



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

X-DF 엔진 연료공급시스템 용 LNG 연료 Tank  
내부 LNG 에이징 현상에 대한 동적 공정모사

Dynamic Simulation on LNG Ageing in Fuel Storage Tank for  
Fuel Supply System of X-DF Engine



2018 년 8 월

한국해양대학교 대학원

기관시스템공학과

윤 상 득

본 논문을 윤상득의 공학석사 학위논문으로 인준함

위원장 공학박사 임 태 우



위원 공학박사 이 영 찬



위원 공학박사 강 호 근



2018년 7월 09일

한국해양대학교 대학원

# 목 차

Abbreviation & Acronym .....	i
List of Tables .....	ii
List of Figures .....	iii
Abstract .....	v
<b>제 1 장 서 론</b>	
1.1 연구 배경 .....	1
1.2 연구 목적 .....	3
<b>제 2 장 LNG연료추진선박 시스템 해석 및 특성</b>	
2.1 LNG연료추진시스템 .....	5
2.2 중압 X-DF 엔진 연료공급시스템 .....	7
2.2.1 중압 X-DF 엔진 연료공급시스템의 구성요소 .....	7
2.3 X-DF 엔진 연료공급시스템 내 열역학적 평형 .....	9
2.4 주요장비 제원 .....	17
<b>제 3 장 Aspen HYSYS를 이용한 동적 공정모사</b>	
3.1 수치모델 .....	19
3.1.1 선형계와 비선형계(Linear & Non-Linear Systems) .....	19
3.1.2 물리량 보전 .....	20
3.2 공정제어 .....	25
3.2.1 공정자동제어(Process Automation) .....	25

3.3	공정모사 결과 .....	28
3.3.1	Case study 1 : Lean LNG Case with 2,000 m <sup>3</sup> LNG Tank .....	29
3.3.2	Case study 2 : Rich LNG Case with 2,000 m <sup>3</sup> LNG Tank .....	34
3.3.3	Case study 3 : Lean LNG Case with 4,000 m <sup>3</sup> LNG Tank .....	38
3.3.4	Case study 4 : Rich LNG Case with 4,000 m <sup>3</sup> LNG Tank .....	42
제 4 장	결론 및 고찰 .....	45
참고문헌	.....	48
감사의 글	.....	50



## Abbreviation & Acronym

CW	: Cooling Water, 냉각수
DFDE	: Dual Fuel Diesel Electric, 저압이중연료엔진
ECA	: Emission Control Area, 배출 규제 지역
EGR	: Exhaust Gas Recirculation, 배기가스 재순환장치
ELGI	: Electronic Gas Injection, 전기식 가스분사
ESD	: Emergency Shut Down, 긴급차단
FGSS	: Fuel Gas Supply System, 가스연료공급시스템
GVT	: Gas Valve Train, 고압가스엔진 유량조절밸브
GVU	: Gas Valve Unit, 저압가스엔진 유량조절 밸브
GW	: Glycol Water, 글리콜 혼합수
HCU	: Hydraulic Cylinder Unit, 유압식 실린더
HFO	: Heavy Fuel Oil, 선박용 중유
HHC	: Heavy Hydro Carbon, 중질탄화수소
IHM	: Intermediate Heating Medium, 중간 열매체
IMO	: International Maritime Organization, 국제해사기구
LFS	: LNG Fueled Ship, LNG연료추진선박
LHV	: Low Heat Value, 저위발열량
LSMGO	: Low Sulfur Marine Gas Oil, 저유황 경유
ME-GI	: Main Engine Electronic Control Gas Injection, 고압이 연료엔진
MGO	: Marine Gas Oil, 선박용 경유
NOx	: Nitrogen Oxides, 질소 산화물
NG	: Nature Gas, 천연가스
LNG	: Liquefied Natural Gas, 액화천연가스
PFD	: Process Flow Diagram, 공정흐름도
PBU	: Pressure Build-Up Vaporizer, 압력상승 기화기
PID	: Proportional Integral Derivative, 비례적분미분
PV	: Process Variable Value, 공정변화값
SCR	: Selective Catalytic Reduction, 선택적 환원촉매
SOx	: Sulfur Oxides, 황 산화물
TEU	: Twenty-foot Equivalent Unit, 20피트단위의 컨테이너
X-DF	: Extra Long Stroke Dual Fuel, 중압이중연료엔진

