



## 극한지 배관망 승압기지 개념설계 및 경제성평가에 관한 연구

조원정 · 김세윤 · 한호준 · †권휘웅

한국가스기술공사 신성장사업실

(2018년 5월 8일 접수, 2018년 9월 13일 수정, 2018년 9월 14일 채택)

## A Study on Economic Evaluation and Conceptual Design of Compressor Station for Transmission Pipeline in Artic Area

Won-Jeong Cho · Sei-Yun Kim · Hyo-Jun Han · †Hwee-Ung Kwon

Korea Gas Technology Corporation New Business Technology Center, 1227 Daedeok-daero,  
Yuseong-gu, Daejeon, Korea

(Received May 8, 2018; Revised September 13, 2018; Accepted September 14, 2018)

### 요약

극한지 장거리 천연가스 배관망의 경우 배관 특성 및 노선 조건에 따라 가스압력이 감소되기 때문에 가스 압력유지를 위한 승압 설비가 필요하다. 적절한 가스 압력 유지를 위해 승압기지 위치 간격을 근거리로 하여 압축비를 줄이거나 장거리로 하여 압축비를 증가시킬 경우 승압기지의 주요설비 가격, 건설 및 운전비용 등이 고려된 경제성 확보가 필요하다. 따라서 본 연구에서는 극한지 장거리 배관망 건설에 대한 선행 연구조사를 검토하고 극한지 지역에서 승압기지의 건설비용을 절감할 수 있는 주요설비를 구성하여 공정 개념설계를 수행하였다. 특히 러시아의 야쿠츠크~알단지역에 대한 가상 지역을 선정하였고, 이 가상지역은 총 배관길이 533km이며, 승압기지 건설 위치를 달리한 시나리오를 제시하고 승압기지의 주요설비에 대한 용량을 산정하였다. 이 결과를 바탕으로 승압기지 건설비용을 최소화할 수 있는 경제성 평가 방안을 검토하였다.

**Abstract** - In the case of arctic area long-distance natural gas transmission pipeline , it is necessary to construct capable facilities to maintain the gas pressure because the gas pressure is reduced according to the pipeline characteristics and route conditions. In order to maintain the proper NG pressure, it is necessary to secure economy considering the cost of main equipments of the compressor station, construction and operation cost when the compression ratio is shortened or increased by constructing the distance of the compressor station. Therefore, In this study, preliminary study on construction of arctic area long-distance transmission pipeline was reviewed and conduct conceptual design by constructing main equipments process that can reduce the construction cost of the compressor station in arctic area. In particular, in order to evaluate economic feasibility of the long-distance transmission pipeline in arctic area, the virtual area for Yakutsk~Aldan region(Russia) was supposed. The total pipeline length of the virtual is 533km, The scenarios for the location of the compressor station presented. The capacity estimated about the main equipments of the compressor station. As a result, the economic evaluation method reviewed which can minimize the construction cost of the compressor station.

**Key words** : Artic Area, Natural gas transmission pipeline, Conceptual Design, Economic Evaluation

†Corresponding author:khu3603@kogas-tech.co.kr  
Copyright © 2018 by The Korean Institute of Gas

## I. 서론

우리나라는 극한지 지역이 존재하지 않는 기후적 특성으로 인해 극한지 지역을 대상으로 하는 건설기술에 대한 수요가 없었지만, 최근 국내 업체들의 국외 공사 진출 사업이 증가하고 있으며, 특히 에너지 자원 확보를 위한 시베리아 및 극동지역 에너지 개발 사업에 대한 관심이 증가하는 추세이다.[1]

극한지 장거리 배관망에서 송압기지의 역할은 장거리 가스공급을 하기 위한 배관의 고도 및 온도의 영향으로 가스공급의 효율이 감소되기 때문에 적절한 압력유지에 필요한 설비이다. 따라서 적절한 압력유지를 위해 송압기지 설치간격을 근거리로 하여 압축비를 줄이거나 장거리로 하여 압축비를 증가시킬 경우 송압기지의 핵심설비 투자비 및 운영비 등이 고려된 경제성 확보가 필요하다.

