

3. 특집 : LNG 선박의 최근 동향

LNG 운반선을 위한 재액화 시스템

Reliquefaction Systems for LNG Carrier



송 영 식

Young-Sik Song

- 햄워디 주식회사
- E-mail : ysong@hanworthy.com

1. 소 개

오늘날 LNG(Liquefied natural gas)는 에너지 사업 분야에서 가장 빠른 성장을 구가하고 있는 영역 중의 하나이다. 당분간 LNG의 공급과 그 시장 규모는 해가 거듭될수록 확장될 것임에 틀림이 없어 보인다. 이러한 예측이 빗나가지 않는다면, 이와 관련한 LNG선의 발주는 지속적으로 증가될 것이다.

현재까지 극소수를 제외하고는 모든 LNG운반선은 LNG 화물로부터 발생하는 자연 기화 가스(Boil-off gas)를 연료로 사용하는 스팀 터빈에 의해 추진되어 왔다. 불과 얼마 전까지는 LNG 선의 표준 설계와 기존의 추진 시스템을 바꾸고자 하는 일부의 의도에 대해서 매우 회의적이었다.

왜냐하면 기존의 시스템 신뢰성이 우수했고 또, 달리 기화가스를 처리할 수 있는 검증된 대안이 없었기 때문이었다.

기화가스를 재액화할 수 있도록 고안되어 세계

각국에 특허로 등록된 시스템인 MOSS RS는 운송 중에 자연 기화된 LNG를 재액화하여 탱커로 되돌림으로써 가스 수요자에게 더 많은 LNG를 판매할 수 있게 되었고, 보다 더 효율적인 추진 시스템과 결합 된다면 기술적으로나 경제적으로 많은 이점을 가져다 줄 것이다.

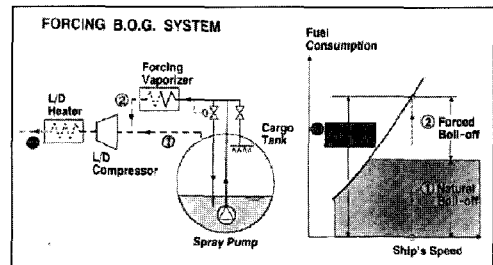


그림 1 스팀터빈 추진 LNG선의 연료공급 시스템

Hamworthy사는 세계 시장에서 이러한 MOSS RS기술을 독점적으로 사용하고 있는 유일한 업체이다.

재액화 시스템은 LNG선이 건조되기 시작한 이후 지속적으로 제안되면서 검토되어 왔는데, MOSS RS 기술은 1995년 LNG 11에서 처음으로 소개된 바 있다. 하지만, LNG 사업 환경은 전통적으로 보수적이었기에 특정의 대안을 가지고 그 변화를 추진하기 위해서는 팔목할 만한 이점이 있음을 충분히 입증할 수 있어야만 했고, 마침내, LNG 운송 영역에서 혁신적인 마인드를 가진 특정 선사들에 의해서 스팀 터빈을 대체하고자 하는 새로운 대안을 놓고 적극적인 검토를 시작하게 되었다. 보다 높은 효율의 추진 시스템을 도입할 수 있다는 지대한 관심과 함께, 비로소 이들 선사에 의해서 대체 추진 방식과 재액화 설비를 겸비한 LNG선의 발주까지 이르게 되었다. 이것은, 우리는 첫 번째가 되는 것은 원치 않고 남 따라서 하는 첫 번째가 되고 싶다 던 기존의 보수적 분위기와는 확연히 달라진 태도였다.

이를 실현할 수 있도록 한 주요 인자로는 재액화 장치의 실물 테스트 플랜트 개발 노력 및 동일한 기술과 동일한 구성 요소를 적용한 상용의 육상 재액화 장치를 개발/운용하게 된 데 있다. 육상용 재액화 장치는 2003년 상반기에 완공되어 현재 노르웨이에서 운용되고 있다.

