



NGL 분리식 BOG 재액화 공정 고안 및 해석

†윤상국

한국해양대학교 기계에너지시스템공학부
(2015년 3월 9일 접수, 2015년 5월 28일 수정, 2015년 6월 11일 채택)

Process Design and Analysis of BOG Re-liquefaction System with Pre-liquefaction of NGL

†Sang-Kook Yun

Dev. of Mechanical and Energy Systems, Korea Maritime University, Busan 606-791, Korea

(Received March 9, 2015; Revised May 28, 2015; Accepted June 11, 2015)

요약

LNG는 극저온액체로 저장탱크의 열유입으로 인하여 지속적으로 BOG가 발생하고 있으며, 이의 효과적인 방법의 재액화가 요구되고 있다. 이 BOG의 재액화에는 공급되는 저압 펌프 후의 LNG의 냉열을 이용하는 데, 현재의 공정은 BOG 단위 발생량에 대하여 10배 이상의 LNG 흐름이 요구되고 있다. 본 연구에서는 NGL 분리액화와 2차 고압펌프 후의 LNG 냉열을 이용하는 공정을 새롭게 고안하였으며, 이를 분석한 결과 LNG 소요유량이 3~4배에 불과한 매우 효과적인 재액화 시스템이 되었다. 본 고안에 의하면 하절기에도 원활한 BOG 재액화가 가능하므로, LNG기지의 안전성 향상과 공급의 효율을 높일 수 있는 매우 효과적인 공정으로 분석되었다.

Abstract - The boil-off-gases(BOG) in cryogenic LNG storage tanks are generating continuously due to the heat leakage and need to be re-liquefied by the effective way. As the present method to reliquefy BOG is using LNG cold energy to be supplied after low pressure primary pump, the demand of LNG flow rate should be over 10 times of BOG produced rate to reliquefy it. This research invented new effective re-liquefaction system having only 3~4 times of LNG flow rate against unit BOG, that the pre-liquefaction process of NGL and the use of high pressure LNG cold energy after secondary pump. By the analysis, it could be high efficient re-liquefying system for all amount of BOG treatment even during the summer time, and improvement of operation safety and efficiency of LNG terminal.

Key words : LNG tank, BOG re-liquefaction, NGL pre-liquefaction, LNG cold energy

1. 서론

LNG는 편리하고 저렴하면서 깨끗하여 국내 주요 에너지원으로 자리를 확고히 하고 있다. 도시가스, 발전, 차량용 연료로의 사용이 매년 증가되면서

도입량이 증가하고 있고, 이에 따라 LNG기지의 건설과 함께 저장탱크의 건설도 증가하고 있다. -16 2℃의 초저온 액체인 LNG를 저장하는 이 탱크들은 우레탄폼이나 필라이트 분말의 단열재가 적절히 시공됨에도 불구하고, 외부로부터의 열유입으로 인하여 BOG(증발가스, Boil-off-gas)가 지속적으로 발생하게 된다. BOG 생성량을 보면 탱크 저장량의 대략 일 0.15 %가 증발하게 되나 LNG선박의 하역작업

†Corresponding author: skyun@kmou.ac.kr
Copyright © 2015 by The Korean Institute of Gas

때는 다량의 BOG가 발생하게 된다.

탱크 내부에서 대기압 상태로 발생하는 BOG의 처리 방법으로는 3가지를 들 수 있다. 이는 재액화시키는 방법, 압축하여 도시가스와 같이 공급하는 방법, 그리고 스택에서 소각시키는 방법이 있다. 이들 중 소각방법은 에너지를 낭비하는 방법이므로 피하여야 할 것이며, 압축방법도 72 bar 정도로 공급되는 고압 도시가스 배관에 주입하기 위하여 대기압 상태의 BOG를 가압하여야 하는 것으로 경제성이 낮기 때문에 바람직하지 않게 된다. 그러므로 대부분의 LNG기지에서는 재액화하는 방법을 채택하고 있으며 이를 위하여 BOG재액화기를 갖추고 있다[1].