## List of Tables

Table 1.1	Methane Number Table Versus LNG Composition .....	3
Table 2.1	Comparison of Various LNG Tank types .....	6
Table 2.2	Comparison of Various Engine types .....	6
Table 2.3	LNG in Stream Composition for “Rich Case” .....	9
Table 2.4	LNG in Stream Composition for “Lean Case” .....	10
Table 2.5	LNG Stream Composition, Compensated by HHC Separator in Rich Case .....	10
Table 2.6	Heat&Material Balance for Rich LNG Case .....	13
Table 2.7	Heat&Material Balance for Lean LNG Case .....	14
Table 2.8	LNG Composition for Rich Case .....	15
Table 2.9	LNG Composition for Lean Case .....	16
Table 2.10	Main Equipment Specification .....	17
Table 3.1	PID(Proportional Integral Derivative) Controller .....	26
Table 3.2	LNG in Stream Composition for “Lean Case Dynamic Simulation” .....	29
Table 3.3	LNG in Stream Composition for “Rich Case Dynamic Simulation” .....	34
Table 4.1	Operation Durable Time and Remained LNG Level in Tank for Each Case .....	26

## List of Figures

Fig. 1.1 LNG Ageing Phenomenon in LNG Tank .....	4
Fig. 2.1 LNG Tank .....	5
Fig. 2.2 LFS X-DF Supply System .....	8
Fig. 2.3 PFD Drawn by Aspen HYSYS Steady State Simulation .....	12
Fig. 3.1 Simple Case of a Mixed Tank with a Single Component Feed for Mass Balance .....	21
Fig. 3.2 Process Flow Diagram for Dynamic Simulation .....	27
Fig. 3.3 Dynamic Simulation Model drawn by Aspen HYSYS .....	27
Fig. 3.4 Dynamic simulation Results for 2K Lean Case .....	30
Fig. 3.5 Fuel Gas Pressure Control by PIC-104 SP.17.0 barA .....	31
Fig. 3.6 Aged Methane mol% and LNG Mass Density in LNG Tank .....	32
Fig. 3.7 Aged Ethane mol% in LNG Tank .....	32
Fig. 3.8 Aged Propane mol% in LNG Tank .....	33
Fig. 3.9 Aged i-butane and n-butane mol% in LNG Tank .....	33
Fig. 3.10 Dynamic Simulation Results for 2K Rich Case .....	35
Fig. 3.11 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP.17.0 barA .....	35
Fig. 3.12 Aged Methane mol% and LNG Mass Density in Rich LNG Tank .....	36
Fig. 3.13 Aged Ethane mol% in Rich LNG Tank .....	36
Fig. 3.14 Aged Propane mol% in Rich LNG Tank .....	37
Fig. 3.15 Aged i-butane and n-butane mol% in Rich LNG Tank .....	37
Fig. 3.16 Dynamic Simulation Results for 4K Lean Case .....	39
Fig. 3.17 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP.17.0 barA for 4K Tank .....	39
Fig. 3.18 Aged Methane mol% and LNG Mass Density in Lean LNG 4K Tank .....	40



Fig. 3.19 Aged Ethane mol% in Lean 4K Tank .....	40
Fig. 3.20 Aged Propane mol% in Lean LNG 4K Tank .....	41
Fig. 3.21 Aged i-butane and n-butane mol% in Lean LNG 4K Tank .....	41
Fig. 3.22 Dynamic Simulation Results for 4K Rich Case .....	42
Fig. 3.23 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105, SP.17.0 barA for 4K Rich Case .....	42
Fig. 3.24 Aged Methane mol% and LNG Mass Density in Rich 4K Tank .....	43
Fig. 3.25 Aged Ethane mol% in Rich LNG 4K Tank .....	43
Fig. 3.26 Aged Propane mol% in Rich LNG 4K Tank .....	44
Fig. 3.27 Aged i-butane and n-butane mol% in Rich LNG 4K Tank .....	44



# Dynamic Simulation on LNG Ageing in Fuel Storage Tank for Fuel Gas Supply System of X-DF Engine

Yoon, Sang Deuk

Department of Marine Systems Engineering

Graduate School of Korea Maritime and Ocean University

## Abstract

The increasing density due to boil-off in the LNG storage tank is one of the key factors for LNG fueled ship.

LNG is stored and used in fuel tanks as a cryogenic state, ie. as a liquid at a temperature below its boiling point at near atmospheric pressure. Due to heat ingress into the LNG through tank shell insulation from outside environment, walls and roof of fuel tank during storing and bunkering operation, the lightest component such as  $N_2$  and methane( $CH_4$ ) of the LNG in the tank continuously evaporates generating boil-off gas(BOG), which gradually varies, ranging from  $-196\text{ }^\circ\text{C}$  to  $+69\text{ }^\circ\text{C}$ , the rates of evaporation of more volatile components, such as nitrogen and methane are higher than those of heavier components, ie. ethane, propane and other heavier hydrocarbons(Sedlaczek, 2008). This phenomenon, known as LNG ageing, is especially important in an LNG fueled ship since LNG is supplied depending on its energy content, ie. its density and heat value(British Petro and International Gas Union, 2017). The LNG ageing decreases the percentage of content of the lower boiling point components(methane, nitrogen) and increases the percentage content of the higher boiling point.

components (heavy components) in the LNG remaining in LNG fueled ship's tank (Glomski and Michalski, 2011). Moreover, LNG as ship fuel may be classified in accordance with several criteria; density, heat value, Wobbe index, methane or nitrogen amount, and etc. The parameter most commonly used for its classification is density.