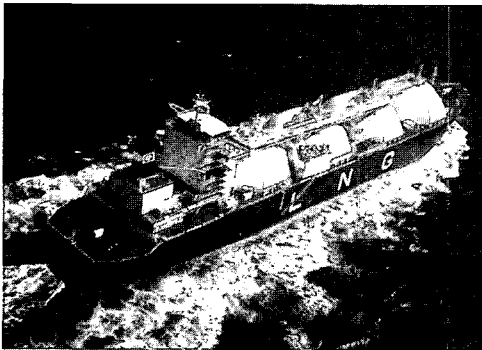


그림 2 MOSS 타입의 LNG 운반선

기화가스의 재액화 개념은 기화가스로부터 열을 추출하는 폐쇄된 N₂ 사이클에 기초하고 있다. 저속 2행정 디젤엔진 또는 디젤·전기 추진 방식과 함께 기화가스의 재액화 설비와의 조합으로 인한 LNG 운반선의 경제적/기술적 이점은 아래와 같이 열거할 수 있다.

경제적 이점

- 동일 선박으로 운송되는 화물 량의 증가
- 밸러스트 항해 시 중 경사 조정 요구치 감소
- 선박 운송 시 소요되는 연료비의 대폭 감소
- 2기-2축 시스템 채택으로 확보된 예비 추진 장치
- 결과적으로 낮아지는 운임료와 안전성 확보.

기술적 이점

- 기화가스에 포함된 N₂는 본 시스템에서 액화하지 않아 결과적으로 탱크 내 N₂의 감소로 탱크 압력 조절이 용이하고, 낮은 출력이 요구됨
- 각 구성 요소들의 스킴드(Skid)화로 본선 설치 용이
- 하역기계실의 큰 증가 없이 수용 가능
- Capacity 제어 시스템의 자동화 채택
- 하역 펌프 작동 시는 본 시스템은 정지하므로 추가적인 전기 발전이 불필요
- 밸러스트 항해 시 탱크 온도 유지를 위해 재액화된 기화가스를 사용
- 100% Redundancy를 위한 여러 대안이 가능
- 운전 및 유지/보수를 위한 별도의 선원을 필요치 않음
- 저속 2행정 디젤 엔진과 조합할 경우, 용이한 설계, 건조 및 운항의 장점이 있음

2. LNG 재액화에 대한 공정 설명

LNG선에 적용되는 재액화 설비(Moss RS)의 공정의 개략도는 그림 3과 같다.

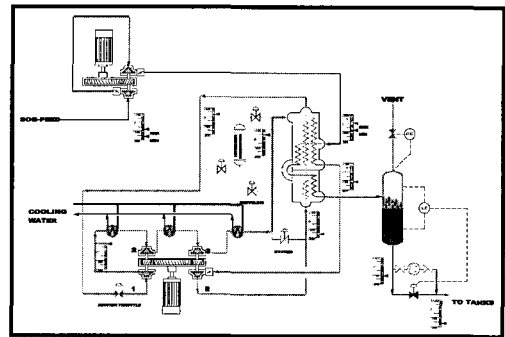


그림 3 표준 MOSS RS 재액화 시스템

LNG 기화는 Low Duty(LD) 압축기 (기화가스 압축기)에 의해 압축 되어 지고 Cold box로 보내어져 액화된다.

기화가스의 액화가 이뤄지는 Cold box는 하나의 폐쇄된 루프(Brayton cycle)에 의해 냉각되는데, 이때 질소 가스(Nitrogen)가 냉매로 사용된다.

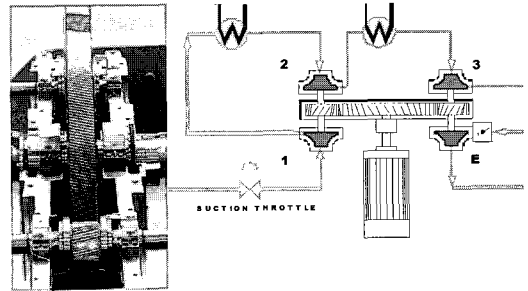
기화(Boil-off) 사이클

Cargo cycle은 Low Duty(LD) 압축기, Plate-fin 타입의 극 초저온 열 교환기, 분리기 그리고 LNG 회수 펌프로 구성된다. 기화가스는 원심 타입의 LD 압축기에 의해 LNG 탱크에서부터 흡입되어 4.5bar로 압축되고, 이 압력하에서 극 초저온용 plate-fin 타입의 열 교환기에 의해 -160℃로 냉각되며, 이 과정에서 탄화수소는 LNG로 응축된다. 이러한 응축 조건하에서 기화가스에 포함되어 있는 소량의 N₂는 응축되지 못하고 가스 기포 상태로 LNG 속에 남아 있게 된다. 분리는 액체 분리기에서 이루어 지는데, 분리기로부터 LNG는 화물 탱크로 회수 되고 질소를 함유하고 있는 가스는 대기 중으로 배출되거나 Oxidizer로 보내어져 태워진다.