현재의 재액화기의 원리는 도시가스로 공급되는 과냉상태의 LNG로부터 포화상태까지의 냉 에너지를 이용하여 BOG를 액화하는 것이다. 그러나 이 재액화기는 하절기에 발생하는 다량의 BOG를 처리하는데 문제가 있다. 특히 하절기 LNG선박의 하역 작업 때는 BOG 발생량이 크게 증가하는 반면, 천연가스 수요의 감소로 공급량이 줄어 BOG 재액화하는데 필요한 최소 LNG 유량이 부족하게 되기 때문이다. 대부분 LNG기지의 하절기 최대 BOG 발생량은 시간당 80~100톤인 반면, 최소 LNG 송출량은 4~4.5배 정도가 되고 있다.

한편, BOG 재액화기는 1기의 용량이 시간당 10 Ton의 BOG를 처리하는 구조로 많은 양의 BOG 재액화를 위하여는 십여 개의 재액화기를 가설하여야 한다. 본 연구에서는 다수개의 재액화기보다는 하나의 재액화장치를 구성하여, 발생하는 BOG를 보다 적은 LNG 유량으로 액화시킬 수 있는 효율적인 방법을 고안하고 그 영향 인자를 분석하였다. 모든 공정은 열손실이 없는 이론적 사이클로 기준하여 해석하였으며, 열역학 물성값은 Refprop 9.0을 사용하여 산정하였다. 본 연구에서는 BOG재액화를 위한 소요 냉에너지량을 평가하는 것이 주목적인 바, 탱크 내 BOG발생에 따른 LNG의 성분변화는 무시하였다. 본 해석연구를 통하여 BOG 재액화장치가 개발, 적용되어 진다면, LNG선박의 하역시 혹은 급격한 BOG발생시 보다 효과적으로 처리함으로써 LNG기지의 안전성 향상과 고압으로 압축하여 공급하는 에너지 낭비를 줄일 수 있어 기지운영의 효율성을 높일 수 있을 것이다.

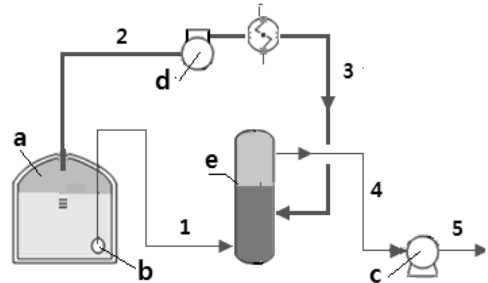
II. BOG 재액화 공정

2.1. 현재의 BOG 재액화 공정 및 분석

먼저 Fig. 1의 천연가스 공급 공정을 보면, 탱크(a) 내의 LNG가 1차 펌프(b)에서 10 bar로 송출된 다음,

2차 펌프(c)에서 72 bar로 승압되어 기화기에 보내져 기체화된 후 배관을 통하여 고압상태로 공급된다[2,3].

BOG 재액화공정은 탱크에서 발생한 약 -80 °C의 BOG 천연가스가 압축기(d)에서 1차 펌프와 동일압인 10 bar로 압축된 후 재액화장치에 유입되고, 탱크 내 -162 °C의 LNG는 1차 펌프에서 10 bar, -154 °C의 과냉상태가 되어 재액화장치(e)의 하부에 유입된다. 이 두 유체(Fig. 1의 1, 3)가 혼합되면서 과열상태의 BOG는 과냉의 LNG의 냉열에 열을 빼앗겨 포화액체인 재액화상태가 되고, LNG는 BOG로부터 열이 흡입되어 과냉에서 포화상태가 되어 2차 펌프에 유입된다. 그러나 LNG가 2차 펌프에 포화상태로 유입될 경우 공동현상(Cavitation) 발생의 우려가 있어 약 -132°C의 과냉상태(포화온도 : -121.4 °C)로 주입하고 있다.



a : LNG tank, b: Primary pump, c: Secondary pump, d : BOG compressor, e : BOG re-liquefier

No.	1	2	3
Fluid	LNG	BOG	NG
P(bar)	10	1	10
T(C)	-154	-80	-20
flowrate(T/h)	10.75	1.0	1.0
h(kJ/kg)	4.44	646.61	752.73

4	5	LNG, BOG composition CH ₄ : 0.894, C ₂ H ₆ : 0.086 C ₃ H ₈ : 0.0139, iC ₄ H ₁₀ : 0.0025 nC ₄ H ₁₀ : 0.0032, N ₂ : 0.0004
LNG	LNG	
10	72	
-132	-108.05	
11.75	11.75	
68.1	156.29	

Fig. 1. BOG re-liquefaction system in LNG terminal.

