

## 분자체를 이용한 LNG 액화 플랜트 탈수 공정의 효율성 향상에 관한 연구

박종화<sup>1</sup> · 유돈상<sup>1</sup> · 조대명<sup>2†</sup>

<sup>1</sup>대우건설 플랜트본부, <sup>2</sup>한양대학교 기술경영전문대학원

### Study on the Improvement of Efficiency in Dehydration Process of LNG Liquefaction Plant Using Molecular Sieve

JONGHWA PARK<sup>1</sup>, DONSANG YU<sup>1</sup>, DAEMYEONG CHO<sup>2†</sup>

<sup>1</sup>Plants Division, DAEWOO E&C, 170 Eulji-ro, Jung-gu, Seoul 04548, Korea

<sup>2</sup>Graduate School of Technology & Innovation management, Hanyang University, 222 Wangsimni-ro, Seongdong-gu, Seoul 04763, Korea

†Corresponding author :  
dmjo@hanyang.ac.kr

Received 15 January, 2024  
Revised 15 February, 2024  
Accepted 22 February, 2024

**Abstract >>** The natural gas dehydration process plays a central role in liquefying LNG. This study proposes two natural gas dehydration process systems applicable to liquefied natural gas (LNG) liquefaction plants, and compares and analyzes energy optimization measures through simulation. The fuel gas from feed stream (FFF) case, which requires additional equipment for gas circulation, disadvantages are design capacity and increased energy. On the other hand, the end flash gas (EFG) case has advantages such as low initial investment costs and no need for compressors, but has downsides such as increased power energy and the use of gas with different components. According to the process simulation results, the required energy is 33.22 MW for the FFF case and 32.86 MW for the EFG case, confirming 1.1% energy savings per unit time in the EFG case. Therefore, in terms of design pressure, capacity, device configuration, and required energy, the EFG case is relatively advantageous. However, further research is needed on the impact of changes in the composition of regenerated gas on the liquefaction process and the fuel gas system.

**Key words :** LNG(액화 천연가스), Dehydration process(탈수 공정), Plant process modeling(플랜트 공정 모사), Molecular sieve(분자체)

## 1. 서론

천연가스를 liquefied natural gas (LNG)로 만드는 모든 과정은 복잡한 공학적 문제와 연결되어 있으며, 최적의 플랜트 운전 조건을 지키기 위해서는 경제적

요인과 안전 요인을 모두 고려하여야 한다<sup>1)</sup>. LNG 플랜트에서의 탈수 공정은 단지 수분을 제거하는 것 이상의 중요성을 가지고 있다. 탈수 작업은 LNG의 품질과 가치를 결정짓는 중요한 역할을 수행하므로 이를 통해 LNG의 수요자에게 더 높은 가치를 제공

할 수 있기 때문이다. 이러한 이유로 LNG 탈수 과정은 천연가스 가공과 운반에서 중요하며, 항상 지속적인 연구와 개선이 이루어지는 분야라고 할 수 있다. 석유나 가스전에서 생산되는 천연가스에는 물이 포함되어 있으며, 천연가스가 운전 압력에서 수화물 형성 온도 이하로 냉각되면 응축이 일어나면서 hydrate formation이라고 불리는 가스 수화물을 형성하는 현상이 발생하여 플랜트의 정상적인 운전에 악영향을 미치게 된다. 수화물 형성을 피하게 되더라도 액체 상태의 물이 존재하는 것만으로도 침식과 부식 및 저온에 의한 물의 아이스화 현상으로 유체의 흐름이 방해받게 된다<sup>2)</sup>.

천연가스 탈수는 천연가스에 포함된 물을 제거하는 과정이다. 산업적 규모로 천연가스에 포함된 물을 탈수하기 위하여 직접 냉각, 간접 냉각, 흡수에 의한 탈수 및 고체 건조제를 이용한 흡착 탈수 등 여러 가지 방법이 개발되어 적용되고 있다. 직접 냉각은 일정한 압력에서 온도가 낮아지면 천연가스의 수증기 함유 능력이 감소하는 현상을 이용하는 것이다. 냉각 과정에서 증기 상태의 수분은 액체가 되어 시스템에서 제거된다. 직접 냉각 방식은 다른 탈수 공정과 함께 사용하는 것이 일반적이다. 간접 냉각은 기체의 확장 현상을 이용하는 냉각 방식이다. 가스는 팽창 밸브 장치를 통해 압력이 더 낮은 공간으로 강제로 유입된다. 이 과정에서 가스가 팽창하면 분자 사이의 평균 거리가 늘어나면서 위치 에너지가 증가하게 된다. 그러나 가스의 총 에너지는 동일하게 유지되므로 위치 에너지의 증가는 운동 에너지의 감소, 즉 온도의 감소라는 결과로 나타나게 된다<sup>3)</sup>.