송압기지 투자비 및 운영비를 낮추어 사업의 경제성을 확보하기 위해서는 배관 노선의 지형적 특성을 고려한 송압기지 건설 위치를 효율적으로 선정하여야 한다. 송압기지 위치선정을 하기 위해 배관에 흐르는 천연가스의 유량, 가스의 물리적 특성, 배관직경, 배관내 마찰계수 등을 유동방정식에 적용하여야 한다.[2] 위치 선정후 송압기지의 인입 및 토출압력 값으로부터 주요설비 용량을 산정하여 투자비 및 운영비를 산출한다.

극한지 자원이송망의 구조물 설계 및 시공기술에 대한 연구는 진행되었지만 극한지 자원이송망 송압기지 개념설계와 경제성 평가에 대한 연구가 전무한 실정이다. 따라서 본 연구에서는 러시아 야쿠츠크-알단지역을 대상으로 가상의 지역을 선정하여 시나리오별 송압기지 위치선정 및 개념설계를 수행하였고, 이에 대한 투자 및 운영비용을 산정하여 경제성을 평가하였다.

## II. 극한지 지역 장거리 배관망 기술 현황

극한지 천연가스 파이프라인 사업의 경우, 타 가스 플랜트 사업과의 차별화된 특성인 극한지 지역을 대상으로 하는 에너지자원 개발 사업이 증가하고 있으며 러시아, 미국 및 캐나다 지역에서 장거리 자원이송망 건설 사업이 활발하게 진행되고 있다. 미국 및 캐나다의 극한지역에 건설된 Alaska Pipeline Project(APP)와 Mackenzie Gas Project(MGP) 그리고 러시아의 Power of Siberia Pipeline Project 가 대표적인 사업이다.

APP는 미국 Prudhoe Bay(Alaska)에서 생산된

Table 1. Main Contents of Typical PNG

Alaska Pipeline Project		
Supply Flow (bcm/d)	Design Pressure (Mpa)	Pipeline Length (km)
0.1274	17.2	2,737
Mackenzie Gas Project		
Supply Flow (bcm/d)	Design Pressure (Mpa)	Pipeline Length (km)
0.0343	18.7	1,195
Power of Siberia Pipeline Project		
Supply Flow (bcm/d)	Design Pressure (Mpa)	Pipeline Length (km)
0.10411	9.8	4,000

천연가스를 Alaska, 캐나다 및 미국 본토까지 천연가스를 공급하기 위한 프로젝트이며, 캐나다 Mackenzie Delta 지역의 가스전을 개발하여 연속 및 불연속 극한지역인 캐나다에서 미국으로 천연가스와 액체천연가스를 수송하기 위한 프로젝트이다. 러시아의 Power of Siberia Pipeline Project 는 2014년에 건설을 시작하여 2019년에 가스공급을 개시할 계획이며, 이르쿠츠크 및 야쿠티아 지역에서 생산된 천연가스를 중국에 공급하기 위한 프로젝트이다. 대표적인 극한지 지역 PNG사업에 대한 주요 내용은 Table 1과 같다.

러시아 지역의 장거리 배관망 총 건설비용의 17%~26%를 송압기지 건설비용이 차지하고 있으며, 해외에 건설된 송압기지는 보통 하나당 건설비용이 약1,000억원 이상으로 추정되고 있으며, 송압기지 크기와 용량에 따라 건설비용의 차이가 발생하는 것을 확인하였다.[3]

## III. 극한지 자원이송망 송압기지 개념설계

### 3.1. 가상프로젝트 대상지역 노선

가상프로젝트 대상지 선정 배경은 러시아의 야쿠츠크~알단지역 구간으로 동부시베리아의 천연가스의 풍부한 추정자원량을 바탕으로 향후 극한지 자원이송망 노선 선정시 검토가 확실시 되는 지역으로 Fig 1과 같이 계획 중에 있는 노선이다.



Fig. 1. Route of the Virtual Project.