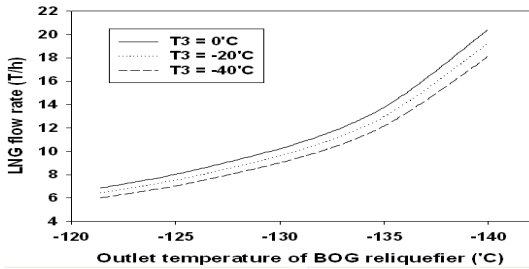


Fig. 2. LNG flow rate with outlet temperature of BOG re-liquefier.

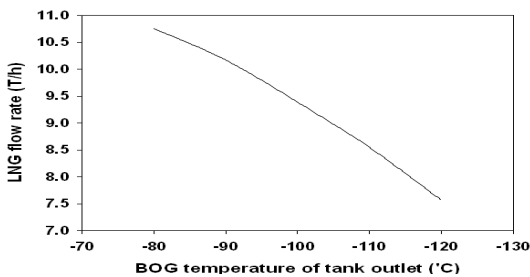


Fig. 3. LNG flow rate with BOG temperature of tank outlet.

이 때 BOG 액화를 위하여 필요한 LNG의 유량 비율은 식 (1)과 같으며, 이는 사용가능한 LNG 측 냉열량(지점 1과 4의 엔탈피 차)과 액화에 필요한 에너지량(지점 3과 4의 차)으로, Fig. 1의 대표적 운영 사례에 의하면 8.53배의 LNG 유량이 필요하게 됨을 보여준다.

$$(h_4 - h_3) / (h_4 - h_1) \quad (1)$$

즉, 하절기 시간당 100톤의 BOG를 재액화하기 위해서는 시간당 1,075톤의 LNG가 필요하며, 이 때 총 천연가스 공급량은 1,175톤이 된다. 그러므로 이 물량의 천연가스 수요가 있어야만 BOG 전량의 액화가 가능하게 되는 것이다.

Fig. 2는 지점 4인 액화기 출구온도의 상태에 따른 LNG 소요 유량을 나타낸 것이다. 지점 4의 LNG는 2차 펌프의 공동현상을 막기 위하여 과냉상태가 요구되므로 포화상태인 -121.4 °C보다 9 °C 낮은 -130 °C가 된다면, LNG 유량은 9.62 T/h가 필요하게 된다. 동일한 조건에서 만약 압축 후 냉각된 지점 3의 BOG 온도가 -20°C 보다 낮은 -40 °C라면 LNG 소요유량이 감소하여 9.01 T/h이 된다.

Fig. 3은 탱크에서 발생하는 BOG의 온도 즉 지점

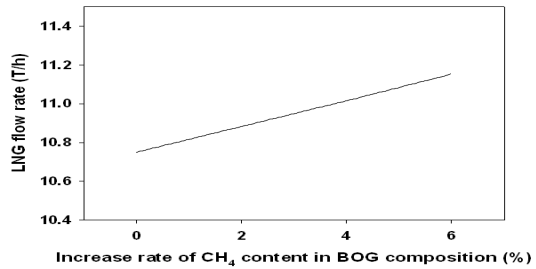


Fig. 4. LNG flow rate with BOG composition change.

2의 온도가 -80 °C부터 -120 °C일 때의 LNG 소요 유량을 나타낸다. 압축기 후의 냉각기 용량은 동일한 것으로 기준하였다. 온도가 -120 °C일 때 최소 시간당 7.57 T/h의 유량이 필요하게 되어 하절기 LNG 기지에서 BOG의 전량 처리에 어려움이 있음을 알 수 있다.

