



극한지 장거리 천연가스 배관의 유동 설계

김영표 · 김호연 · [†]김우식

한국가스공사 가스기술연구원

(2015년 12월 8일 접수, 2016년 4월 8일 수정, 2016년 4월 26일 채택)

Hydraulic Design of Natural Gas Transmission Pipeline in the Arctic Area

Young-Pyo Kim · Ho-Yeon Kim · [†]Woo-Sik Kim

KOGAS Research Institute, KOGAS, Ansan, 426-790, Korea

(Received December 8, 2015; Revised April 8, 2016; Accepted April 26, 2016)

요약

천연가스 배관의 유동설계는 예상되는 모든 유체의 조건에서 배관의 설계수명 동안 적절한 흐름이 지속될 수 있는가를 결정하는 것이다. 장거리 자원이송망의 유동설계는 수송되는 유체의 물리적 특성, 유량, 온도와 압력, 배관의 길이와 고도, 배관이 횡단하는 지역의 환경 등 다양한 인자를 고려하여야 한다. 본 연구에서는 극한지 자원이송망 건설프로젝트의 운전 자료를 분석하였으며, 배관 내 가스흐름에 영향을 끼치는 가스의 물리적 특성 중 동점성률과 압축계수를 살펴보았다. 배관내경은 몇몇 유동방정식을 사용하여 계산하였으며, 배관두께는 안전계수와 배관재료를 고려하여 계산하였다. 배관 내 마찰과 가스온도 및 배관고도로 인한 압력강하는 AGA 유동방정식을 사용하여 계산하였다. 본 연구에서 수행한 유동설계 결과는 알래스카 배관 프로젝트 보고서와 비교하였다.

Abstract - Hydraulic analysis of the natural gas transmission pipeline is to determine whether adequate flow can be sustained throughout the design life of pipeline under all expected flow conditions. Many factors have to be considered in the hydraulic design of long-distance pipelines, including the nature, volume, temperature and pressure of fluid to be transported, the length and elevation of pipeline and the environment of terrain traversed. This study reviewed the available gas operation data provided by pipeline construction project in the arctic area and discussed the gas properties such as viscosity and compressibility factor that influence gas flow through a pipeline. Pipeline inside diameter was calculated using several flow equations and pipeline wall thickness was calculated from Barlow's equation applying a safety factor and including the yield strength of the pipe material. The AGA flow equation was used to calculate the pressure drop due to friction, gas temperature and pipeline elevation along the pipeline. The hydraulic design in this study was compared with the report of Alaska Pipeline Project.

Key words : natural gas transmission pipeline, hydraulic design, flow equation, pressure drop

I. 서론

에너지에 대한 지속적 확보를 위해 극한지를 대상으로 하는 에너지 자원 개발이 증가하고 있다. 천

연가스는 중요한 일차에너지로서, 배관은 천연가스를 수송하는 기본 수단이다. 극한지 에너지 개발 시 경제성 확보를 위해서는 수송인프라 건설비용을 최소화하기 위한 관련기술 개발이 필요하다. 또한 극한지의 경우, 제한된 공사기간 및 접근성을 고려한 수준 높은 자원이송망 설계 및 시공 기술 개발이 중요하다. 극한지 자원이송망의 구조설계에 대한 연구

[†]Corresponding author: wskim@kogas.or.kr
Copyright © 2016 by The Korean Institute of Gas

는 다소 발표되고 있지만 극한지 장거리 자원이송망의 유동설계에 대한 연구결과는 많지 않은 상태이다 [1-3].

따라서 본 연구에서는 극한지 장거리 자원이송망 프로젝트를 분석하여, 천연가스 배관의 운전 특징을 살펴보고, 이에 대한 유동설계를 수행하였다.

II. 극한지 장거리 자원이송망 기술 현황

2.1. 극한지 장거리 자원이송망 운전 특징 분석

영구동토지역은 2년 이상 토양의 온도가 0 °C 이하로 유지되는 지역으로 크게 연속, 불연속, 간헐적 및 독립 영구동토지역으로 분류된다. 극한지 장거리 자원이송망은 계절에 따라 영구동토층에서 해빙과 동결이 발생하므로 다른 기후조건을 가진 지역에 건설된 배관과는 다른 설계를 수행해야 한다. 극한지 장거리 자원이송망에 대한 연구결과가 많지 않은 상태이며 이에 대한 관련 규격 정립도 미흡한 상태이다. 따라서 극한지 장거리 자원이송망을 설계하기 위해서는 극한지 장거리 자원이송망 건설 자료를 수집 및 분석하여 요소기술 및 특징을 파악하는 것이 무엇보다 중요하다.