In this study, we conduct dynamic simulation by Aspen HYSYS to solve the problem of LNG ageing in fuel storage tank for fuel gas supply system of X-DF.

Adversely the phenomenon is more severe in the FGS process for X-DF engine specifically for Otto cycle internal combustion engine process since the heavier hydrocarbon components has to be removed in the process to satisfy the Methane Number ie. MN80. The heavier hydrocarbon components such as ethane, propane, butane and etc. would be separated in the HHC removal process so that the HHC will be returned and stored again in the LNG storage tank or LNG bunker tank, which will be a cause of equipment failure condition in comparison to steady state design condition. The gradient of LNG density will be increase pump duty, heat exchanger duty and control valve sizing as time goes.

Finally the design case and solution shall be studied intensively for all cases of several LNG specification, in addition, the composition of LNG from bunkering vessels will vary according to the operation condition.

# X-DF 엔진 연료공급시스템의 동적 공정모사를 통한 LNG Fuel Tank 내부 LNG 에이징 현상에 대한 연구

윤 상 득

한국해양대학교 대학원

기관시스템공학과

## 초록

LNG를 연료로 하는 선박에서 증발 가스에 의한 LNG 탱크내부 밀도의 증가는 중요한 요소이다.

LNG는 대기압에 근접한 압력에서의 증발온도 이하로 연료탱크내부에 극저온 조건으로 저장되어진다. LNG가 저장되는 동안 탱크의 단열외벽, 루프에서 침투되는 열에 대한 보상으로 상대적으로 에탄, 프로판, 부탄등의 중질탄화수소(Heavy Hydro Carbon, HHC)보다 낮은 비등점(Boiling Point)를 가지는 질소, 메탄등의 증발열을 가진 경질탄화수소성분이 연속적으로 증발하게 된다(Sedlaczek, 2008). LNG 에이징으로 알려져 있는 이러한 현상은 LNG의 에너지, 열량(British Petro and International Gas Union, 2017)에 따라 공급되는 LNG를 연료로 하는 선박에서 특히 중요한 요소가 된다.

LNG 에이징현상은 LNG를 연료로 하는 선박의 LNG연료탱크 내부에 잔류하는 LNG조성 중 상대적으로 낮은 증발온도를 가진 성분의 비율을 감소시키고 반대로 높은 증발온도를 가지는 성분의 비율을 증가시킨다. 더욱이, 선박연료로서의 LNG는 몇 가지의 기준, 즉 밀도, 열량, Wobbe Index, 메탄 또는 질소의 함량 등에 의해 분류되어 질수 있다.

본 연구는 가스모드(Gas Mode)에서 오토사이클(Otto cycle)로 전환되는 X-DF 엔진의 요구사항인 메탄가(Methan Number, MN)80 을 만족시키기 위한 방법에 대해 연구 되었다.

X-DF 엔진에서 에탄, 프로판, 부탄 등과 같은 중질성분의 중질탄화수소(HHC)가 LNG연료탱크 내부에 재순환 될 경우 증가되는 LNG의 밀도는 펌프의 용량, 기화기의 크기 및 각종 제어밸브(Control Valve)의 크기에 영향을 미친다.

때문에 본 연구에서는 선박엔진 운전시간, LNG탱크용량 및 LNG의 조성비에 따른 LNG연료탱크 내 물성치의 거동에 대해 Aspen HYSYS를 이용하여 동적 공정모사(Process Dynamic Simulation)를 통하여 분석되었다. 또한 분석된 결과를 이용하여 본 연구에서 고려된 엔진의 연료공급시스템에 대한 문제해결 가이드(Guide)를 제시한다.