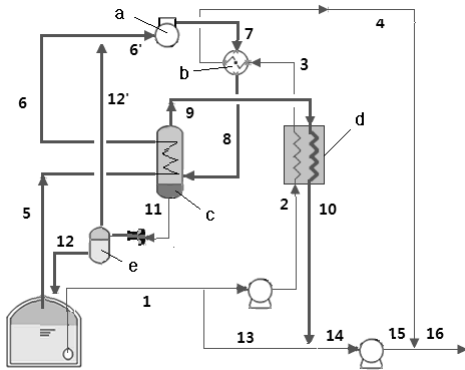
Fig. 4는 탱크 내부의 LNG 성분은 동일하고, 발생하는 BOG 성분 중 기화가 먼저 발생하는 메탄의 몰분율이 2 %씩 증가될 때 LNG유량을 분석하였다. 이 때 각 지점의 조건은 Fig. 1과 동일한 값으로 하였으며, 나머지 성분의 조성은 비례하여 감소하는 것으로 하였다. BOG 성분 중 메탄 성분이 증가할수록 LNG 소요유량은 증가함을 보이고 메탄이 6 % 증가하여 95.4 mole%일 때 LNG 유량은 11.15 T/h로 3.7 %정도가 증가하게 된다.

2.2. NGL분리식 BOG 재액화 공정

본 연구의 새로운 BOG 재액화 공정은 천연가스 성분 중에서 탄소가 많고 액화온도가 높은 에탄~부탄 성분(NGL)을 먼저 액화시켜 제거한 후, 잔여 기체인 메탄가스만을 따로 액화시키는 개념과, 액화에 필요한 냉열을 1차 펌프의 LNG 대신에 2차 펌프 후단의 LNG가 보유하고 있는 냉에너지를 사용함으로써 보다 많은 과냉 에너지를 이용하는 개념의 공정이다. BOG의 성분은 주로 메탄과 질소로 이루어질 것이나, 다량의 NGL 성분이 발생하게 되는 LNG운송선박의 하역작업 때를 기준하였다.

주요 구성 설비를 보면 압축기(a), NGL 액화기(c), 메탄액화 열교환기(d), 액기분리기(e)로 구성된다. 본 공정을 보면, 증발한 -80 °C의 BOG는 압축기에 의하여 흡입되는 데, 탱크 상부의 NGL액화기에 저온을 제공하고 10 bar로 압축된 후 냉각기(b)에서 -20 °C로 저하되어 NGL액화기에 다시 유입된다. NGL액화기에서는 메탄과 질소를 제외한 나머지 NGL이 액화되어 하부에 포집된 후 1 bar로 압력이

NGL 분리식 BOG 재액화 공정 고안 및 해석



a : BOG compressor, b : NG cooler, c : NGL liquefier, d : C1+N2 reliquefying heat exchanger, e : liquid vapor separator

No.	1	2	3
Fluid	LNG	LNG	LNG
P(bar)	10	72	72
T(C)	-154	-145	-80
flowrate(T/h)	2.553	2.553	2.553
h(kJ/kg)	4.44	33.1	263.8

5	6	6'	7	8
BOG	NG	NG	NG	NG
1	1	1	10	10
-80	-55	-57.9	87.2	-20
1.0	1.0	1.0298	1.0298	1.0298
646.61	695.89	690.2	990.97	752.73

9	10	11	12
CH ₄ +N ₂	CH ₄ +N ₂	NGL	NGL
10	10	10	1
-45.0	-134	-30	-83.2
0.9211	0.9211	0.1087	0.0789
739.88	99.78	144.95	8.1
Quality: 0.27424			

12'	13	14	15	16
NGL	-	CH ₄ +N ₂	CH ₄ +N ₂	LNG
1	-	10	72	72
-83.2	-	-134	-131.2	-74.9
0.0298	0.0	0.9211	0.9211	3.4741
494.1	-	99.78	72.7	286.74

Fig. 5. New BOG re-liquefaction system.

저하되어 액체는 LNG탱크에 유입되고 기체는 압축기로 다시 흡입된다. NGL 액화기 상부에서 배출되는 메탄기체는 열교환기에서 고압의 LNG에 의하여 액화되고 과냉된 후 2차 펌프에 흡입된다.

Fig. 5는 대표적인 설계 조건에서의 해석이며, 지점별 유체의 성분은 Table 1과 같다.

NGL액화기의 에너지 수치는

$$m_9 h_9 + m_6 h_6 + m_{11} h_{11} = m_8 h_8 + m_5 h_5 \quad (2)$$

와 같으며, 지점 11의 NGL성분의 액화에너지량은 성분이 10 bar, -25.1 °C에서 액화되고 과냉이 5도 되는 것으로 하여 액화잠열과 현열의 합인 에너지가 소요된다. 즉, 액화잠열은 393.98 kJ/kg, 현열은 44.4 kJ/kg이 된다.