동부시베리아의 천연가스 확인매장량은 러시아 전체의 4%에 불과하지만, 추정자원량의 경우 17.7%를 차지하고 있는 자원생산지로서 과거에 자원개발이 활발히 이루어진 서부시베리아에 비해 향후 발전 가능성이 큰 지역임을 알 수 있다.[4] 현재 러시아에서 장거리 배관망 건설 중인 Power of Siberia Project의 경유지인 알단지역을 종착지로 확정하였으며 가상프로젝트 야쿠츠크~알단 지역은 동부시베리아의 우수한 지리적 이점을 가지고 있기 때문에 장거리 배관 노선을 선정하였다. 이 가상프로젝트 노선을 대상으로 장거리 배관망과 압력유지하기 위한 승압기지 설비에 대한 경제성평가를 진행하였다.

**3.2. 승압기지 공정설계 개념정립**

승압기지는 천연가스의 장거리 배관 이송시 압력손실을 보상하여 주며 주배관망에서 요구하는 압력 및 온도조건으로 가스를 공급하는 역할을 한다. 가스전으로부터 생산된 천연가스는 약 9.8~17.2 Mpa의 압력으로 배관망에 유입되지만 500 km 이상의 장거리 배관망 이송으로 인한 마찰손실로 압력은 강하된다. 압력이 강하되면 Joule-Thomson 효과에 의해서 온도도 함께 강하되고 기존 배관에 영향을 미치게 된다. 이러한 문제점을 해결하기 위하여 마찰에 의한 압력손실을 줄이고 압력을 보상해 주기 위하여 승압기를 설치한다. 승압기지의 공정 구성은 손실된 압력을 보상해주기 위해 압축기를 거치기 전 이물질 제거를 위하여 가스필터를 설치한다. 천연가스는 가스필터를 거치고 난 후 압축기를 통해서 강하된 압력이 승압된다. 압축기로 유입되기 전 일부 천연가스는 압축기를 동작시키기 위한 가스터빈의 연료라인으로 들어가 히터를 통해서 온도를

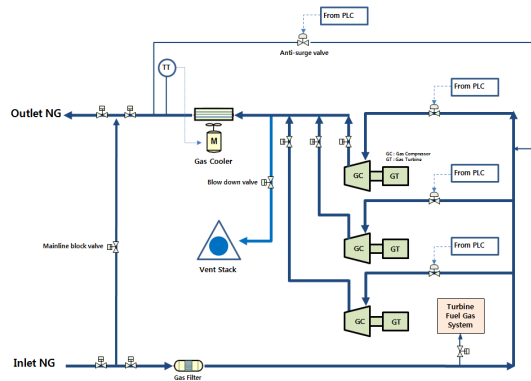


Fig. 2. Process Flow Diagram of the Virtual Project Compressor Station.

보상받고 정압기를 통하여 약 2~3 Mpa로 감압되어 가스터빈의 연료로 공급된다. 여기서 압축기는 경제성 및 유지보수를 고려하여 3개 (50%, 2 Operation & 1 Standby)를 설치하였다. 각각의 압축기는 Inlet 및 Outlet의 압력과 온도를 전송기로부터 전송받은 데이터를 PID (Proportional Integral Derivative) 제어를 통하여 목표 유량값을 제어한다. 또한, 압축기 가동 초기 압축기 Purging 및 운전시 발생 가능한 Choking 및 Surging 현상을 방지하기 위하여 Anti-surge valve를 설치하였다. 일반적으로 원심 압축기의 Surging은 급격한 유량 변동(±20%/sec)을 의미하며 유량제어가 가능한 Anti-surge valve를 통해 압축기 후단 유량 일부를 압축기 전단으로 리사이클함으로서 압축기 후단의 유량을 감소시켜 Surging 현상을 해소할 수 있다. 압축기를 통해서 승압된 천연가스는 열역학 2법칙에 따라서 온도가 상승한다. 겨울철에는 압축기로의 유입온도가 낮아 압축기 후단의 온도가 상온보다 높게 상승하지 않지만 여름철에는 유입온도가 높아 상온보다 상승할 수 있다. 그러므로 압축기 후단 온도전송기로부터 측정된 온도 값에 따라서 겨울철에는 Bypass line을 통해서 공급이 되고, 여름철에는 Air cooler를 통해서 상온까지 냉각하여야 한다. 이런 과정을 통하여 압력이 보상된 천연가스는 주 배관망에 이송된다. 승압시스템에 문제가 발생할 경우 모든 유량을 Outlet을 보내기 위해 Mainline block valve를 설치한다. 압축기 후단의 급격한 압력증가를 Anti-surge valve로 해소할 수 없을 경우에는 Emergency blow down valve를 통해 Vent stack으로 배출시켜 압력을 낮추도록 설계하였다. Fig 2는 승압기지의 PFD (Process flow diagram)을 나타내었다.