# 제 1 장 서 론

## 1.1 연구 배경

1972년 스톡홀름에서 열린 UN회의에서 황산화물(SOx)과 질소산화물(NOx)로 인한 심각성이 논의되면서 이에 대한 관리의 필요성이 대두되었다. 1973년에는 선박으로부터 배출되는 대기오염, 특히 질소산화물(NOx) 관리규정을 국제해사기구(IMO)의 MARPOL 협약을 시작으로 최근에는 2020년부터 연료유의 황산화물(SOx) 함유량을 현행 3.5%에서 0.5%로 제한하는 규제를 시행한다. 현재 북미와 유럽, 중국 등에만 지정된 배출가스제한구역(ECA)에서 2020년부터는 모든 공해상에서 0.5% 이하 저유황유 사용을 강제로 규제하게 된다. 이미 2018년부터 세계 모든 항만에는 입항할 때 0.5% 저유황유 사용이 요구되고, 2019년부터 배출가스제한구역(ECA)에서는 0.5%, 2020년부터는 0.1% 이하 기준이 적용된다. 선사들은 이를 대응하기 위해 대표적으로 황산화물 저감장치인 스크러버(Scrubber)를 장착하거나 친환경 연료인 저유황유 사용, LNG연료추진선을 대안으로 주목하고 있다. 협약이 시행되면 선주사의 선박운영비용 증가는 불가피하므로 가장 효율적인 방안을 결정하는 것이 중요할 것이다(정진원, 2018).

우선, 저유황유는 추가적인 설비가 요구되지 않아 규제를 만족시키기 위한 가장 간단한 방법이다. 하지만 저유황유 가격이 고유황유에 비해 40~80% 이상 비싼 단점이 있다. 또한 정유사별로 제조방법에 따라 유황함량이 다르기 때문에 저유황유를 대체연료로 사용하는 데 있어 해결하여야 할 문제점들이 많다.

스크러버(Scrubber) 설치하는 기존의 병커C유와 같은 값싼 연료를 사용하는 대신 초기 설치비용이 높다는 단점이 있다. 더불어, 저유황유 가격이 낮아지면 병커C유의 연료비 측면에서 그 장점을 살리는데 있어 치명적이게 된다. 관련분야 전문가들은 스크러버 설치 시 적게는 20억원, 많게는 70억원 정도의 초기비용이 발생하게 되지만 저유황유와 비교해 연료비가 톤당 약 200천원(2018년 6월 기준) 정도 차이가 나기 때문에 2~3년이면 투자비용을 회수 할 수 있다고 밝힌 바 있다. 이러한 추세로 지난해 2017년 전 세계 선박 중 250여척이 스크러버를 설치한 것으로 알려졌다.

LNG연료추진선에 대해서는 선가가 비싸고 연료 충전소인 병커링 인프라가 부족한 실정이지만, 최근 선사들이 기존 고유황유를 사용하면서 향후 LNG연료 추진선으로 개조할 수 있도록 선박 내 LNG연료탱크 등의 설치를 위한 여유 공간을 만든 LNG 레디(Ready)선과 같은 대안을 제시하고 있다. 하지만 LNG 가격, 병커링 인프라, 스크러버 사용 후 발생하는 세정수 배출 규제, 향후 LNG에 대한 환경규제 변화 등의 측면에서 아직 불확실성이 여전히 높은 것은 사실이다.

장기적인 관점으로 바라본다면 기존선박에는 스크러버 탑재, 신조선은 LNG 연료추진선 건조가 합리적인 방법이 될 것이라 보며, 선령이 몇 년 남지 않는 노후 선박의 경우 높은 비용을 감수하고 스크러버를 설치하기는 어렵기 때문에 조기폐선 하고 신조로 이어질 것이라는 전망이다. 조선해운 분석기관 클락슨에 따르면 전 세계 상선 9만2000여척 중 2020년 황산화물 규제가 본격화되는 시점에 선령 20년 이상 되는 선박은 절반가량인 4만6000여척으로 집계했고, 실제 교체 예상 선박은 8000~9000척으로 추정되고, 세계 3위 컨테이너선주사인 CMA CGM사에서 9척에 달하는 22,000 TEU 대형 컨테이너선을 중국 후동 조선소에 발주한 상태이며, 현재 건조중에 있다.

결론적으로, 선박의 배기가스에 대한 새로운 규정이 적용되면 선박을 운영하는 해운사는 ‘저유황유 사용 및 배기가스 저감장치(스크러버) 설치 또는 LNG연료추진선으로 교체’와 같은 숙제를 풀어야 하며 앞으로도 지속적으로 신규 선박이나 엔진, 친환경 장치로 교체하는 수요는 늘어날 추세이다.



## 1.2 연구 목적

LNG연료추진선박의 추진기는 MAN사의 MEGI엔진에서 WinGD사에서 공급하는 X-DF 엔진으로 그 추세가 빠르게 전환되고 있다. 각 연료공급시스템을 구성하기 위해서는 LNG를 저장하는 연료탱크가 선박에 탑재되어야 하고, 그 선박의 운행시간과 항로에 따라서 용량이 결정된다.