흡수 현상을 이용한 기체 탈수의 기본은 흡수제를 사용하는 것이다. 가스 처리에 사용되는 흡수제의 가장 중요한 특성은 물에 대한 높은 친화력이다<sup>4)</sup>. 흡착(또는 고체층) 탈수는 가스의 흐름에서 수분 함량을 제거하기 위해 고체 건조제를 사용하는 공정을 이야기한다. 가스 탈수에 일반적으로 사용되는 고체 건조제는 재생될 수 있으므로 결과적으로 여러 흡착 및 탈착 사이클에 걸쳐 반복적으로 사용하게 된다.

표면에서의 흡착 메커니즘은 화학 흡착과 물리 흡

착의 두 가지 유형이 있다. 화학 반응을 포함하는 과정을 화학 흡착이라고 하는데, 화학 흡착제는 가스 처리에 매우 제한적으로 적용된다. 물리적 흡착을 허용하는 흡착제는 표면력에 의해 흡착물을 표면에 고정시키게 된다<sup>5)</sup>. 기체 중의 수분 탈수에 사용되는 물리 흡착제는 넓은 표면적, 높은 제거 속도, 쉽고 경제적인 재생, 가스 흐름에 대한 작은 저항, 높은 기계적 강도, 가격이 저렴하고 부식성 및 독성이 없으며 화학적으로 불활성이고 부피 밀도가 높고 물의 흡착 및 탈착 시에 부피 변화가 적은 특성을 갖는 것이 바람직하다<sup>6)</sup>.

오늘날 가장 널리 사용되는 흡착제로는 활성 알루미나, 실리카겔 및 분자체(제올라이트) 등이 있다. 일반적으로 석유 및 천연가스 생산 플랫폼의 천연가스 탈수 공정에는 글리콜 흡수 또는 분자체(molecular sieve)를 사용한 분자체 흡착이 포함된다<sup>7)</sup>. 분자체는 특히 가스 공정 흐름에서 물의 농도를 1 ppm 미만으로 낮추어야 하는 천연가스 액화 플랜트의 탈수 분야에 사용되는 것이 바람직하다. 또한 분자체는 탈수 공정 외에도 이산화탄소 포집 등에 적용된다<sup>8)</sup>. 분자체를 활용한 흡착 작업은 고정된 흡착층과 가스의 접촉을 통해 수행된다. 이 작업에는 흡착 단계(가스에 존재하는 물 분자가 흡착제 고체에 의해 유지됨)와 재생 단계(흡착제에서 물 분자가 제거됨)의 두 단계가 수반되는데, 연속적인 흡착 및 탈착의 주기는 고정층 베드 용량 산정에 영향을 미치게 된다.

분자체를 이용한 탈수 시스템은 여러 산업에서 화학 물질 및 수분 제거에 이용되고 있다. 분자체는 고체의 미세한 구멍을 이용하여 특정 분자를 선택적으로 흡착하거나 배제하는 물질이다. 이러한 물질은 특정 크기 이하의 분자만을 통과시킬 수 있어 molecular sieve라고도 한다. 분자체를 이용한 탈수 시스템은 주로 내부에 수백만 개의 균일하고 미세한 구멍이 있는 고체 입자로 구성되어 있다. 이러한 고체 입자는 특성상 가스나 액체를 통과시키면서 탈수 능력이 높은 분자들을 선택적으로 흡착한다. 즉, 물 분자는 분자체 내부로 들어가 흡착되고 다른 분자들은 구멍을 통과해 나온다. 이렇게 해서 원하는 물질에서

물을 제거하는 것이 이 시스템의 원리이다.

탈수 과정은 주로 두 단계로 이루어진다. 첫째, 분자체가 수분을 제거하려는 물질과 접촉하면 물 분자를 흡착한다. 둘째, 분자체는 수분을 제거한 뒤 재생시키기 위해 가열되는데, 이 과정에서 물 분자는 분자체에서 떨어져 나와 증기 형태로 밖으로 나오게 된다. 분자체를 이용한 탈수 시스템은 천연가스 처리, 석유 정제, 화학 공정, 식품 가공 등 다양한 산업 분야에서 널리 사용되고 있다. 또한 천연가스나 배기가스에서 물을 제거함으로써 냉동 및 압축 시스템의 성능을 향상시키거나 석유 정제 과정에서 물과 다른 불순물을 제거하여 제품의 품질을 향상시키는 데에도 이용되고 있다. 분자체를 활용하는 탈수 공정 시스템의 경우, 흡착과 탈착으로 이루어지는 작동 사이클 수가 증가함에 따라 흡착제 베드의 효율성은 감소하게 된다. 흡착 물질은 흡착(약 30°C 정도의 온도) 및 재생(약 250°C 이상의 온도) 과정 동안 열 사이클에 영향을 받기 때문이다. 분자체 베드의 탈수 용량의 감소 문제는 업스트림 분리 장비에서의 액체 캐리오버, 액체 물 또는 중탄화수소의 존재 또는 내부 환류 발생 등과도 관련된다. 다양한 압력 및 온도 조건에서 분자체의 흡착 및 재생 능력은 차이가 있게 된다<sup>9)</sup>. 분자체 탈수 시 공정 매개변수(압력, 온도 및 공급물 구성)의 영향을 살펴보면 흡착 압력과 온도가 낮아수록 평형에 도달하는 속도가 빨라지는 것으로 알려져 있다<sup>10)</sup>.