질소(Nitrogen) 사이클

Cold box 내부에서의 초저온은 N₂의 팽창과 압축사이클에 의해 구현되는데, 13.5bar 압력에서의 질소 가스는 3단 원심 압축기에서 57 bar로 압축 되고, 각 단계별로 압축된 가스는 냉각수(청수 또는 해수)에 의해 냉각된다. 마지막 냉각기를 거친 가스는 -110℃로 예냉된 극 초저온 열 교환기의 Warm part를 거친 다음 팽창기에서 14.5bar의 압력으로 팽창이 된다. 이때 가스는 -163℃로써 팽창기를 떠나게 되고 극 초저온 열 교환기의 Cold part를 거치면서 기화가스는 냉각되어 액화된다. 이때 질소는 극 초저온 열 교환기의 Warm part를 통과한 다음, 3단 압축기의 흡입 쪽으로 되돌아 가는 과정(Closed cycle)을 반복하게 된다.

N₂-압축기/팽창기는 한 개의 팽창 단계와 3단의 통합된 기어타입 원심압축기가 조합된 유닛이며, 4개 휠은 각각 별도의 피니언으로 결합되는 단일 기어에 4개 피니언을 갖는 형태이다.



이러한 기계적 해법으로 얻게 되는 이점으로는

- 좀더 콤팩트한 설계 실현
- 원가 절감
- 한결 개선된 냉각 제어 시스템
- 동력 에너지 소모 감소

를 들 수 있다.

제어 시스템(Control Systems)

일반적으로 질소 루프에서의 온도는 냉매 계통 내부 N₂의 양을 결정하게 되는데, 루프 내 질소 양의 증감에 따라 냉각 용량은 변화 한다. 그 양은 N₂-리시버로 질소를 주입하거나 회수함에 따라 조절될 수가 있다. 만약 냉각 능력이 과도한 경우는 팽창기로의 유입 온도가 떨어지고, 주 루프에서 질소를 회수하기 위해서 압축기의 토출 측의 리시버로 향하는 컨트롤 밸브를 열게 된다. 역으로 냉각 능력이 너무 작아지면 팽창기 입구 측의 온도가 증가하게 되므로 질소 리시버로부터 압축기의 흡입 측에 있는 연결 부의 컨트롤 밸브를 열어서 질소를 주 루프 내로 추가로 공급함으로써 조절이 된다.

루프내의 질소량의 변화는 동시에 압축기 흡입 압력의 변화를 수반하게 될 것이다. 예를 들어 흡입측 팽창기 온도의 상승은 냉각용량의 증가를 필요로 하게 되고, 즉 리시버로부터 냉각 루프 내로 질소의 추가 주입을 필요로 하게 되는 것이며, 동시에 흡입압력이 증가될 것이다. 따라서, 압력은

고정될 수가 없게 되는 것이다.

냉각 능력과 압력 변화간의 상관관계는 터보 압축기가 일정체적의 유동기계라는 사실에 기초하고 있는데, 흡입압력이 변화하면 질량유량이 변하게 되고 이는 결국 냉각 능력을 좌우하게 된다. 이때 압축기의 압축율은 일정하며 흡입압력과는 독립적이다. 비록 냉각 능력이 감소하더라도 팽창기 출구 온도는 거의 일정하게 유지 된다.

리시버의 양은 압축기의 제어 범위를 결정하는 요인이 되고, 따라서 이러한 리시버의 용량은 압축기의 일상적 제어 범위인 40%에서 100%사이를 수용할 수 있도록 결정해야 한다. 물론 40%이하 까지도 제어할 수 있도록 설계는 가능하다.

기화가스 사이클은 독립적인 루프이면서, 압축기를 통과하는 질량유량을 조정하면서 늘 화물탱크의 압력이 일정하게 유지되도록 제어한다.

기화(Boil-off) 압축기는 Diffuser guides vanes(DGV)를 갖는 2단 원심압축기이며 DGV는 양 단에 설치되고 동일한 신호에 의해 제어되면서 같이 움직인다.

Redundancy

시스템 Redundancy는 IACS(the International Class Society Association)에 의해 요구되는 사항이며, 다음 중 어느 한가지와 같이 설치된다면 이 요구 조건을 만족할 수가 있다.