선박에서 LNG연료탱크 내부에 있는 LNG는 육상에서 운용하는 조건보다 거친 환경에 놓여 있고, 선박의 운항조건에 따라 외기조건이 다양하게 변하게 된다. 또한 엔진의 출력값에 따라 연료공급시스템의 설계조건도 변하게 되는데, 각 조건에 따라 최적의 LNG연료탱크 형식을 선정해야 한다.

만약, 선박의 엔진이 X-DF 일 경우, LNG의 조성비가 연료가스의 메탄가(MN)를 결정하게 되는데, 가스모드(Gas Mode) 운전 시 메탄가를 적정수준 이상으로 유지해야 하는 단점이 존재한다. 현재까지 엔진사에서는 메탄가(MN) 80 이상을 권장하고 있다.

Table 1.1 Methane Number Table Versus LNG Composition(Wärtsila Methane Number Calculator)

(Unit : mol %)

Component	Rich(heavy) LNG	Lean(light) LNG	Typical LNG	Simulation Case LNG	FG at Simulation Case
Methane	81.98	99.02	96.29	90.39	93.07
Ethane	16.02	0.00	3.21	7.02	6.16
Propane	1.50	0.00	0.40	1.75	0.66
n-Butane	0.00	0.00	0.10	0.54	0.07
i-Butane	0.00	0.00	0.00	0.28	0.02
n-Pentane	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00
i-Pentane	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nitrogen	0.00	0.98	0.00	0.02	0.01
MN	69	100	88	73	83

LNG는 복합 혼합물로써 각 요소들은 서로 다른 비등점을 가지고 있으므로 탱크의 압력유지를 위해 외부침투 열에 대하여 기화열로 보상해야 하는데, 이때 필연적으로 자연증발가스(Boil Off Gas, BOG)가 발생하게 된다.



자연증발가스(BOG)는 낮은 비등점을 가진 질소(N<sub>2</sub>), 메탄(CH<sub>4</sub>)이 먼저 기화되고, 이러한 현상에 의해 LNG탱크내 잔여 LNG의 조성비에 변화가 발생하게 되는데 이러한 현상을 LNG 에이징(Ageing)이라 불러진다. 또한, LNG 연료추진선박의 특성상 연료탱크용량이 작아 연료가스 공급과정에서 탱크로 재순환되는 중질탄화수소(Heavy Hydro Carbon, HHC)성분에 의해 그 현상은 가속화 될 수 있으며, 이는 엔진에서 요구하는 조건의 연료가스를 공급하는데 상당한 어려움을 야기 시킬 수 있다.

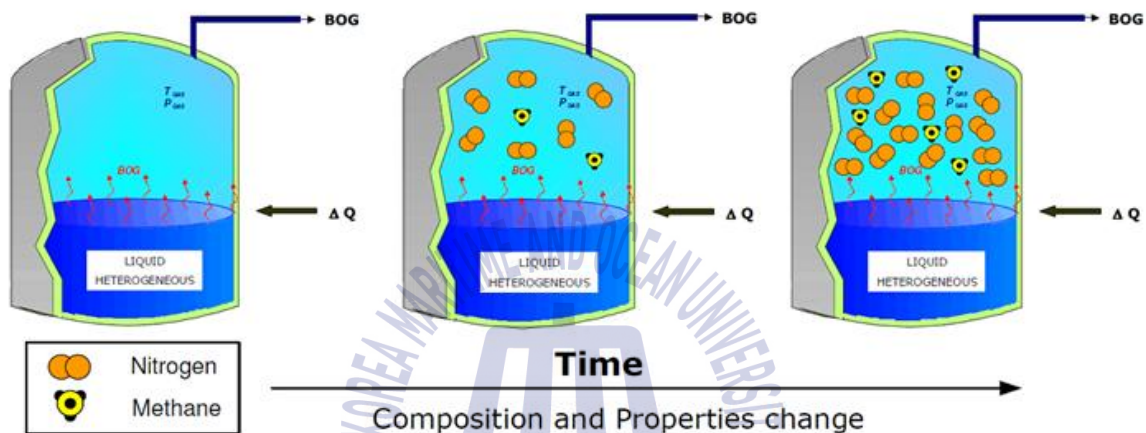


Fig. 1.1 LNG Ageing Phenomenon in LNG Tank(Benito, 2012)

Fig. 1.1에서 살펴 볼 수 있듯이 질소(N<sub>2</sub>), 메탄(CH<sub>4</sub>) 등의 상대적으로 가벼운 요소들이 먼저 증발되어 연료탱크 내 잔여 LNG 조성비는 중질탄화수소성분 함량이 높은 에탄(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), 프로판(C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), 부탄(C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>)과 같은 성분비가 높게 변하게 된다. 선박의 운항시간에 따른 LNG의 조성비 변화를 예측하는 것은 각각의 조건마다 차이가 있으며, 결정적으로 증발가스(BOG) 발생량, 그리고 재순환되는 중질탄화수소의 양에 따라서 차이를 보일 수 있고, 궁극적으로는 연료탱크에 중질탄화수소(HHC)만 남게 된다면 연료공급시스템에서 공급되는 연료가스 성분이 엔진의 권장사항을 만족하지 못하여 운용불가를 야기 할 수 있다.