적용되는 기술적인 원리로는 혼합 가스에 포함되어 있는 수분을 분리하기 위하여 압력 스윙 흡착(pressure swing adsorption), 온도 스윙 흡착(temperature swing adsorption), 극저온 분리, membrane 분리 등의 방법들이 이용되고 있다<sup>11)</sup>. 분자체를 사용하여 가스와 액체로부터 수분을 제거하는 탈수에 있어 분자체의 흡착 및 탈착 현상은 압력 스윙 흡착 및 온도 스윙 흡착으로 불리는 두 가지 원리에 기반을 둔다<sup>12)</sup>. 압력 스윙 흡착은 분자체에 대한 가스들의 분자적 특성과 친화력에 기반을 두어 압력 조건에서 수분을 포함하는 가스 혼합물을 선택적으로 분리하는 탈수 과정이다. 이 과정은 높은 압력의 가스가 분자 체재를 통과

하도록 하여 수분 분자는 흡착되고 건조 가스는 통과되어 분자체로 이루어진 탈수 시스템을 나오게 한다. 온도 스윙 흡착에서는 상대적으로 낮은 온도에서 수분이 분자체에 흡착하게 된다. 반대로 온도를 높이면 분자체에 흡착된 수분이 분자체로부터 탈착되어 방출하게 되고, 흡착과 탈착 현상이 주기적으로 반복하는 과정을 통하여 수분을 연속적으로 제거하게 되는 것이다<sup>13)</sup>.

압력 스윙 흡착과 온도 스윙 흡착의 두 가지 기술 원리는 독립적으로 또는 결합하여 사용될 수 있다. 본 연구의 목적은 LNG 액화 플랜트에 적용 가능한 분자체를 사용하는 천연가스 탈수 공정 시스템에 온도 스윙 흡착 방식과 두 가지 기술 원리를 결합한 온도 스윙 및 압력 스윙 흡착 방식을 제안하고, 공정 모사를 통한 분석 결과를 비교 모델링하는 것이다. 즉 온도 스윙 흡착의 기술 원리를 이용하는 천연가스 탈수 공정에서 공정 하류의 가스를 활용하여 분자체를 재생하는 공정 모델과 두 가지 기술 원리를 결합한 온도 스윙 및 압력 스윙 흡착 방식을 이용하게 되는 LNG plant 공정 흐름에서 가장 하류에 해당하는 end flash gas (EFG)와 LNG 저장 설비에서 발생하는 boil off gas (BOG)를 이용하여 분자체를 재생하는 공정 모델을 비교 분석하고자 한다. 그리고 이러한 두 가지 공정 모델을 소요 에너지 측면에서 비교하여 LNG 액화 플랜트의 탈수 공정에서의 에너지 최적화 방안을 살펴보고자 한다.

## 2. 탈수 공정의 공정 모사

본 연구의 공정 모사 모델에서는 LNG 액화 플랜트에 적용 가능한 분자체를 사용하는 천연가스 탈수 공정 시스템에 온도 스윙 흡착 방식과 두 가지 기술 원리를 결합한 온도 스윙 및 압력 스윙 흡착 방식의 두 종류의 공정 모델을 제안하고, 공정 모사를 결과의 비교를 통하여 소요 에너지를 중심축으로 비교 분석함으로써 LNG 액화 플랜트의 탈수 공정에서의 에너지 최적화 방안을 살펴보고자 한다.

서로 다른 두 종류의 탈수 공정 시스템들이 LNG

액화 플랜트에서 어떤 형태로 존재하는지를 block flow diagram 형태로 Figs. 1, 2에 나타내었다.

Fig. 1은 온도 스윙 흡착 방식의 기술적 원리를 이용하는 천연가스 탈수 공정 모델을 나타낸 것이다. 즉, 흡착과 탈착 시의 운전 압력의 변화가 거의 없으나 흡착 시에는 낮은 온도를 유지하다가 탈착 시에는 높은 운전 온도로 변화를 주면서 탈착을 통한 분자체의 재생을 하게 되는 공정 모델이다.

Fig. 1의 block flow diagram은 LNG 액화 플랜트에서 탈수 공정(dehydration system)의 위치와 재생 가스(regeneration gas)의 흐름을 나타낸 것으로, 천연가스 탈수 공정에서 공정 하류의 가스를 활용하여 분자체를 재생하는 공정 모델이 된다. 탈수 공정에 사용되는 분자체의 재생 공정에 사용되는 재생 가스는 탈수 공정의 하류 가스를 이용한다. 재생 가스는 분자체를 재생시키는 데 사용되며, 사용된 후의 가스는 탈수 공정 상류의 가스 흐름과 합쳐져서 탈수 공정으로 보내지는 사이클을 반복하게 된다. 액화 공정에서 발생하는 EFG와 LNG 저장탱크에서 발생하는 BOG는 연료 처리 설비(fuel gas system)으로 보내져서 연료 가스로 사용된다. 즉 이 공정의 흐름에서는 EFG와 BOG는 탈수 공정의 재생 가스로는 사용되지 않는다.