극한지 장거리 자원이송망 건설에 대한 경험과 기술을 가진 대표적인 나라는 미국, 캐나다 및 러시아 등이다. 극한지 장거리 자원이송망 설계에 대한 러시아 자료는 확보하는 데 다소 어려움이 있지만 미국 및 캐나다 자료는 다수 공개되어 있다. 따라서 극한지 장거리 천연가스 배관 건설 프로젝트 중 미국 규격을 기준으로 건설된 Alaska Pipeline Project (APP)와 캐나다 규격을 기준으로 건설된 Mackenzie Gas Project(MGP)의 운전 특징을 살펴보았다[4-8].

APP는 원래 2014년 건설을 시작하여 2021년 가스공급을 개시할 계획이었지만 사업 환경 변화로 사업이 지연되고 있는 상태이다. APP는 알래스카 Prudhoe Bay에서 생산된 천연가스를 알래스카, 캐나다 및 미국 본토까지 천연가스를 공급하기 위한 것이다. 배관길이는 알래스카 부분이 1,200 km 이고 캐나다 부분이 1,537 km로 총 길이는 2,737 km 이다. 이 프로젝트의 주관회사는 TransCanada와 Exxon Mobile로 2009년 기준으로 예상되는 건설비용은 320~410 억불이다. 알래스카만에 접한 지역을 제외하고, 북위 62~71° 사이에 위치한 Alaska Main Pipeline은 연속 혹은 불연속 영구동토지역에 속한다. Anchorage 지역의 월간 평균 대기온도는 -12~10 °C 이고, Fairbanks 지역은 -29~10 °C 이다. 1998년부터 2001년 까지 지표면으로부터 0.65 m 깊이에서 토양의 온도를 측정된 결과를 보면, 알래스카 북부에 위

치는 Toolik Lake 지역의 토양온도는 -13~0 °C로 연간 영하의 온도로 유지되고, 알래스카 중북부에 위치한 Coldfoot 지역의 토양온도는 -7~1 °C로 연중 거의 대부분의 기간 동안 영하로 유지된다.

MGP는 APP와 마찬가지로 원래 2014년 하반기 건설을 시작하여 2018년 말에 공급할 계획이었지만 사업 환경 변화로 사업이 지연되고 있는 상태이다. MGP는 캐나다 Northwest Territories의 Mackenzie Delta 지역 가스전을 개발하여 캐나다와 미국으로 천연가스를 수송하기 위한 프로젝트이다. 건설비용은 2006년 기준 160.2억불로 예상되며 설계수명은 25년이다.

APP와 MGP에서 유동설계의 특징을 고찰한 결과, 극한지에서 장거리로 천연가스를 공급하기 위해서는 천연가스 공급온도를 제어하여야 한다는 것이다. 매설된 배관의 온도가 인접한 토양의 온도보다 낮을 경우 동결융기가 발생할 수 있고, 인접한 토양의 온도보다 높을 경우 해빙침하가 발생할 수 있기 때문이다. 극한지 장거리 천연가스 배관의 경우 송압설비에서 송출된 가스는 배관을 따라 흐르면서 가스압력이 감소할 뿐만 아니라 가스온도가 감소하는 것으로 나타났다. 송압기지에 들어온 가스는 압력이 증가함에 따라 온도가 상승하기 때문에 공급가스온도를 적절히 조절하기 위해 가열 혹은 냉각설비가 필요하다. APP와 MGP의 경우 영구동토층의 충격을 최소화하기위해 송압기지에서 송출되는 가스는 -1 °C로 일정하게 하여 항상 가스온도가 영하의 온도로 유지함을 알 수 있다. 즉 영구동토층에 건설되는 장거리 가스배관의 가스온도는 항상 -1 °C 이하가 되도록 설계하는 것으로 나타났다.