- 발생 가능한 최대 양의 기화가스를 태울 수 있는 Thermal oxidizer 또는 flare system.
- 각 100% 2기의 재액화 장치와 one cold box.

1개의 제어박스를 가지는 Two(2) x 100% 재액화 시스템의 장비구성은 다음과 같다.

- 각 100% 용량의 기화가스(BOG) 압축기 2 유닛 (각각 2단의 원심 압축기)
- 각 100% 용량의 N₂-압축기/팽창기 2 유닛 (각, 3-stage integrated gear centrifugal compressor with 1-expander stage)
- 100% 용량의 cold box 1 유닛

- LNG phase separator 1 유닛
- LNG forced return pump 2 유닛
- 각종 보조 시스템

복수의 기화가스 압축기 혹은 N₂-압축기 중 어느 하나든지 밸브작동에 의해 선별해서 사용할 수가 있지만, 이러한 조작은 수동으로 행해져야 하고 시스템이 정지된 상태에서 이루어져야 한다. 2 x 100% 유닛의 동시 사용은 불가하다.

이 밖에도 IACS가 요구하는 Redundancy를 충족할 수 있는 아래와 같은 다수의 대안들이 제안되어 검토되고 있다.

- 1 x 100% RS with thermal oxidizer
- 2 x 100% RS with 1 or 2 cold boxes, potentially in combination with thermal oxidizer
- 3 x 50% RS plant with 2 cold boxes
- 2 x 50% RS plant with thermal oxidizer (100%)

경제적인 효과

기존의 스팀터빈으로 운항하는 LNG선과 재액화 플랜트를 갖춘 저속 2행정 엔진 디젤엔진 추진의 LNG선과의 경제성 검토는 여러 기관이나 단체에서 이미 수없이 행해져 온 것으로 보인다. 하지만, 그 결과는 검토를 하는 이해 관계자에 따라 그 수치는 차이가 있기 마련이다.

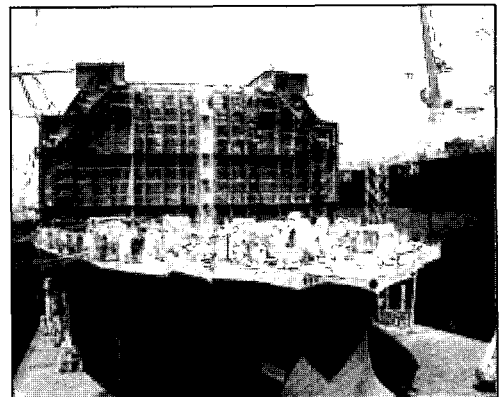


그림 4 LNG 선의 건조 장면

조선소, 조선회사, 컨설턴트 또는 추진시스템 제작자에 따라 각자의 안을 갖고 그들의 고객들에게 소개해 온 바 있지만, 이를 근거로 했을 때, 대부분의 회사들은 재액화 플랜트가 장착된 저속 디젤 LNG선의 투자비 수준이 스팀터빈 구동의 LNG선과 동등한 수준이거나 오히려 낮은 것으로 나타났다. 반면 디젤 전기추진선박의 경우는 전통적인 스팀 방식의 LNG선에 비해 다소 높은 투자비가 필요하다는 결론으로 보인다.

효율이 높은 추진 시스템을 갖추으로써 얻을 수 있는 경제적 효과는 더욱 크게 나타나는 것을 볼 수가 있다.

특히, 기화가스를 연료로 사용하는 것을 피하고 그것을 화주에게 되파는 해결책을 택할 경우 경제적 효과는 증발 율, 운송 거리, 중유가격, LNG의 판매가격 등에 의하여 영향을 받으나, 대략 적당으로 볼 때 연간 약 2~5백만 달러의 순수한 수입 개선이 가능할 것으로 예측된다.