또한, 액화 열교환기의 에너지 수치는

$$m_3 h_3 - m_2 h_2 = m_9 h_9 - m_{10} h_{10} \quad (3)$$

가 된다. 최종 지점 16은 액화된 BOG와 액화시키는 데 이용된 LNG가 합하여진 72 bar, -74.9 °C의 LNG로 포화온도가 -59.1 °C이므로 과냉 상태가 되어 기화기에 유입된다. 이는 특히 동절기 기화기의 기화에너지 소요 부담을 감소시키는 장점도 제공한다.

지점 5에서 발생하는 BOG가 1.0 T/h 라면, 이를 액화시키는데 필요한 LNG 순환량은 지점 2의 유량인 2.553 T/h가 된다. 그러므로 총 송출 유량인 지점 16의 유량은 아래 식(4)에서 3.474 T/h가 된다.

$$m_{16} = m_4 + m_{10} - m_{12} \quad (4)$$

이는 현재 재액화 시스템에 필요한 LNG 유량의 30~40%에 불과하여 안전하고 원활한 LNG기지의 천연가스 공급을 기대할 수 있게 된다.

III. NGL 분리식 재액화 공정 분석

3.1. 재액화 잠열 및 이용 현열량

본 재액화 공정은 기존 공정인 BOG 성분을 일시에 전량 재액화하는 것이 아니라, BOG 성분에서 NGL을 먼저 액화, 제거하고 메탄을 액화시키는 공정이다. 이 공정의 장점은 증발 BOG의 저온을 이용하는 것, 분리 액화함으로써 액화에 소요되는 잠열이 감소하는 것, 그리고 2차 펌프 후의 고압 LNG의 냉열을 사용함으로써 LNG 소요량이 크게 감소하는 것이다.

Fig. 6은 압력에 따른 액화잠열의 차이를 나타낸

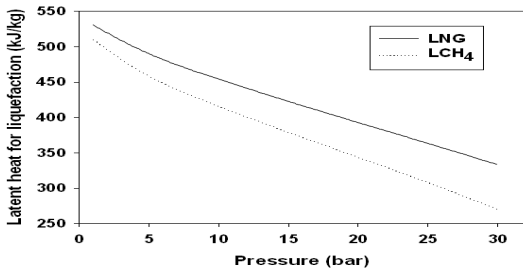


Fig. 6. Latent heat for liquefaction of LNG and LCH₄ with pressure.

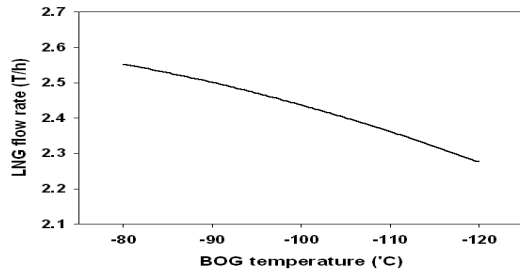


Fig. 8. LNG flow rate with BOG temperature.

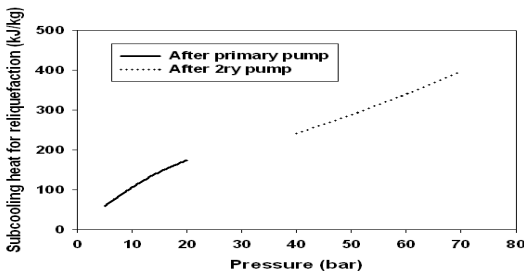


Fig. 7. Sub-cooling heat for BOG re-liquefaction after primary or secondary pump.

Table 1. The composition of each flow in Fig. 5

Location	Composition(Mole fraction)
1~8, 12~16	CH ₄ : 0.894, C ₂ H ₆ : 0.086, C ₃ H ₈ : 0.0139, iC ₄ H ₁₀ : 0.0025, nC ₄ H ₁₀ : 0.0032, N ₂ :0.0004
9~10, 14	CH ₄ :0.9956, N ₂ :0.0044
11, 12, 12'	C ₂ H ₆ : 0.8144, C ₃ H ₈ : 0.1316, iC ₄ H ₁₀ : 0.0237, nC ₄ H ₁₀ :0.0303

다. 압력 10 bar를 기준하면 메탄의 액화잠열은 415.65 kJ/kg, LNG의 액화잠열은 454.06 kJ/kg으로 8.55 %가 감소하게 되며, 압력이 15 bar가 되면 10.3 % 감소한다. 즉, NGL을 제거하고 메탄가스만을 액화함으로써 액화에 필요한 LNG 냉열 요구량이 감소하게 되는 것이다.