2.2. 극한지 장거리 자원이송망 설계기본지침 설정

자원이송망 유동설계 엔지니어들은 간편한 설계 방안을 갖기 원한다. 이러한 접근방법으로 인하여 가스배관 유동설계를 위해 간편하고 통합된 형태의 압력강하 수치해가 만들어졌다. 대용량 천연가스를 장거리로 수송하는 배관에는 대표적으로 Colebrook-White(CW), Modified Colebrook-White(MCW), American Gas Association(AGA), Panhandle A(PH-A), Panhandle B(PH-B)와 Weymouth (WM) 유동방정식이 사용되고 있다[9-10]. CW, MCW와 AGA 유동방정식은 마찰계수를 사용하여 유동분석을 수행하며, PH-A, PH-B와 WM 유동방정식은 마찰계수를 사용하지 않고 배관 효율계수를 사용하여 간단하게 유동분석을 수행한다. 유동방정식을 살펴보면 배관에 흐르는 천연가스의 유량, 가스의 물리적 특성, 배관직경, 배관길이, 가스압력, 가스온도,

마찰 등이 압력강하에 영향을 미친다. 따라서 장거리 자원이송망 유동설계를 위해서 대상 프로젝트의 설계기본지침을 알고 있어야 한다.

APP는 유동설계에 대하여 자세한 보고서를 발표하였고, 극한지 장거리 자원이송망 건설 프로젝트 중 대용량 가스 수송과 장거리 대구경 배관 사용 등 본 연구와 부합하기 때문에 미국 규격을 기준으로 건설된 APP를 유동설계에 대한 설계기본지침으로 사용하고자 한다. APP 기술보고서를 토대로 본 연구의 유동해석에 사용할 설계기본지침과 천연가스 성분을 Table 1과 2에 나타내었다.

III. 극한지 장거리 자원이송망 유동해석 결과 및 고찰

3.1. 천연가스의 물리적 특성

천연가스의 물리적 특성에 대한 이해는 가스배관 유동분석에서 가장 중요한 기본 요소이다. 마찰계수를 사용하여 배관의 압력강하를 계산하기 위해서는 천연가스 조성, 배관의 절대 거칠기, Reynolds number, 상대밀도, 압축계수, 동점성률 등 천연가스의 다양한 물리적 특성을 파악해야 한다. APP의 유동

해석 보고서에 알려져 있지 않는 천연가스의 물리적 특성은 압축계수와 동점성률이다. 따라서 본 연구에서는 배관 내 가스흐름에 영향을 끼치는 가스의 물리적 특성 중 동점성률과 압축계수에 대해 살펴보았다.

본 연구에서 압축계수는 California Natural Gas Association 방법을 사용하였고, 동점성률은 Gas Viscosity Calculator 방법을 사용하였다[11]. Fig. 1에서 압축계수는 가스 상대밀도, 압력 및 온도에 의존함을 알 수 있다. 가스 상대밀도가 감소하고, 가스 압력이 감소하고, 가스 온도가 증가할 때 압축계수는 증가하는 것으로 나타났다. Fig. 2에서 가스의 동점성률은 가스의 상대밀도와 온도에 의존함을 알 수 있다. 가스 상대밀도가 감소할수록, 가스온도가 증가할수록 가스의 동점성률이 증가하는 것으로 나타났다. 동점성률은 유체 흐름에 대한 저항을 나타내기 때문에 가스의 상대밀도가 증가함에 따라, 가스 온도가 증가함에 따라 배관 내에 흐르는 가스 유동의 양은 감소할 것이다. 따라서 배관을 통해 더 많은 가스를 공급하기 위해서는 저온으로 가스를 공급하는 것이 유리하다. 극한지 자원이송망의 경우 가스온도가 다른 지역보다 저온으로 유지되기 때문에 가스 공급량의 관점에서는 유리하다. Fig. 1과 2의 압축계수와 동점성률은 본 연구의 유동설계에 사용하였다.

Table 1. Case study basis of the natural gas pipeline

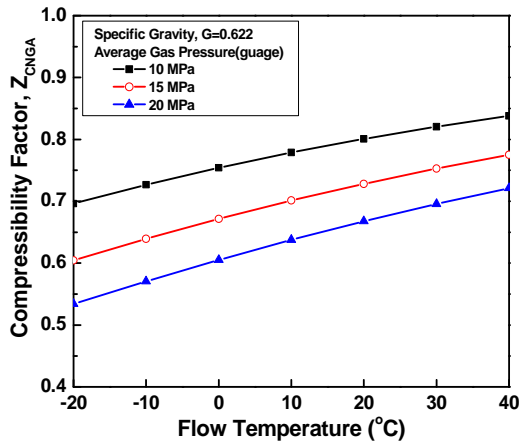
Total pipeline length	1,200 km
Average pipeline length between compressor stations	175 km
Pipeline grade	API 5L X80
Design Factor	0.72
Flow equation	AGA
Volume flow rate	127.4 × 10 ⁶ m ³ /day
Outlet pressure at compressor station	17.2 MPa
Average inlet pressure at compressor station	13.9 MPa
Base pressure	0.1016 MPa
Base temperature	15.6 °C
Average gas temperature	-5.6 °C
Absolute roughness	0.00762 mm
Pipe drag factor	0.96

