다. 질소가스를 이용한 파이프라인 내부 건조공법이 열풍건조 공법에 의한 파이프라인 내부 건조결과와 유사한 결과를 나타내준다. 이것은 건조공기의 주입에 의한 건조효과와 질소가스에 의한 건조효과가 상대적으로 큰 차이가 나타나지 않음을 의미하며 현장작업자들의 경험에 의한 공정진행이 실질적으로 유효했음을 해석결과를 통해 확인할 수 있다.

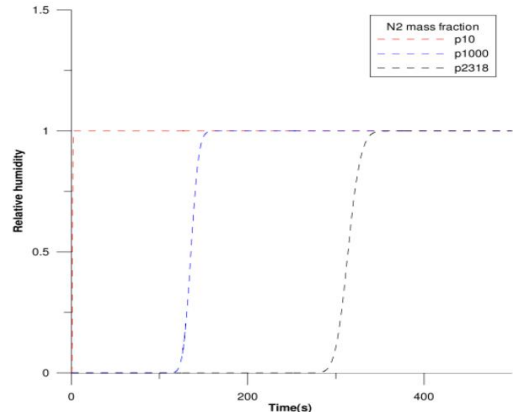


Fig. 11. Time history of mass fractions of N₂ in the pipeline.

5. 결 론

해저 파이프라인 내부 건조공정과 질소충진 공정에 대한 해석이 수행되었다. 해석결과를 통해 공기건조 과정 중의 대상 파이프라인 내부 상대습도의 변화 양상을 확인할 수 있었고 주입된 공기와 내부 수증기의 혼합 기체 존재구간 범위를 예측할 수 있었다. 개발된 해석법의 유효성을 검증하기 위해 실프로젝트 계측결과와 상호 비교검토 하였으며 해석법의 유효성과 활용가능성을 평가하였다.

이상의 결과들로부터 다음의 결론을 도출할 수 있다.

- (1) 해저 파이프라인 예비커미셔닝 중 공기건조 공정과 질소충진 공정에 대한 해석법이 정립되었다.
- (2) 개발된 해석법을 활용하여 파이프라인 내부 상대습도 변화와 이슬점 온도 변화를 공정실시 이전단계에서 수치해석적으로 예측할 수 있다.
- (3) 혼합기체의 존재구간 예측을 통해 파이프라인 내부의 충분한 건조를 위해 필요한 건조공기의 양과 필요한 주입 시간을 추정할 수 있다.
- (4) 열풍건조 공법과 질소가스를 이용한 건조공법이 유사한 결과를 나타내주며, 또한 유입 건조공기의 유속을 높일 경우 파이프라인 내부 이슬점 온도를 효과적으로 낮출 수 있다.

본 연구의 결과는 향후 해저 파이프라인 설치공사의 생산성 향상에 크게 기여할 것으로 사료된다. 아울러, 현재까지의 연구결과를 토대로 향후 해저 파이프라인 내부 최대 건조 효율 도출을 위한 추가적인 연구와 모형 스케일 수준의 실험수행을 통한 데이터 확보 등 파이프라인 내부 건조공법에 대한 지속적인 연구가 필요할 것으로 검토된다.

References

- [1] ANSYS(2013a), ANSYS Fluent Theory Guide.
- [2] ANSYS(2013b), ANSYS Fluent User Guide.
- [3] Bai, Y. and Q. 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] Barrera Escobedo, J. J., A. O. Niecele, and L. F. A. Azevedo(2006), Analysis of the Transient Cooldown of Sub-Sea Pipelines. In International Pipeline Conference, Vol. 42614, pp. 845-853.
- [6] Cho, C. H. and M. K. Park(1997), [Feature: Drying Technology] Air drying with PSA. Chemical Industry and Technology, Vol. 15, No. 5, pp. 417-423.
- [7] Chung, H.(2001), Brief Introduction to the Design and Construction Method of Submarine Pipeline. Journal of the Korean Professional Engineers Association, Vol 34, No.6, pp. 55-59.
- [8] DNV-GL(2016), DNVGL-RP-F115: Pre-commissioning of Submarine Pipelines, DNV-GL AS.
- [9] Hong, S. Y., W. J. Gang, Y. J. Kim, J. U. Kim, G. P. Jang, T. H. Kim, and Y. H. Choe(2010), Offshore Energy/Resources Plant Source Technology Securing Strategy. Bulletin of the Society of Naval Architects of Korea, Vol. 47, No. 2, pp. 26-35.
- [10] Huh, C., S. G. Kang, S. Hong, J. S. Choi, and J. H. Baek(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.
- [11] Kim, Y. P.(2014), Subsea Pipeline Design and Construction Technology Trend, Journal of KSME, Vol. 54, No. 1, pp. 48-52.
- [12] Kim, Y. T.(2016), Introduction of the design of the subsea pipeline. Magazine of the Korean Society of Steel Construction, Vol. 28, No. 2, pp. 32-37.
- [13] Palmer, A. C.(2008), Subsea pipeline engineering, pp. 298-300.
- [14] Sensirion(2006), Application Note Dew Point Calculation, Retrieved from <https://www.sensirion.com/>.
- [15] Shin, K. H, Y. S. Jang, S. Y. Kim, and P. S. Jung(1998), The Characteristics of the Hot Air Drying of Sizing Yarn with Heat and Mass Transfer. The Society of Air-Conditioning and Refrigerating Engineers of Korea, pp. 27-32.
- [16] Son, S. H., J. B. Park, and J. H. Lee(2015), Experimental Investigation of Flow Assurance due to Heating Method in Offshore Pipeline, Vol. 3, No.1, pp. 45-53.
- [17] Yang, S. H., Jung, J. J., Kim, Y. H., Lee, W. S., and Kim, J. B.(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.
- [18] Yang, S. H.(2019), Effects of Ambient Temperature Change on the Internal Pressure Change of Multi-Layered Subsea Pipeline, Journal of the Korean Society of Marine Environment and Safety, Vol. 25, No. 6, pp. 772-779.

Received : 2022. 03. 17.

Revised : 2022. 04. 15.

Accepted : 2022. 04. 27.