Fig 7은 1차 펌프와 2차 펌프 후의 LNG가 보유하고 있는 압력에 따른 최대 이용 가능한 과냉 에너지를 나타낸다. LNG의 과냉 에너지를 비교하여 보면, 저장탱크 내에 설치되어 있는 1차 펌프의 저압 10 bar, -154 °C의 LNG는 기화온도가 -121.4 °C로 이용 가능량이 122.3 kJ/kg인 반면, 2차 펌프 후단의 72 bar, -145 °C 고압 LNG는 기화온도가 -57.3 °C로 LNG의 냉열 이용 가능량은 395 kJ/kg으로 3배가 커지게 된다. 본 고안 공정은 2차 펌프 후의 고압 측 LNG 과냉을 이용함으로써 BOG 액화에 이용 가능량이 증가하고 펌프의 공동현상 등의 문제도 해소하게 된다.

3.2. BOG 온도에 따른 소요 LNG 유량

LNG 저장탱크 LNG 액수위가 낮으면 상부의 BOG 온도는 -80 °C, 수위가 높으면 -110 °C ~ -120 °C

정도가 된다. Fig. 8은 BOG 온도가 변화될 때 소요 LNG 유량이다. NGL 액화기에서 지점 6의 온도가 지점 9의 온도보다 5~10 °C 낮게 배출되는 것으로 하고, CH₄+N₂액화기의 지점 2, 3, 10을 동일하게 기준하여 LNG 소요량을 산정하였다. BOG의 온도가 낮게 되면 출구 지점 9의 온도가 5~10도 저하되어 LNG흐름 소요량이 감소하게 된다. 온도가 낮을수록 유량이 감소하여 최저 온도 -120 °C에서 2.276으로 10.9 %가 감소하였다.

3.3. NGL액화기의 유입 NG온도에 따른 영향

Fig 9는 NGL 액화기에 주입되는 지점 8의 NG 온도를 0 °C부터 -50 °C까지 변화될 때 LNG 소요유량을 분석한 것이다. 지점 8의 온도는 CH₄+N₂ 액화 열교환기의 출구지점 3의 -80 °C LNG에 의하여 냉각되어 진다. 지점 8의 온도가 낮을수록 유량이 감소하여 -50 °C에서 2.27로 11.0 %가 감소하였다.

3.4. 열손실에 따른 소요 LNG 유량

Fig. 2의 NGL을 제외한 메탄이 주성분인 기체를 액화하기 위한 액화열교환기의 열교환량은 598.0kJ로 지점 9의 액화 열교환기입구온도를 -45 °C로 기준하여 해석한 것이다. Fig. 10은 NGL액화기와 CH₄+N₂액화열교환기 사이의 열손실로 지점 9의 온도가 -45 °C부터 -25 °C로 상승할 때의 분석으로 온도의 상승에 따라 LNG 소요 흐름도 7.0 % 증가하였다.

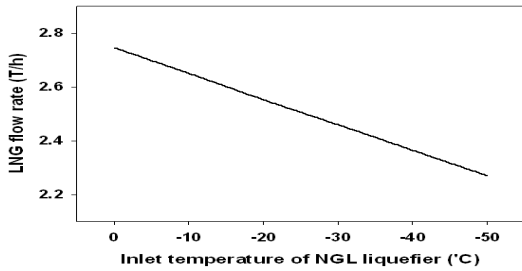


Fig. 9. LNG flow rate with inlet temperature of NGL liquefier.

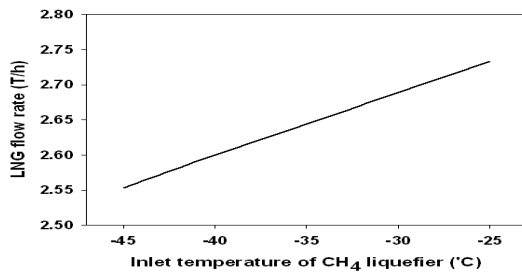


Fig. 10. LNG flow rate with inlet temperature of CH₄ liquefier.