3.2. 배관 외경 및 두께 결정

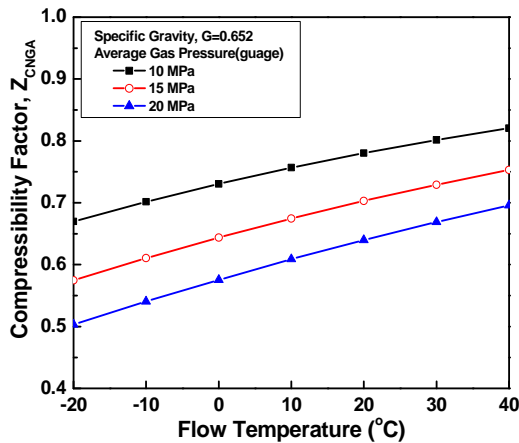
Table 1의 설계기본지침 및 Table 2의 천연가스 조성을 사용하여 배관 내경을 계산하였으며 그 결과를 Table 3에 나타내었다. 마찰계수를 사용하는 CW, MCW와 AGA 유동방정식으로 계산한 배관내

Table 2. Composition of the natural gas

Composition (mole %)	NG I	NG II
CH ₄	89.9	86.4
C ₂ H ₆	5.8	7.1
C ₃ H ₈	1.7	3.6
i-C ₄ H ₁₀	0.1	0.3
n-C ₄ H ₁₀	0.2	0.4
n-C ₅ H ₁₂	0.1	0.1
N ₂	0.7	0.6
CO ₂	1.5	1.5
Specific gravity	0.622	0.652



(a) Specific gravity = 0.622



(b) Specific gravity = 0.652

Fig. 1. Variation of the compressibility factor of the natural gas according to average gas pressure, gas temperature and specific gravity.

경은 유사한 값을 보여주고 있으며 가스의 상대 밀도가 0.622에서 0.652로 변화한 경우에도 배관의 내경은 크게 변화하지 않는 것으로 나타났다.

APP에서 배관내경은 AGA 유동방정식으로 계산되었다. 배관외경을 결정하기 위해서는 배관두께를 우선적으로 계산하여야 한다. 배관두께는 ASME B31.8 규격에서 제시하는 다음의 식으로 계산하였다[12].

$$t = \frac{P_D D_{OD}}{2SF_f E_f T_f} \quad (1)$$

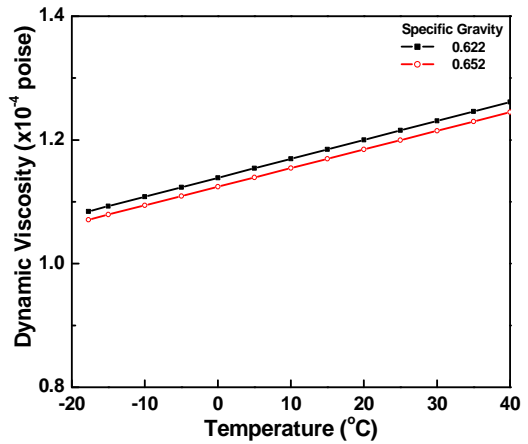


Fig. 2. Variation of dynamic viscosity of the natural gas according to specific gravity and gas temperature.

Table 3. Pipeline inside diameter calculated by flow equations

Specific gravity	CW	MCW	AGA
0.622	1,163.5 mm	1,164.2 mm	1,158.9 mm
0.652	1,163.7 mm	1,164.3 mm	1,159.3 mm

API 5L X80 배관으로 설계압력이 17.2 MPa 이고 설계계수가 0.72 일 때 계산된 배관두께는 26.2 mm 이다. Table 3의 배관내경을 고려하여 API 5L에 따라 가장 적절한 배관은 배관외경은 1,219 mm 이고 배관 공칭두께가 27.0 mm인 것으로 나타났다. 이는 APP 기술보고서와 일치하는 결과이다.

3.3. 극한지 장거리 자원이송망 유동설계

외경 1,219 mm와 두께 27.0 mm인 배관으로 배관고도를 고려않고 AGA 유동방정식을 사용하여 배관거리에 따른 압력강하를 계산한 결과를 Fig. 3에 나타내었다. 상대밀도가 큰 경우 압력강하가 약간 크게 나타났다. 배관길이가 짧을 때는 상대밀도 차이에 의한 압력강하는 크지 않지만, 배관길이가 증가함에 따라 상대밀도의 차이에 의한 압력강하는 증가하는 것으로 나타났다.