그러므로, 시간에 따른 LNG의 조성변화를 예측한 연료공급시스템의 동적공정모사를 통해 LNG조성비 변화를 예측한다면 향후 연료가스공급시스템의 설계시 초기에 고려되어야하는 조건들을 본 논문에서 제시하고자 한다.

## 제 2 장 LNG연료추진선박 시스템 해석 및 특성

### 2.1 LNG연료공급시스템

LNG연료추진시스템은 LNG연료탱크, LNG연료가스시스템(FGSS), LNG연료엔진으로 크게 구성되며, 해당 선박의 크기, 추력, 항로, 운항거리 등등에 따라 그 구성요소가 달라진다.

LNG연료추진선박의 LNG연료탱크의 경우 독립형(Self-supporting Type)과 멤브레인(Membrane)과 같이 2가지 형식으로 크게 나눌 수 있다. Membrane 탱크의 경우 일반적으로 대형선박의 연료탱크 적용에 적합하며, 독립형 탱크의 경우 IMO Type A, B, C중 B, C Type의 탱크가 많이 쓰이며, 중·소형 선박의 탱크 적용에 적합하다(정진원, 2018).

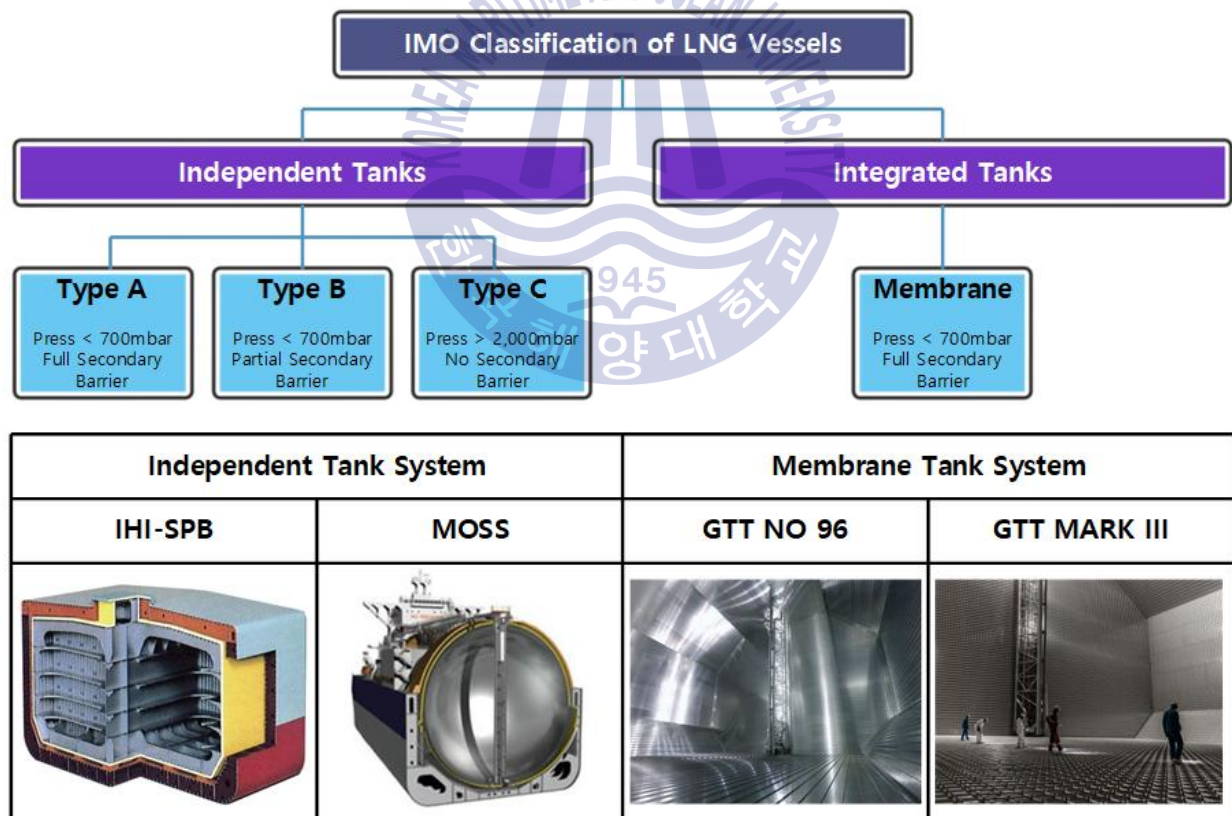


Fig. 2.1 LNG Tank (Lee et al., 2014)