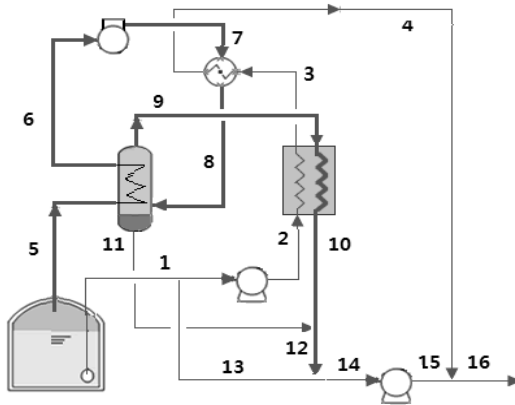


Fig. 11. NGL flow to LNG send-out line.

3.5. NGL액기분리 공정을 제외한 재액화 공정

Fig. 11은 NGL 액화기 하부의 액화된 10 bar의 NGL 성분이 액기분리기를 거치지 않고, 지점 10의 액체 CH₄+N₂ 성분과 혼합되어 2차 펌프에 주입되는 공정이다. 이 공정은 액기분리기와 탱크에 재주입되는 공정이 필요없게 되는 장점이 있으나, 지점 14인 2차 펌프 흡입구의 공동현상을 막기 위하여 지

점 13으로 추가 LNG의 흐름이 필요하게 된다. 지점 12의 온도는 -121.5 °C가 되므로, 지점 14가 -134 °C가 되도록 지점 13의 배관을 통하여 0.781 T/h의 LNG를 공급하여야 한다. 그러므로 총 LNG 냉열 흐름량은 3.334 T/h가 되고, 전체 천연가스 공급량은 4.334 T/h가 된다.

Fig. 5의 공정 경우 지점 12의 NGL이 탱크에 주입되는 영향을 보면, NGL은 -83.2 °C, 0.0789 T/h의 포화액체로, LNG저장탱크 내부 -160.6 °C의 대량의 포화액체인 LNG에 혼합되어 진다. 이 주입되는 NGL과 LNG의 온도차에 의하여 기화가 추가로 발생하게 된다. 이의 엔탈피차는 34.67 kJ/kg이고, 시간당 BOG 100톤을 기준하면 7.89 T/h의 NGL이 탱크로 주입되고 주입열량은 273,547 kJ/h가 된다. 이로 인한 LNG 증발량은 0.52 T/h가 된다. 즉, 하절기 최대 시간당 100톤의 BOG 증발이 100.5톤이 발생하게 되고, 이의 액화를 위하여는 256.6 T/h의 LNG냉열과 전체 천연가스 공급량은 357.1 T/h이 되어 Fig. 5의 공정이 더 바람직함을 알 수 있다.

IV. 결론

본 연구에서는 LNG탱크에서 발생하는 BOG의 재액화 공정을 개선하기 위하여, NGL 분리액화 및 2차 펌프 후의 LNG냉열이용 공정을 새롭게 고안하여 분석한 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

- (1) BOG 1 T/h를 재액화하는 데 필요한 LNG 유량이 종래 공정에서는 10.75 T/h가 필요한 반면, 본 고안 공정은 23.7%에 불과하였다.
- (2) 탱크에서 발생하는 BOG의 온도가 낮을수록 LNG소요유량이 감소하여 최저 온도인 약 -120 °C에서 10.9 %가 감소하였다.
- (3) NGL 액화기의 유입 천연가스 온도가 낮을수록 LNG 소요유량이 감소하여 -50 °C에서 11.0 %가 감소하였다.
- (4) 본 고안에 의하면 하절기에도 원활한 BOG 재액화가 가능하므로, LNG기지의 안전성 향상과 공급의 효율을 높일 수 있는 매우 효과적인 공정으로 분석되었다.

REFERENCES

- [1] Lom, W. L., *Liquefied Natural Gas*, Applied Science Publishers Ltd., London, 36-54, (1975)
- [2] Korea Gas Cooperation, *www.kogas.or.kr*.
- [3] 가스생산기술수첩, 한국가스공사, 65-132(1997)