배관고도는 배관 내 유체의 압력 변화에 영향을 미친다. 따라서 Table 1의 설계기본지침을 사용하고 상대밀도가 0.622인 경우에 대하여 배관고도에 따른

압력변화를 평가하였다. 배관길이가 0 km 인 지점의 배관고도는 0 m로 고정하고, 배관길이가 175 km 인 지점의 배관고도가 -1,000 ~ 1,000 m로 변화한다고 가정한 다음 배관길이에 따른 압력변화를 평가하여 Fig. 4에 나타내었다. 배관고도는 배관길이에 따라 직선적으로 증가하거나 감소하는 것으로 가정하였다. 배관고도가 변화하지 않는 경우와 비교하여 배관고도가 낮아지는 경우 압력강하가 감소하였으며, 배관고도가 높아지는 경우 압력강하가 증가함을 알 수 있다. 배관길이 175 km에서 두 지점의 배관고

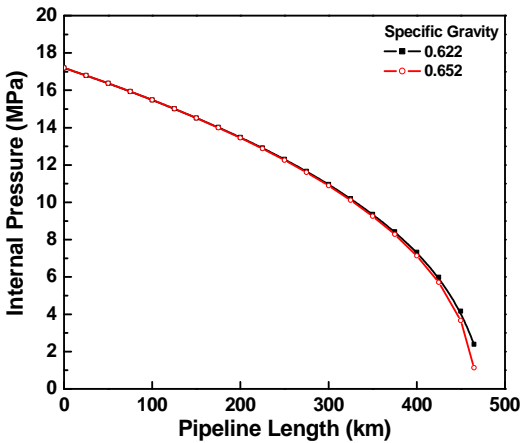


Fig. 3. Variation of pressure in the natural gas pipeline according to specific gravity and pipeline length.

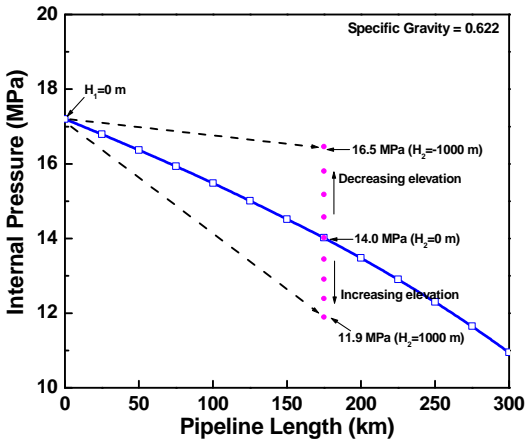


Fig. 4. Variation of pressure in the natural gas pipeline according to pipeline elevation.

도가 0 m로 동일할 때 3.2 MPa의 압력강하가 발생하지만, 배관고도가 1,000 m 낮아졌을 때 0.7 MPa, 배관고도가 1,000 m 높아졌을 때 5.3 MPa 압력강하가 발생하는 것으로 나타났다. 즉, 일정 배관길이에서 동일한 고도에 있는 배관의 압력강하와 비교하여 배관고도가 높아지면 압력강하가 크게 발생하고, 배관고도가 낮아지면 압력강하가 작게 발생하는 것으로 나타났다.

극한지의 경우 가스배관은 중간기지, 하천통과 지역, 지진지역 등 특수한 구간을 제외하고는 지하에 매설된다. 가스온도는 승압기지에서 송출되는 가스온도, 배관이 노출된 경우는 대기온도, 배관이 매설된 경우는 토양온도에 의존한다. 승압기지에서 송출되는 가스온도보다 대기온도 및 토양온도가 높을 때는 가스온도가 상승하고, 대기온도 및 토양온도가 낮을 때는 가스온도가 떨어진다. 극한지 자원이송망의 경우 승압기지에서 -1 °C로 송출된 가스는 대기온도 및 토양온도에 영향을 받아 가스온도가 낮아진다. 이러한 가스온도 변화는 배관 내 유체의 압력변화에 영향을 미친다. 따라서 Table 1의 설계기본지침을 사용하고 상대밀도가 0.622 일 때 배관고도를 0 m로 고정하고 평균 가스온도가 -20 ~ 20 °C로 변화시켜 배관거리에 따른 압력변화를 평가하였다. Fig. 5에서 동일한 배관거리를 천연가스가 이동할 때 가스온도가 증가함에 따라 압력강하는 크게 나타났다. 배관거리에 따른 압력강하가 작게 하기 위해서는 가스온도가 낮은 경우에 유리함을 알 수 있다. 가스온도가 낮아 압력강하가 작게 되면 승압기지의 간격을 증가시키거나 승압비를 감소시켜 경제적인