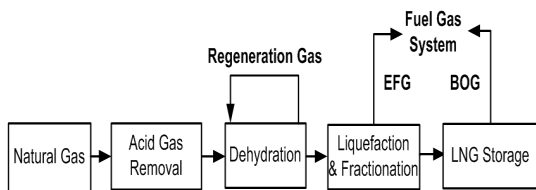


Fig. 1. Block flow diagram of FFF case

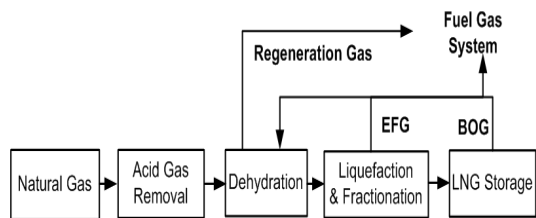


Fig. 2. Block flow diagram of EFG case

Fig. 2에서는 온도 스윙 흡착 방식과 압력 스윙 흡착 방식의 기술적 원리를 혼합 이용하는 천연가스 탈수 공정 모델을 나타낸 것이다. 즉 흡착과 탈착 시에 서로 다른 운전 압력의 커다란 변화가 발생함은 물론이고 흡착 시에는 낮은 온도를 유지하다가 탈착 시에는 높은 온도로 운전하게 되는 커다란 온도의 변화가 동시에 발생하게 되는 공정 모델이다.

Fig. 2의 block flow diagram은 LNG 액화 플랜트에서 탈수 공정의 위치와 재생 가스의 흐름을 나타낸 것으로, LNG plant 공정 흐름에서 가장 하류에 해당하는 EFG와 LNG 저장 설비에서 발생하는 BOG를 이용하여 분자체를 재생하는 공정 모델이 된다. 탈수 공정에 사용되는 분자체의 재생 공정에 사용되는 재생 가스는 탈수 공정의 하류 가스를 이용하지 않는다. 액화 공정에서 발생하는 EFG와 LNG 저장 탱크에서 발생하는 BOG의 혼합 가스가 분자체를 재생시키는 재생 가스로 사용되며, 사용된 재생 가스는 다시 연료 처리 설비로 보내져서 연료 가스로 사용되는 사이클을 반복하게 된다. 즉, 이 공정 흐름에서는 EFG와 BOG의 혼합 가스만이 탈수 공정의 재생 가스로 사용되며, 탈수 공정의 하류 가스인 fuel gas from feed stream (FFF)은 사용되지 않는다.

본 연구에서는 Fig. 1과 Fig. 2에 나타낸 두 가지 종류의 공정 모사 결과의 비교 분석을 통하여 탈수 시스템 최적화의 가능성을 살펴보고자 한다. Fig. 1의 block flow diagram을 유체가 흐르는 상태로 상세히 표현한 것이 Fig. 3의 process flow diagram이다.

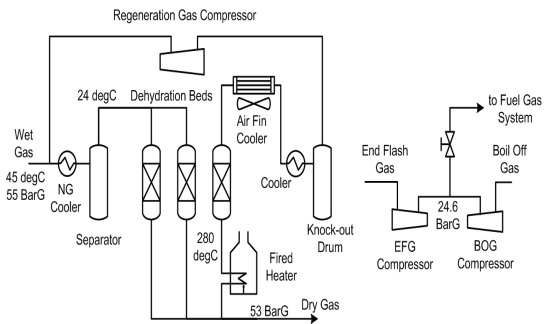


Fig. 3. Dehydration process flow diagram of FFF case

이 탈수 공정의 경우 분자체에 사용되는 재생 가스는 탈수 공정의 하류 가스를 이용하게 된다. 이 가스의 압력은 53 Barg, 온도는 24°C인데 재생 가스로 사용하기 위하여 280°C로 가열하여 사용하게 된다. 탈수 공정을 통과한 가스는 열교환기를 통과하여 냉각하게 되는데 이 과정에서 탈수 공정의 재생 과정에서 흡수한 수분을 액체 상태로 만들어서 분리 및 제거하게 되는 것이다. 수분이 일정 부분 제거된 재생 가스는 재생 가스 압축기를 이용하여 탈수 공정의 상류도 되돌리는 사이클을 반복하게 된다. 재생 가스로 사용하는 탈수 공정의 하류 가스는 액화 공정을 거치기 전의 가스로서 연료 가스로도 사용되고 있기 때문에 FFF로도 불리고 있다. 따라서 본 논문에서는 Fig. 3에 나타낸 것과 같은 탈수 공정의 이름을 FFF case로 하였다.