#### IV. 승압기지 위치선정 결과

##### 4.1. 승압기지 위치선정 가정

장거리 배관의 마찰계수 등에 따른 압력강하를 계산하기 위해서 천연가스 조성 및 밀도 등 천연가스의 물리적 특성을 확인해야 한다. Table 2는 가상프로젝트 지역과 유사한 러시아 이르쿠츠크의 천연가스조성을 적용하였으며, Table 3은 가상프로젝트 설계기본지침으로 승압기지 위치 선정하는데 적용하였다.

**Table 2.** Natural Gas Composition of Russia Irkutsk II

Components	Composition(mole %)
CH <sub>4</sub>	92.14
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4.50
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.80
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.40
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.20
N <sub>2</sub>	1.60
CO <sub>2</sub>	0.10
He	0.26

**Table 3.** Design Basis of Natural Gas Pipeline

Route		Yakutsk-Aldan
Pipeline length (km)		533.4
Pipeline Working Pressure		9.8 MPa
Pipeline	Grade	X80
	O.D	1,067mm
	Wall thickness	14.3 mm
Gas flow Rate		28 bcm/y
Gas gravity		0.62
Roughness of the Pipe		0.00762 mm
Compressibility factor		0.652

연료소모량 및 기타손실을 포함한 연간 가스도입량은 28 bcm/y이며 승압기 용량은 배관 및 승압기를 365일 가동하는 기준으로 산정하였다. 또한, 승압기 용량계산에 적용되는 압축비는 공급압력이 9.8 MPa이므로 가상프로젝트 시나리오별 PNG 배관의 설계압력은 최종 공급처 지점까지 요구하는 압력을 고려하여 9.8 MPa, 13 MPa 및 17.2 MPa까지 승압하였고 이때 천연가스의 온도는 -4.4℃를 기준으로 하였다.[5]

본 연구에서는 가상프로젝트에 적용할 Colebrook-White(CW) 유량방정식인 식 (1)을 이용하여 승압기지 위치를 선정하였다.

$$Q_{cur} = 5.747 \times 10^{-4} \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \left[ \frac{(P_1^2 - e^s P_2^2)}{f_{cw} G T_f L_c Z} \right]^{0.5} D^{2.5} \quad (1)$$

$Q_{cur}$  (m<sup>3</sup>/d)는 가스공급유량,  $T_b$ (K)는 대기온도,  $P_b$ (kPa)는 대기압력,  $P_1$ (kPa)는 인입 가스압력,  $P_2$ (kPa)는 토출 가스압력,  $G$ 는 가스비중,  $T_f$ (K)는 가스온도,  $L_c$ (km)는 배관고도길이,  $Z$ 는 압축인자,  $D$ (mm)는 배관 내경지름이다. 그리고 승압기지 주요 설비 중 핵심설비인 승압기 패키지의 용량을 검토하기 위해 가상프로젝트의 시나리오별로 승압기지 위치가 결정되면 승압비를 대상으로 승압기 패키지 용량을 제시하였다. 시나리오별로 Table 2의 조건을 적용하여 Aspen HYSYS 시뮬레이션을 통해 승압기 패키지 용량을 산출하였고 연료소비량은 식 (2)를 적용하여 계산하였다.

$$\text{연료소비량}(M^3/\text{year}) = \frac{\text{승압기동력}(MW) \times (365 \times 24 \times 3600)}{\text{연료발열량}(MJ/M^3) \times \text{가스터빈효율}} \quad (2)$$