Table 2.1 Comparison of Various LNG Tank Types

Tank Type	Independent Cylindrical	Independent Prismatic	
		Pressurized at Ambient Temperature or Lower Temperature	Fully Refrigerated at Atmospheric Pressure
IMO Tank Type	Type C	Type A	Type B
Insulation	Vacuum + Perlite / Poly Urethane Foam	Poly Urethane Foam	Poly Urethane Foam
Secondary Barrier	No Requirements	Complete	Partial
Application	Small & Mid Scaled Vessel	Large Scaled Vessel	

LNG엔진의 경우 엔진으로 공급되는 압력과 온도에 따라 고압엔진, 중압엔진, 저압엔진으로 나눌 수 있으며, 엔진형식에 따라 연료공급시스템 구성이 달라진다. 고압엔진의 경우 사용압력 300 barg로 해당압력을 구성하기 위한 연료공급시스템이 필요하며, MAN사에서 개발한 ME-GI 엔진이 이에 해당된다. 중압엔진의 경우 사용압력 16 barg로 Wärtsila에서 개발한 X-DF 엔진이 해당되며, 저압엔진의 경우 사용압력 6 barg로 MAN, Wärtsila, Rolls-Royce등에서 제작한 DFDE가 이에 해당된다.

Table 2.2 Comparison of Various Engine Types

	ME-GI	DFDE	RT-Flex
Maker	MAN	MAN/Wärtsila/RR	Wärtsila
Require Pressure	300 barg	6 barg	16 barg
FGS Component	HP Pump + HP Vaporizer	LP Vaporizer + HC Separator + LP Heater	Booster Pump + Vaporizer + HC Separator + Heater
Heating Medium	Glycol Water / Steam	Glycol Water / Steam	Glycol Water / Steam
Applicable	VLCC/Con/BC/PC/Cruise	Car Ferry/Ro-Ro/Tug	VLCC/Con/BC/PC/Cruise

## 2.2 중압 X-DF 엔진 연료공급시스템

중압의 연료가스를 요구하는 X-DF 엔진의 LNG 연료공급시스템 공정설계를 위해서는 엔진에서 요구하는 압력과 온도조건을 만족시키는 시스템으로 설계하여야 한다. 일반적으로 연료공급시스템은 연료가스를 엔진의 요구사항에 충족하는 조건으로 공급되어야하며 LNG연료탱크의 내부압력도 함께 제어되어야 하기 때문에 각각의 구성은 아래 2.2.1과 같은 장비를 포함한다.

또한, 일반적으로 연료탱크에서 발생하는 증발가스(BOG)의 총량이 엔진에서 요구하는 총량에 미치지 못하므로, LNG펌프를 포함한 펌프가압형 연료공급시스템으로 설계되어진다.

공정흐름도는 Fig. 2.2와 같이 LNG연료탱크에서 펌프에 의해 엔진에서 요구하는 유량 및 압력으로 토출되어 LNG기화기에 의해 기화된 연료는 후단 히터에 의해 엔진에서 요구하는 온도를 맞추어 엔진으로 공급된다.

LNG연료탱크의 압력 제어를 위하여, 증발가스압축기가 추가적으로 구성되어야 한다면, 증발가스를 엔진에서 요구하는 압력을 충분히 토출할 수 있는 사양의 압축기를 준비해야한다.

마지막으로, 발전기용 엔진의 경우 약 6 barg 정도의 저압을 요구하는 4행정 엔진이 대부분 사용되며 해당 엔진 또한, 가스모드(Gas Mode)시 중압엔진과 동일하게 메탄가 80이상을 충족시켜야 한다.

### 2.2.1 중압 X-DF 엔진 연료공급시스템의 구성요소

- LNG Fuel Storage Tank
- LNG LP Supply(Feed) Pump
- LNG Vaporizer
- HHC Removal Separator
- FG Heater
- BOG Compressor

각 구성요소를 바탕으로 공정흐름도(PFD)를 작성한다면 아래와 같다.