Fig. 2의 block flow diagram을 유체가 흐르는 상태로 상세히 표현한 것이 Fig. 4의 process flow diagram이다. 이 탈수 공정의 경우 분자체에 사용되는 재생 가스로 탈수 공정의 하류 가스를 이용하지 않는다. 탈수 공정 하류의 가스는 액화 공정을 거치면서 LNG가 되어 LNG 저장 설비에 저장된다. 액화 공정의 마지막 단계에서는 액화되지 못한 가스를 분리 제거하게 되는데, 이때 분리되는 가스를 EFG라고 부른다. 그리고 액체 상태의 LNG는 LNG 이송 펌프를 이용하여 LNG 저장탱크로 보내어 저장하게 되는데, 냉각 보온 처리되어 있는 LNG 저장 설비라고 하더라도 외부로부터의 자연 입열로 인하여 가스가 발생

하게 된다. 이때 액체 상태의 LNG에서 분리되는 가스를 BOG라고 한다. EFG와 BOG는 압축기를 이용하여 압력을 상승시킨 후에 연료 처리 설비로 보내져서 연료 가스로 사용된다. 즉 이 혼합 가스를 분자체를 재생시키는 재생 가스로 사용하는 것이다. 물론 재생 가스로 분자체의 재생에 사용된 후에 회수된 가스는 다시 연료 처리 설비로 보내져서 연료 가스로 사용되는 사이클을 반복하게 된다. 이 공정 흐름에서는 EFG와 BOG의 혼합 가스만이 탈수 공정의 재생 가스로 사용되며, 탈수 공정의 하류 가스인 FFF는 사용되지 않는다. 재생 가스로 사용하는 혼합 가스의 압력은 약 28 Barg 정도이고 온도는 50°C인데 재생 가스로 사용하기 위하여 280°C로 가열하여 사용하게 된다. FFF case에 비하여 압력이 낮다는 것과 재생 가스 압축기와 같은 압축기가 필요하지 않다는 것이 특징이라고 할 수 있다. 이 혼합 가스는 EFG와 FFF가 혼합된 가스이기 때문에 본 논문에서는 Fig. 4에 나타낸 것과 같은 탈수 공정의 이름을 EFG case로 하였다.

Fig. 3과 Fig. 4의 공정 모사를 위한 조건 및 가정들은 다음과 같다.

1) LNG 생산량 3 MTPA을 기준으로 필요 천연가스량을 산출하였다. 이는 3 MTPA를 넘어서면 LNG 액화 공정의 natural gas liquids 회수 공정 및 gas turbine 등과 같은 에너지 공급 체계의 변화가 커지기 때문이다<sup>14)</sup>.

2) 시뮬레이션은 공정 모사 프로그램으로 널리 알려진 Aspen HYSYS ver. 14 (AspenTech, Bedford, MA, USA)를 이용하여 진행하였으며<sup>15)</sup>, property package는 Peng-Robinson-LK를 이용하였다.

3) 공정 모사를 통하여 산출된 필요 천연가스의 양은 510 MMSCFD가 된다.

4) 탈수 공정인 흡착 공정을 통과하는 가스 유량은 FFF case인 경우에 27,300 kg-mol/h인 반면에 EFG case에서는 25,389 kg-mol/h로 줄어드는 계산 결과가 나왔다. FFF case에서의 재생 가스는 탈수 공정을 거친 하류 가스를 사용하여 재생 공정을 수행하고 난 뒤 다시 탈수 공정의 처음으로 되돌리기 때문에 탈

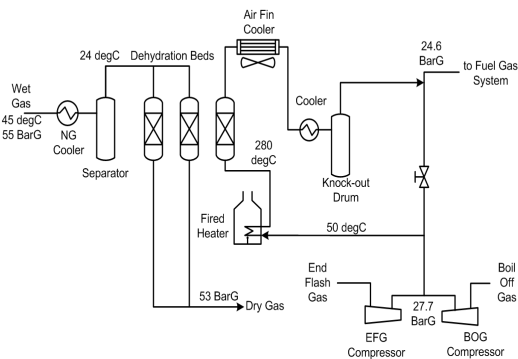


Fig. 4. Dehydration process flow diagram of EFG case



수 공정을 통과하는 유량이 증가하는 결과로 이어지게 된 것이다.

상기의 조건 및 가정들로 수행한 FFF case와 EFG case의 공정 모사 결과에 따른 유량 등의 비교 결과는 Table 1에 나타내었다. 분자체를 통과하는 가스는 액화 공정에서 LNG 성분과 이보다 무거운 성분으로 분리가 이루어지게 되는데, FFF case의 경우는 분리가 이루어지기 전의 가스이고 EFG case의 경우는 분리된 LNG에서 발생하는 가스가 주성분이다. 따라서 Table 1에 나타난 것과 같은 분자량의 차이도 발생하게 된다.

### 3. 공정 모사 결과 및 분석

기술적 원리가 서로 다른 두 가지 형태의 탈수 공정, FFF case와 EFG case에 대한 공정 모사 결과에 따른 차이점들을 Table 2에 정리하였다. 동시에 온도의 변화와 압력의 변화를 이용하는 기술 원리를 결합한 온도 스윙 및 압력 스윙 흡착 방식인 EFG case 공정 모사 결과에서는 EFG와 BOG의 혼합 가스를 가지고 재생 공정을 수행하기 때문에 온도 스윙 흡착 방식의 기술적 원리를 적용하는 FFF case와 같은 재생 가스의 순환 과정보다 필요하지 않고, 탈수 공정을 통과하는 가스의 유량이 상대적으로 적어지게 된다는 특징을 가지고 있다.