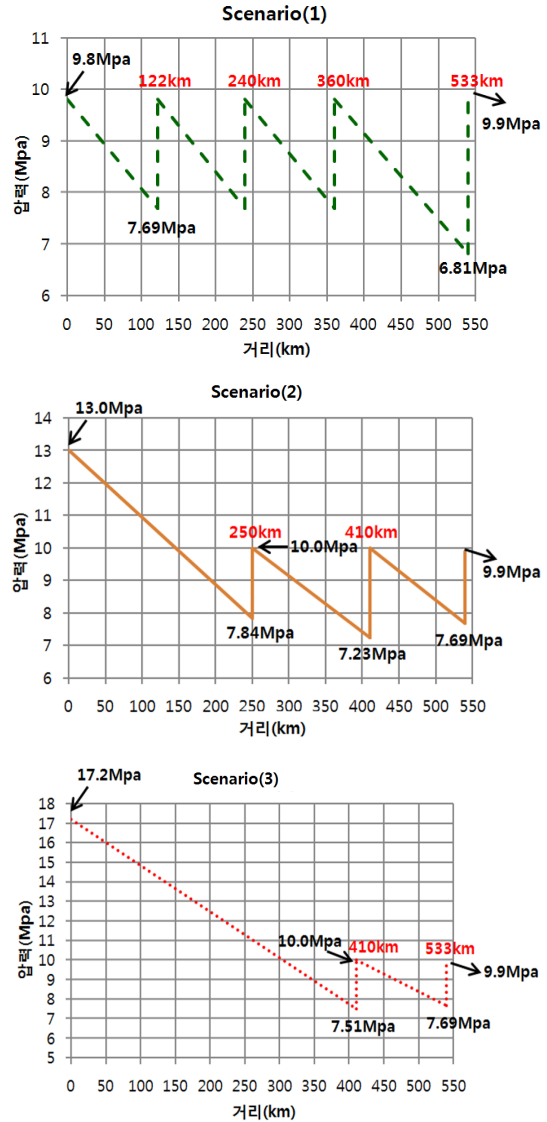
##### 4.2. 승압기지 위치선정 결과

Table 4에서 시나리오(1)의 승압기지 건설개수는 총 4개(가상프로젝트 승압기지 건설지형은 평지구간 2개 및 산악구간 2개)이고 압축기 개수별로 승압비는 1.27~1.45와 동력은 10.2~16.4 MW의 범위로 산정되었다. 시나리오(2)는 가상프로젝트 노선에서 산악구간을 회피하기 위한 경우로서 초기 공급압력 9.8MPa에서 17.2MPa로 승압하여 총 승압기지 건설개수는 2개(가상프로젝트 승압기지 건설될 지형은 평지구간 2개)이고 압축기 개수별로 승압비는 1.33, 1.28이며 동력은 13.3 MW, 10.6 MW의 범위로 산정되었다. 시나리오(3)은 승압기지 건설개수는 총 3개(가상프로젝트 승압기지 건설지형은 평지구간 1개 및 산악구간 2개)이고 승압비는 1.27, 1.38, 1.28이며 동력은 10.2 MW, 14.1

**Table 4.** Result of Compressor Station Location Selection

Scenario(1)				
Start Supply Pressure (Mpa)	No. of Compressor Station	Distance (km)	Compression Ratio	Power (MW)
9.8	1	Start	1.27	10.2
	2	120	1.27	10.2
	3	240	1.27	10.2
	4	360	1.27	10.2
	5	533	1.45	16.4
Scenario(2)				
Start Supply Pressure (Mpa)	No. of Compressor Station	Distance (km)	Compression Ratio	Power (MW)
13.0	1	Start	1.32	12.0
	2	250	1.27	10.2
	3	410	1.38	14.1
	4	533	1.28	10.6
Scenario(3)				
Start Supply Pressure (Mpa)	No. of Compressor Station	Distance (km)	Compression Ratio	Power (MW)
17.2	1	Start	1.75	25.72
	2	410	1.33	12.3
	3	533	1.28	10.6

MW, 10.6 MW의 용량이 산정되었다. Fig. 3은 가상프로젝트의 시나리오별로 승압기지 위치선정한 결과를 보여준다. 승압기지 건설비용 절감을 하기 위해서는 난공사 회피가 가능하고 건설개수가 적어야 한다. 따라서 난공사 회피를 위한 평지구간 및 건설개수가 적은 시나리오(2)가 가장 경제성이 높을 것이라고 사료된다.