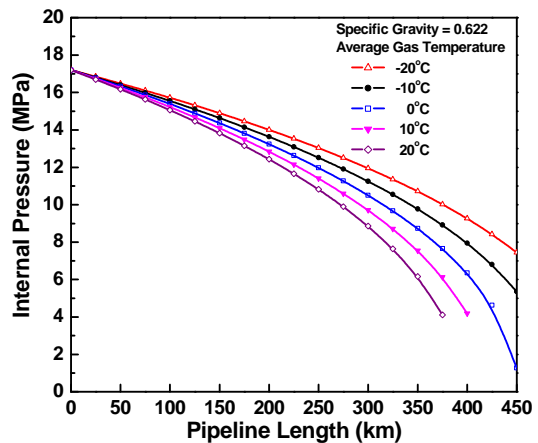


Fig. 5. Variation of pressure in the natural gas pipeline according to average gas temperature and pipeline length.

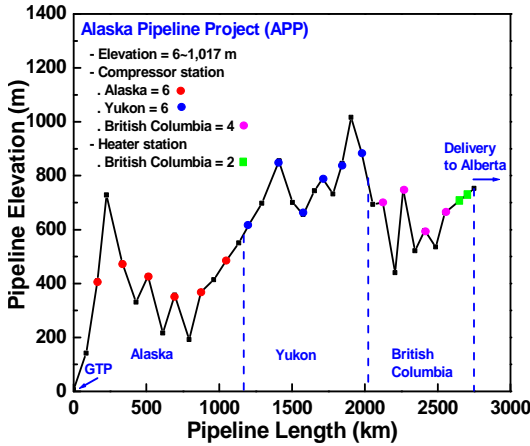


Fig. 6. Variation of the pipeline elevation.

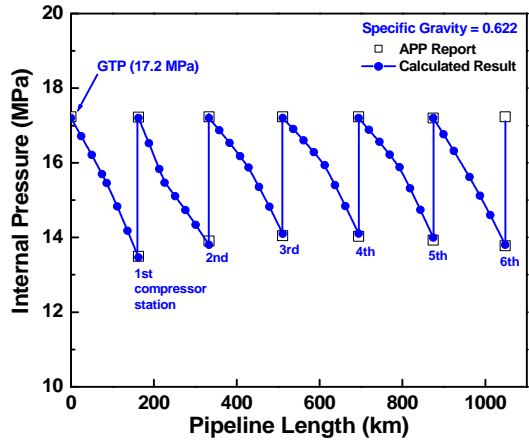


Fig. 8. Variation of pressure in the natural gas pipeline with compressor stations.

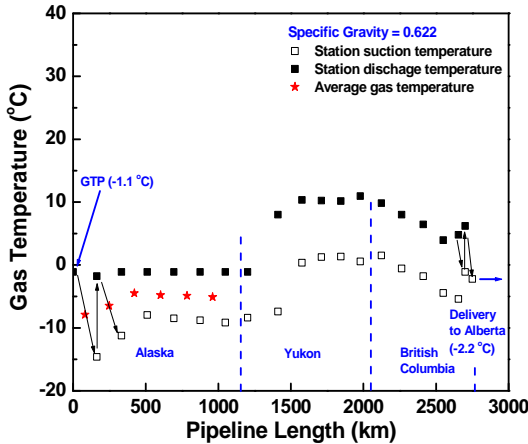


Fig. 7. Variation of gas temperature in the natural gas pipeline.

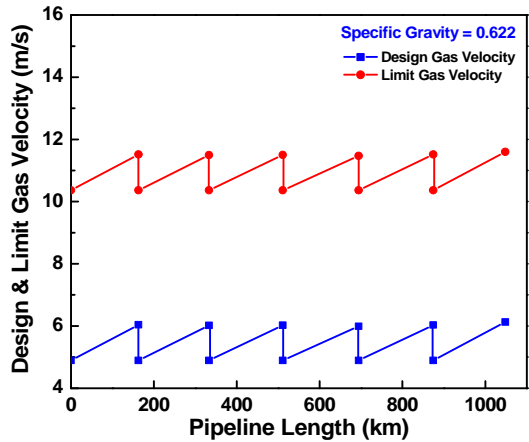


Fig. 9. Variation of design and limit gas velocity in the natural gas pipeline.