두 가지 탈수 공정의 장치 설비들의 구성, 설계 압력과 용량 및 필요 에너지 등의 차이점은 다음과 같다.

**Table 1.** Comparison table for process conditions

Equipment	unit	FFF case	EFG case
Feed gas rate	MMSCFD	510	510
LNG production rate	MTPA	3.0	3.0
Flowrate for adsorption	kg-mol/h	27300	25389
MW of adsorption gas	M.W	19.2	19.2
Required regeneration gas	kg-mol/h	1942	2582
MW of regeneration gas	M.W	19.2	16.3

### 3.1 Rating class #600 vs. #300

재생 가스의 운전 압력이 높은 FFF case의 경우에는 설계 압력은 rating class #600 이상의 조건을 만족해야 하는 반면에 EFG와 BOG의 혼합 가스를 재생 가스로 사용하는 EFG case에는 상대적으로 낮은 압력 상태에서 운전되므로 rating class #300 이하로 설계가 가능하게 된다. 또한 장치 구성에 있어서도 EFG case에서는 FFF case에 적용된 것 같은 재생 가스 압축기가 필요하지 않게 된다. Rating class의 차이가 발생하는 장치들로는 공기 냉각 열교환기, 재생 가스 냉각기, 기체-액체 분리 장치 및 연소 가열기가 있다. 이와 같은 장치 구성 및 rating class의 차이점들을 고려해 보면, rating class #300 이하가 적용되는 EFG case가 구성 장치 중에 회전 기기와 관련 배관 및 각종 조정 장치들이 필요하지 않게 되므로 상대적으로 낮은 초기 투자비(capital expenditures, CAPEX)를 갖게 되는 장점을 가지고 있다. 즉 투자비의 관점에서는 구성 기기의 유무, 온도 상승 및 냉각에 따른 배관 구성의 변화, 적용되는 기본 원리의 차이로 인

**Table 2.** Comparison table between FFF case and EFG case

Equipment	FFF case	EFG case	Governing case (ratio, parameter)
Air Fin Cooler	#600	#300	Rating: #600 vs. #300
Regeneration Gas Cooler	#600	#300	Rating: #600 vs. #300
Fired Heater	#600	#300	Rating: # 600 vs. #300
Knock-out Drum	#600	#300	Rating: #600 vs. #300
NG Cooler	O (1.07)	O (1.0)	FFF (1.07), Capacity
Separator	O (1.07)	O (1.0)	FFF (1.07), Capacity
Dehydration Beds (2+1)	O (1.07)	O (1.0)	FFF (1.07), Capacity
Regeneration Gas Compressor	O (+2.5)	none	FFF (Additional)
EFG Compressor	O	O (+2.5)	EFG (+2.5), Bar AP
BOG Compressor	O	O (+2.5)	EFG (+2.5), Bar AP

한 온도 스윙 흡착과 혼합 방식(온도 스윙 + 압력 스윙)에 의한 각종 조정 장치의 차이 등이 CAPEX에 영향을 미치게 되는데, 구성 기기의 유무가 투자비에 미치는 영향이 상대적으로 크다고 할 수 있다.

### 3.2 Facility design capacity

FFF case에서는 재생 가스를 하류에서 상류로 순환시키는 구조를 가지므로 순환시키는 유량만큼 구성 장치의 설계 용량을 증가시켜야 한다는 단점을 가지고 있다. 공정 모사 결과를 분석해 보면 7%의 유량 증가가 필요하게 되므로, 주요 구성 장치가 되는 natural gas cooler, separator, 탈수 공정의 설계 용량을 7% 이상 증가시켜야 함은 물론이고 관련 배관도 직경이 큰 배관을 설치하여야 한다. 이는 장치 및 배관 등의 CAPEX 상승으로 이어지게 된다.

EFG case의 경우 별도의 배관망으로 공급되는 EFG 및 BOG의 혼합 가스를 재생 가스로 이용하게 되므로 구성 장치의 설계 용량을 증가시킬 필요가 없기 때문에 상대적으로 낮은 CAPEX를 갖게 되는 장점을 가지고 있다.

### 3.3 Component device

FFF case에서는 재생 가스를 압력이 낮은 하류에서 압력이 상대적으로 높은 상류로 순환 시켜야 하므로 재생 가스 압축기의 추가 설치가 필요하다. Fig. 3과 Fig. 4에서 나타낸 것과 같이, 상류와 하류의 압력 차이를 생각한다면 2.5 Barg ΔP 정도의 압력 손실이 발생하므로 이 압력 손실분을 재생 가스 압축기가 보완하여 주어야 한다. EFG case에서는 재생 가스의 순환을 위한 별도의 압축기 설치의 필요하지 않으나 EFG compressor 및 BOG compressor의 압력 차이를 2.5 Barg ΔP 정도 증가시켜 주어야 한다. 별도의 압축기를 추가 설치할 필요가 없다는 것이 EFG case의 장점이라고 할 수 있다.