**Fig. 3.** Result of Virtual Project about Compressor Station(Scenario(1): 9.8 MPa, Secenario(2): 13.0 MPa, Scenario(3): 17.2 MPa).

## V. 가상프로젝트 승압기지 시나리오별 경제성 검토

### 5.1. 승압기지 투자비용 산정

가상프로젝트 시나리오(1)~(3)에 대한 승압기지의 투자비를 산정하기 위해 승압기 패키지 가격을 도출하였으며 승압기 패키지 비용을 근거로 식 (3)을

적용하여 가상프로젝트 시나리오별 승압기 패키지에 대한 투자비를 산출하였다. 여기서 n은 승압기 패키지 Factor 0.78값을 적용하였다.[4]

$$\left(\frac{\text{승압기동력}}{\text{적용승압기동력}}\right)^n \times \text{적용승압기투자비} \quad (3)$$

또한 해외 플랜트 건설투자비 산정 비율을 적용하여 승압기지 투자비를 산출하였다. 최종 가상프로젝트 승압기지 투자비 산정결과는 Table 5와 같다. 결과적으로 시나리오(3)는 시나리오(1)과 (2)에 비해 승압기지 설치 및 건설 개수가 적어 투자비용 측면에서 경제성 있는 것을 확인할 수 있다.

**Table 5. CAPEX of Compressor Station**

Division	No. of Compressor Station	Distance (km)	CAPEX of Compressor Station (hundred million KRW)
Scenario (1)	1	start	1,310
	2	120	1,310
	3	240	1,310
	4	360	1,310
	5	533	1,898
Total			7,138
Division	No. of Compressor Station	Distance (km)	CAPEX of Compressor Station (hundred million KRW)
Scenario (2)	1	start	1,488
	2	250	1,310
	3	410	1,687
	4	533	1,350
Total			5,835
Division	No. of Compressor Station	Distance (km)	CAPEX of Compressor Station (hundred million KRW)
Scenario (3)	1	start	2,696
	2	410	1,517
	3	533	1,350
Total			5,563

## 5.2. 승압기지 운영비용 산정

가상프로젝트 시나리오별로 Table 4의 승압기지 용량 산출 결과를 바탕으로 건설 운영비용 (연료비, 인건비 및 유지보수비)을 산정하여 비교 검토하였다. Table 6은 각 가상프로젝트 운전조건별 승압기

**Table 6. OPEX Result of scenario**

Scenario	No. of Compressor Station	Fuel Consumption (1,000m <sup>3</sup> /year)	OPEX (million KRW/year)	
			Fuel Cost (million KRW/year)	Labor & Maintenance Cost (million KRW/year)
Scenario (1)	1	39,464	2,226	6,552
	2	39,464	2,226	6,552
	3	39,464	2,226	6,552
	4	39,464	2,226	6,552
	5	63,451	3,579	9,490
Total		221,307	12,483	35,698
			48,181	
Scenario	No. of Compressor Station	Fuel Consumption (1,000m <sup>3</sup> /year)	OPEX (million KRW/year)	
			Fuel Cost (million KRW/year)	Labor & Maintenance Cost (million KRW/year)
Scenario (2)	1	46,427	2,619	7,438
	2	39,464	2,226	6,552
	3	54,553	3,077	8,435
	4	41,011	2,313	6,752
Total		118,392	10,235	29,177
			39,412	
Scenario	No. of Compressor Station	Fuel Consumption (1,000m <sup>3</sup> /year)	OPEX (million KRW/year)	
			Fuel Cost (million KRW/year)	Labor & Maintenance Cost (million KRW/year)
Scenario (3)	1	99,510	5,612	13,480
	2	47,588	2,684	7,583
	3	41,011	2,313	6,752
Total		188,109	10,609	27,815
			38,424	