운전을 가능하게 한다.

앞에서 살펴본 바와 같이 배관고도와 가스온도 변화가 큰 경우에는 가스 유동에 크게 영향을 미칠 수 있다. 따라서 극한지 장거리 자원이송망 유동설계 시 배관의 압력강하를 정확히 평가하기 위해서는 배관 고도 및 가스온도에 대해 반드시 고려하여야 한다.

APP에서 배관고도는 Fig. 6과 같이 변화한다. 천연가스가 처음 송출되는 가스처리플랜트(Gas Treatment Plant, GTP)의 고도는 6 m 이고, 알래스카 지역에서 최대 배관고도는 배관길이 226.3 km 지점에서 728 m 이다. 각 승압기지 사이의 배관고도는 자세히 알려져 있지 않기 때문에 본 연구에서 배관 유동해석 시 배관고도는 승압기지 사이를 직선적으로

증가하거나 감소하는 것으로 가정하였다.

APP에서 배관 경로는 북쪽의 연속적인 영구동토 지역을 횡단하며 중간부분은 불연속 동토지역을 횡단한다. APP에서 천연가스 배관의 가스온도는 Fig. 7과 같이 변화한다. GTP에서 -1.1 °C로 송출된 가스는 첫 번째 승압기지인 배관거리 163.1 km에 도달하였을 때 가스온도는 -14.6 °C로 낮아졌다. 각 승압기지 사이의 가스온도는 자세히 알려져 있지 않기 때문에 본 연구에서 배관 유동해석 시 가스온도는 승압기지 사이를 직선적으로 증가하거나 감소하는 것으로 고려하였다. 따라서 GTP에서 첫 번째 승압기지 구간에 대해서 유동해석을 수행할 때 가스온도는

Table 4. Comparison of inlet pressure in this study and APP report

No. of compressor station	Distance (km)	Inlet pressure (MPa)	
		APP report	Calculated result
1	163.1	13.5	13.4
2	333.1	13.9	13.8
3	511.3	14.0	14.1
4	694.4	14.0	14.1
5	874.2	13.9	14.0
6	1048.2	13.8	13.8

산술 평균인 -7.85 °C를 사용하였다. 각 승압기지 사이의 가스온도는 산술 평균의 가스온도를 사용하여 유동해석을 수행하였다. APP에서 천연가스 배관의 1월중 평균 가스온도는 Table 1에 나타낸 바와 같이 -5.6 °C 이다.

본 연구에서는 APP 전체 프로젝트 중 Prudhoe Bay에서 알래스카와 캐나다 국경 Yukon border까지의 Alaska Main Line을 대상으로 유동해석을 수행한 다음 TransCanada가 수행한 유동설계와 비교하여 본 연구에서 수행한 극한지 자원이송망 유동해석의 적정성을 검증하고자 하였다. Table 1의 설계 기본지침, Fig. 6의 배관고도 및 승압기지 위치, Fig. 7의 가스온도를 고려하여 배관거리에 따른 압력변화를 평가하였으며 그 결과를 Fig. 8에 나타내었다. Table 4는 각 승압기지 인입압력에 대하여 본 연구에서 계산한 값과 APP 기술보고서에 제시한 값을 비교한 것이다. 본 연구에서 평가한 배관거리에 따른 압력변화는 APP 보고서의 결과와 잘 일치하는 것으로 나타났다.

APP 보고서에는 제시하고 있지 않지만 배관 유동설계 시 고려해야 할 것 중에 하나는 가스의 속도이다. 가스의 속도가 증가함에 따라 배관에 발생하는 진동 및 소음이 증가한다. 또한 높은 속도는 장기 간동안 배관내부를 침식시킬 수 있다. 따라서 진동, 소음, 압력손실 및 침식에 대해 고려하여 가스배관 내에 최대허용가스속도에 대한 제한이 필요하다.

가스배관에 허용하는 최대속도는 식(2)로, 가스배관 내 특정 위치에서 가스속도는 식(3)로 계산하였다[13].

$$u_{\max} = 152 \sqrt{\frac{ZRT}{29GP}} \quad (2)$$

$$u = 14.7349 \left(\frac{Q_b}{D_{ID}} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right) \quad (3)$$

가스배관 내 특정 위치의 가스속도는 최대허용가스속도보다 작아야 한다. Fig. 9는 가스배관 내 가스의 설계가스속도와 최대허용가스속도이다. 가스의 속도는 압력에 반비례함을 알 수 있다. 특정 위치에서 가스속도는 4.9 ~ 6.1 m/s로, 최대허용가스속도 10.4 ~ 11.6 m/s에 미치지 못하는 것으로 나타났다.