### 3.4 Required energy

두 가지 탈수 공정의 구성 장치들의 필요 유무 및 배관 사이즈의 증감 등은 CAPEX와 관련된 항목들이나 필요 에너지의 차이는 플랜트 운전 경비(operating expenditures, OPEX)와 관련이 있는 항목이 된다. 공정 모사 결과를 분석해 보면 FFF case의 경우에 필요한 에너지는 33.22 MW, EFG case에서는 32.86 MW로 나타났으며, 재생 가스 압축기에 필요한 에너지가 0.19 MW로 일정 부분을 차지하고 있다는 것을 알 수 있다. 즉, 재생 가스 압축기가 필요하지 않은 EFG case의 경우에는 단위 시간당 필요 에너지가 1.1% 정도 절감된다.

공정 모사 결과에 따른 각 구성 장치들의 상세한 필요 에너지는 Table 3에 나타내었다.

## 4. 결론

탈수 공정에 필요한 에너지는 유체의 온도를 상승 시키는데 필요한 열에너지, 유체의 온도를 낮추기 위한 냉각 에너지, 그리고 압축기와 같은 회전 기기들에 필요한 전력 에너지의 세 종류로 나누어 생각할 수 있다. 세 가지 종류의 에너지들은 종류가 다른 전용 설비들에 의하여 공급된다. Fig. 5에 FFF case와 EFG case에 사용되는 필요 에너지의 차이를 나타내

Table 3. Comparison table of process variables

Variable	FFF case	EFG case
Heating duty		
Fired heater (MW)	7.20	7.17
Cooling duty (MW)		
Air Fin cooler (MW)	6.26	6.82
Regeneration gas cooler (MW)		
NG cooler (MW)	9.79	8.69
Compressor power duty (MW)		
Regeneration gas comp (MW)	0.19	-
EFG compressor (MW)	9.52	9.91
BOG compressor (MW)	0.27	0.28
Total energy (MW)	33.22	32.86

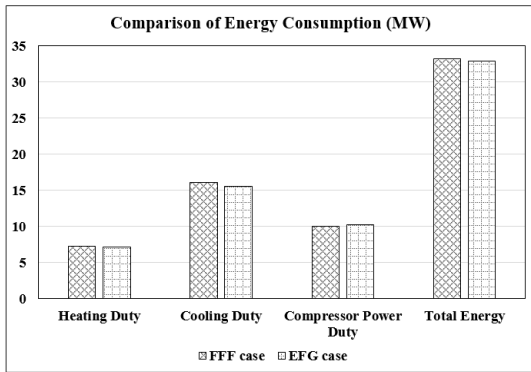


Fig. 5. Comparison of energy consumption between FFF case and EFG case

었다. 열에너지와 냉각 에너지는 FFF case가 상대적으로 약간 크게 나오고, 전력 에너지 측면에서는 EFG case가 상대적으로 높게 나온다.

천연가스의 탈수 공정은 LNG의 안정적 생산, 저장 및 운송이 용이한 액체 형태로 변환시키는 데 중추적인 역할을 한다. 본 연구에서는 LNG 액화 플랜트에 적용 가능한 서로 다른 두 종류의 기술적 원리(온도의 변화를 이용하는 기술 원리, 압력의 변화를 이용하는 기술 원리)를 동시에 결합한 온도 스윙 및 압력 스윙 흡착의 혼합 방식과 온도 스윙 흡착 방식, 두 가지 형태의 천연가스 탈수 공정 시스템을 제안하면서 공정 모사 비교 및 분석을 통하여 LNG 액화 플랜트의 탈수 공정에서의 에너지 최적화 방안을 살펴보고자 하였다.

재생 가스를 압력이 낮은 하류에서 압력이 높은 상류로 순환시켜야 하는 FFF case에서는 가스를 순환시키기 위하여 재생 가스 압축기의 추가 설치가 필요할 뿐만 아니라, 순환 가스 유량으로 인하여 구성 장치들의 설계 용량도 커져야 한다는 단점과 필요 열에너지와 냉각 에너지도 상대적으로 증가한다는 단점을 가지고 있다. EFG case의 경우 별도의 배관망으로 공급되는 EFG 및 BOG의 혼합 가스를 재생 가스로 이용하게 되므로 구성 장치의 설계 용량을 증가시킬 필요가 없기 때문에 상대적으로 낮은 CAPEX를 갖게 되는 장점을 가지고 있다.

또한 압축기를 추가로 신규 설치할 필요가 없는

반면에 EFG compressor와 BOG compressor의 전력 에너지가 상대적으로 증가한다는 단점을 가지고 있다. 아울러 탈수 공정을 통과하는 가스의 성분과 다른 성분을 가지고 있는 혼합 가스를 재생 가스로 사용하기 때문에 가스 성분의 변화가 후속 공정들에 미치는 영향들을 후속 공정 설계에 반영하여야 한다는 단점을 가지고 있다.