지의 연료소비 비용, 인건비 및 유지보수 비용을 산정한 결과이다. 연료소비 비용은 식(2)를 활용하여 산정하였으며, 천연가스 단가는 연료가스 1,000m<sup>3</sup> 당 47 USD를 적용하였다.[3] 그리고 인건비 및 유지보수비용은 CAPEX의 5%로 가정하였다.[4]

Table 6의 결과를 보면, 시나리오(1) 5개 건설된 송압기지 OPEX 총 비용은 48,181억원/년간, 시나리오(2) 4개 건설된 송압기지 OPEX 총 비용은 39,412억원/년간, 시나리오(3) 3개 건설된 송압기지 OPEX 총 비용은 38,424억원/년간 산정되었다. 결과적으로 건설 투자비용 측면과 마찬가지로 시나리오(3)는 시나리오(1)과 (2)에 비해 송압기지 연료소비 비용, 인건비 및 유지보수 비용적인 측면에서 가장 경제성이 있는 것을 확인할 수 있다.

## VI. 결론

본 연구는 국내·외 장거리 자원이송망에 대한 자료 분석을 기반으로 주배관 압력저하시 천연가스의 공급압력 유지를 위한 송압기지의 주요 공정설계를 수행하였으며 가상의 지역을 대상으로 시나리오를 구성하여 송압기지 위치선정 및 경제성을 평가하였다.

(1) 국내 송압기지는 필요시 압력보상을 하기 위해 운영되고 있지만, 국외 장거리 배관망의 송압기지는 장시간 운영을 해야 되기 때문에 압축기 패키지의 결함 등으로 인해 가동이 불가능할 경우를 대비하여 50%, 2 Operation & 1 Standby로 3개 설치되는 시스템으로 공정설계를 구성하였다.

(2) CW 유동방정식을 적용하여 총 3가지 시나리오로 가상프로젝트에 대한 송압기지 위치를 선정하였으며, 공사비 절감을 하기 위해 송압기지 건설위치가 산간 및 난공사 회피 가능 여부를 시나리오별로 확인하였다.

(3) 총 3가지 시나리오의 가상프로젝트에 대한 송압기지 주요설비 용량을 계산하여 건설투자비 및 운영비용을 산정하여 비교 검토하였다. 결과적으로 난공사 회피 및 송압기지 건설개수가 적은 시나리오(3)가 가장 경제성이 있음을 확인할 수 있었다.

본 연구는 극한지 장거리 자원 이송망의 송압기지 위치 선정 및 경제성평가 방안 마련에 이바지할 것이다.

## 감사의 글

본 연구는 국토교통부 플랜트연구사업의 연구비 지원(13IFIP-B06700801)에 의해 수행되었으며, 지원에 감사를 드립니다.

## 사용기호

- $D$  : 배관 내경지름 [mm]
- $G$  : 가스비중 [-]
- $L_e$  : 배관길이 [km]
- $P_1$  : 인입 가스압력 [MPa]
- $P_2$  : 토출 가스압력 [kPa]
- $P_b$  : 대기압력 [kPa]
- $Q_{cw}$  : 가스공급유량 [m<sup>3</sup>/d]
- $T_b$  : 대기온도 [K]
- $T_f$  : 가스온도 [K]

## REFERENCES

- [1] Kim, W., Yeom, K., Kim, K., Kim, Y., Oh, K., "Finite Element Analysis of Gas Pipeline Depend on the Arctic of Active Region", KIGAS, Vol 18, No.5, pp 72-77, (2014)
- [2] Kim, W., Kim, Y., Kim, H., "Hydraulic Design of Natural Gas Transmission Pipeline in the Arctic Area", KIGAS, Vol 20, No.2, pp 58-65, (2016)
- [3] Russia Petroleum, "Irukutsk PNG Feasibility Study", Vol 2, (2003)
- [4] KOGAS, "Irukutsk PNG Feasibility Study Report", (2003)
- [5] TransCanada, Application For License, (2007)
- [6] BLACK & VEACH, Alaska Pipeline Project : Gas Off-take Study, (2011)
- [7] United States Geological Survey, "USGS Vival Identity System", 2008