위험 요소들

오늘날까지 스팀 터빈 추진 방식의 LNG선에 대한 신뢰성이 매우 높았던 만큼, 새로운 개념의 추진 장치를 갖는 LNG선 이라도 이보다 낮은 시스템 신뢰성을 가져서는 안 된다. 이에 재액화 장치는 오직 검증된 부품 즉, 최고급이면서 충분한 실적으로 뒷받침될 수 있는 부품으로 구성되어야 할 것이다. 이에, 재액화 장치에 사용되는 LD 압축기는 오늘날 운항하고 있는 모든 LNG선에서 사용되는 것과 동일한 것임으로 충분히 검증된 요소이며, 냉각 사이클은 LNG선 Jamal에서 이미 사용하고 있는 시스템이고, 팽창기를 갖춘 3-단 N₂ 압축기는 FPSO 및 육상공장설비에 널리 사용됨으로써 이미 충분한 검증을 거친 부품이기도 하다. 플레이트 핀 열 교환기(plate fin heat exchanger)인 cold box는 육상의 Cryogenic 설비에 널리 사용되고 있다. 따라서, 본 시스템을 대상으로 한 유용성분석 결과 일반적인 해상장비와 동등하거나 더 높은 결과치인 99.98%의 유용성을 나타내고 있다.

하지만, 잠재적 고객들에게 이와 관련 더욱 확

고한 신뢰를 주기 위해 시험설비를 우크라이나에 설치하고 있었으나, 이에 앞서 상업적으로 설치되어 운영되고 있는 노르웨이 소재의 실제 육상 플랜트는 좋은 표본이 되고 있다.

3. 육상에서 상업 운전

Hamworthy 가스 시스템에 의해 일찍이 2001년 10월 노르웨이의 가스 공급 업체인 Gasnor와 액화 설비의 Turnkey 공급 계약에 따라 완성되어 운용 중인 육상 설비는 LNG 액화 능력이 60ton/day(2,500kg/hr)로써 전통적인 사이즈의 LNG선의 증발 율과 유사하고, LNG선의 재액화 장치와 동일한 형태의 냉각 사이클(Brayton)과 제어 원리가 적용되었으며, LNG선에 적용되는 것과 동일한, 팽창기를 갖춘 3-단 N₂ 압축기와 cold box를 사용하고 있다. 하지만, 공급가스가 북해의 가스산지로부터 파이프라인을 통해 공급되고 있어 LNG선의 재액화 설비에다 전 처리를 위한 추가적인 장비와 시스템 또한 필요로 하고 있다.

따라서, 육상 플랜트는 다음과 같은 요소로 구성되어 있다.

- Natural gas dehydration unit
- Natural gas CO₂ removal unit
- Nitrogen cooling circuit (same as for LNGC)
- Main liquefier (cold box) with LNG receiver (similar type as for LNGC)
- LNG storage tank and truck loading station

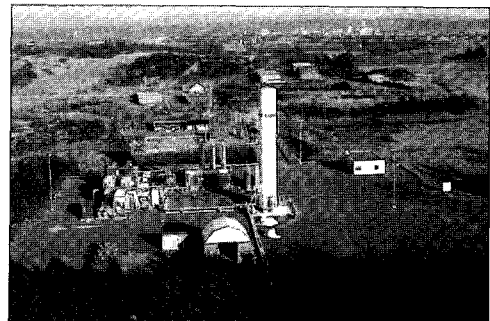


그림 5 노르웨이 Gasnor사의 LNG 액화 플랜트

고압의 공급라인으로부터 공급된 천연 가스는 120bar까지 압력을 낮추는 과정에서 H₂O 함유량은 1ppm 까지 탈수 처리된다. 이렇게 건조된 공급가스는 다시 CO₂가 50 ppm 수준으로 제거될 때까지 약 52 bar까지 떨어지게 된다.

이렇게 전 처리된 가스는 3단 압축기와 하나의 팽창기 단계를 거치게 되는 한 개의 팽창 사이클 내의 냉각된 질소 가스에 반응하여 절대 압력 약 50bar에서 비로소 액화가 이루어진다.

가장 무거운 가스 분류들이 분리되어 나간 상태에서 가스는 cold box의 하부 중간층에서 액화가

이뤄진다. 여기서 일차적으로 액화된 액체는 cold box의 맨 저층에서 서브쿨링(sub-cooled)된 다음 JT 밸브를 거치면서 압력이 0.5bar로 떨어진 다음 LNG 플래쉬 드립으로 이송되고 최종적으로 LNG는 저장 탱크로 보내어 진다.

이 시스템은 냉각 루프상 질소의 중량 비 유동 조절에 의해서 생산량을 다양하게 변화시킬 수 있도록 되어 있다.

이 플랜트에 의한 첫 번째 상업 생산은 2003년 3월 15일 시작되었고, LNG선예의 재액화 기술 적용 가능성을 입증하는 중대한 계기가 되었다.