본 연구에서 진행한 공정 모사 결과의 의하면 FFF case의 경우에 필요한 에너지는 33.22 MW, EFG case에서는 32.86 MW으로, 재생 가스 압축기가 필요하지 않은 EFG case의 경우에는 단위 시간당 필요 에너지가 1.1% 정도 절감되는 것으로 나타났다. 단위 시간당 소요 에너지를 연간 소요 에너지로 환산하는 경우 1,596 MW의 에너지 차이가 발생하게 되므로, 플랜트 OPEX에 미치는 영향 또한 커지게 된다. 본 연구에서는 설계 압력, 설계 용량, 장치 구성 및 필요 에너지의 네 가지 측면에서 살펴본 결과, EFG case가 상대적으로 유리하다는 결과가 도출되었다.

본 연구에서는 LNG 액화 플랜트에 있어서 탈수 공정 변화가 장치 구성과 필요 에너지에 미치는 영향에 대하여 살펴보았다. 하지만 재생 가스의 성분 변화가 후속 액화 공정과 연료 처리 설비에 미치는 영향 여부에 관하여는 추가적인 연구가 필요하다고 할 수 있다.

## References

1. Noh, "Estimation of the ammonia refrigeration cycle using LNG cold heat", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 29, No. 4, 2018, pp. 357-362, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2018.29.4.357>.
2. C. A. Koh, R. E. Westacott, W. Zhang, K. Hirachand, J. L. Creek, and A. K. Soper, "Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition", *Fluid Phase Equilibria*, Vol. 194-197, 2002, pp. 143-151, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(01\)00660-4](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(01)00660-4).
3. A. N. Rouzbahani, M. Bahmani, J. Shariati, T. Tohidian, and M. R. Rahimpour, "Simulation, optimization, and sensitivity analysis of a natural gas dehydration unit", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 21, 2014, pp.



- 159-169, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.07.025>.
4. H. A. El Mawgoud, T. M. Elshiekh, and S. A. Khalil, "Process simulation for revamping of a dehydration gas plant", *Egyptian Journal of Petroleum*, Vol. 24, No. 4, 2015, pp. 475-482, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.01.001>.
  5. M. G. R. S. Santos, L. M. S. Correia, J. L. de Medeiros, and O. de Q. F. Araújo, "Natural gas dehydration by molecular sieve in offshore plants: impact of increasing carbon dioxide content", *Energy Conversion and Management*, Vol. 149, 2017, pp. 760-773, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.005>.
  6. C. Zou, P. Zhao, M. Wang, D. Liu, H. Wang, and Z. Wen, "Failure analysis and faults diagnosis of molecular sieve in natural gas dehydration", *Engineering Failure Analysis*, Vol. 34, 2013, pp. 115-120, doi: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.07.031>.
  7. Y. Wang, H. Hu, and Z. Li, "Synthesis of a loess-based 4A molecular sieve and its application performance in detergents", *Inorganica Chimica Acta*, Vol. 559, 2024, pp. 121798, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ica.2023.121798>.
  8. P. Wexler, M. Abdollahi, S. Gad, H. Greim, M. Gulumian, E. I. Iatrou, D. Miguez, A. Mohapatra, S. D. Ray, J. Tarazona, A. Tsatsakis, and T. Weigand, "Encyclopedia of toxicology", 4th ed, Academic Press, USA, 2023, pp. 871-892, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824315-2.00602-3>.
  9. E. Gabruś, J. Nastaj, P. Tabero, and T. Aleksandrak, "Experimental studies on 3A and 4A zeolite molecular sieves regeneration in TSA process: aliphatic alcohols dewatering-water desorption", *Chemical Engineering Journal*, Vol. 259, 2015, pp. 232-242, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cej.2014.07.108>.
  10. L. Chen, J. E. Y. Ma, Y. Deng, and D. Han, "Investigation on the influence of modified zeolite molecular sieve on the hydrocarbon adsorbent and adsorption performance during cold-start conditions based on Monte Carlo simulation and grey relational analysis", *Fuel*, Vol. 319, 2022, pp. 123846, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123846>.
  11. D. Kim, T. Kim, D. Lee, Y. Kim, K. Ahn, Y. Bae, J. Park, and Y. Kim, "Study on electrochemical hydrogen separation of hydrogen and nitrogen mixture gas", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 34, No. 2, 2023, pp. 149-154, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.2.149>.
  12. S. T. Kim, "Hydrogen refining technology using catalytic reaction", *News & Information for Chemical Engineers*, Vol. 40, No. 3, 2022, pp. 315-320. Retrieved from <https://kiss.kstudy.com/Detail/Ar?key=3949665>.
  13. C. H. Chung, "The purification characteristics of by-product hydrogen gas in petrochemical NCC process using [Doctoral dissertation]", Gwangju: Chonnam National University; 2021, pp. 89-100.
  14. A. Aspelund, T. Gundersen, J. Myklebust, M. P. Nowak, and A. Tomasgard, "An optimization-simulation model for a simple LNG process", *Computers & Chemical Engineering*, Vol. 34, No. 10, 2010, pp. 1606-1617, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2009.10.018>.
  15. D. Cho, J. Park, and D. Yu, "Optimization of ammonia decomposition and hydrogen purification process focusing on ammonia decomposition rate", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 34, No. 6, 2023, pp. 594-600, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.6.594>.