IV. 결론

극한지 자원이송망 설계에서 중요한 인자인 유동해석을 수행하였으며, TransCanada의 APP 기술보고서와 비교분석하여 본 연구의 타당성을 검증하였다.

(1) CW, MCW와 AGA 유동방정식으로 계산한 배관내경은 유사한 값을 보여주었으며, 가스의 상대 밀도가 0.622에서 0.652로 변화한 경우에도 배관내경은 크게 변화하지 않는 것으로 나타났다.

(2) 유동방정식들로 계산된 배관내경 값과 배관두께 계산식을 사용하여 계산한 배관두께를 고려할 때 가장 적절한 배관은 외경 1,219mm와 두께 27.0 mm로 결정되었다.

(3) 배관고도가 높아지는 경우에 압력강하가 크게 나타났으며, 특히 배관거리에 따른 압력강하를 작게 하기 위해서는 가스온도를 낮게 유지하는 것이 유리한 것으로 나타났다.

(4) 배관고도, 가스온도 및 승압기지 위치 등을 고려하여 극한지 장거리 자원이송망 유동해석을 수행한 결과 본 연구에서 평가한 압력변화는 APP 기술보고서에 제시한 결과와 잘 일치하는 것으로 나타났다.

(5) 가스속도는 압력에 반비례하는 것으로 나타났으며, 특정 위치에서 가스속도는 4.9 ~ 6.1 m/s로, 최대허용가스속도 10.4 ~ 11.6 m/s에 미치지 못하는 것으로 나타났다.

본 연구 수행으로 극한지 장거리 자원이송망 유동설계에 사용가능한 기술을 확보하였다.

감사의 글

본 연구는 국토교통부 플랜트연구사업의 연구비 지원(13IFIP-B06700801)에 의해 수행되었습니다.

사용기호

t : nominal wall thickness (mm)
 D_{OD} : nominal outside diameter of pipe (mm)
 D_{ID} : nominal inside diameter of pipe (mm)
 P_D : design pressure (MPa)
 P : gas pressure (MPa)
 P_b : base pressure (MPa)
 S : specified minimum yield strength (MPa)
 E_f : longitudinal joint factor
 F_f : design factor
 T_f : temperature derating factor
 u_{max} : maximum allowable gas velocity (m/s)
 u : gas velocity (m/s)
 Z : compressibility factor of gas
 R : gas constant (J/mole·K)
 T : gas temperature (K)
 T_b : base temperature (K)
 G : gas specific gravity (air=1.0)
 Q_b : gas flow rated at standard conditions (m³/day)

Eng, 29(3), 262-273, (2007)

- [11] LMNO Engineering, Research and Software, LTD, *Gas Viscosity Calculator*.
 [12] ASME B31.8, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, The American Society of Mechanical Engineers, (2010)
 [13] Petroskills, *Gas Conditioning and Processing*, (2014)

REFERENCES

- [1] Ramesh, S., *Arctic Pipeline Planning*, Elsevier, (2013)
 [2] Joe, Z., Gordon, C., Beez, H. and James D. H., "An Integrated Engineering Model for Prediction of Strain Demands in Pipelines Subject to Frost Heave", *Proceedings of IPC2006*, Calgary, Alberta, Canada, (2006)
 [3] Nixon, J. F., Sortland, K. A. and James, D. A., "Geotechnical Aspects of Northern Gas Pipeline Design", *Proceedings of the Sixth Canadian Permafrost Conference*, (1992)
 [4] TransCanada, *Application For License*, (2007)
 [5] TransCanada, and ExxonMobil, *Alaska Pipeline Project, Draft Resource Report 1 - Rev 0, General Project Description*, (2011)
 [6] BLACK & VEACH, *Alaska Pipeline Project: Gas Off-take Study*, (2011)
 [7] Joint Review Panel for the Mackenzie Gas Project, *Foundation for a Sustainable Northern Future*, (2009)
 [8] Canada National Energy Board, *Mackenzie Gas Project - Reasons for Decision*, (2011)
 [9] Shashi, M. E., *Gas Pipeline Hydraulics*, Taylor & Francis Group, (2005)
 [10] Payki, M. C., and Carlos P., "Considerations About Equation for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines", *J. of the Braz. Soc. Mech. Sci. &*