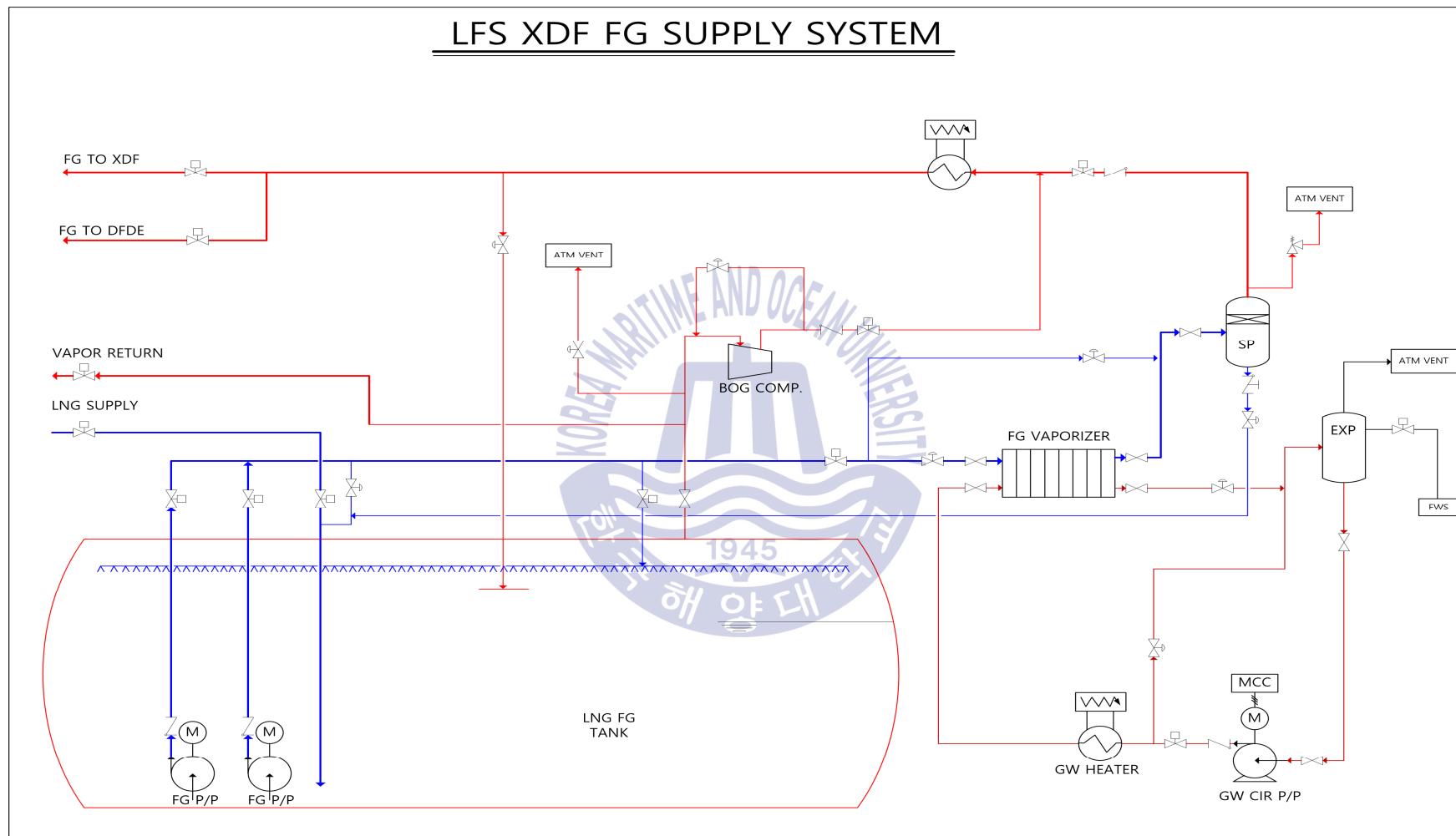


Fig. 2.2 LFS X-DF Supply System

### 2.3 X-DF 엔진 연료공급시스템 내 열역학적 평형

연료가스 공급 시스템의 설계를 위해서 열역학적 평형상태를 확인하기 위하여 LNG연료의 열역학적 평형을 확인해 보아야 한다. LNG연료의 열역학적 평형을 확인하는 이유는 각각의 펌프, 열교환기 및 열유체의 용량을 계산하기 위함이며, 이는 각 장비의 규격(Sizing)이 결정되어야 한다.

상용화 공정모사프로그램인 Aspen HYSYS를 사용하여 열역학적 평형을 확인해 보았으며, 최적화된 설계 값을 도출하기 위하여 Table 2.3 및 2.4와 같이 2가지 Case에 대하여 계산을 수행하였다.

Table 2.3 LNG in Stream Composition for "Rich Case"

Component	mol (%)
Methane	81.98
Ethane	16.02
Propane	1.50
i-Butane	0.00
n-Butane	0.00
i-Pentane	0.00
n-Pentane	0.50
Nitrogen	0.00



Table 2.4 LNG in Stream Composition for "Lean Case"

Component	mol (%)
Methane	99.02
Ethane	0.00
Propane	0.00
i-Butane	0.00
n-Butane	0.00
i-Pentane	0.00
n-Pentane	0.00
Nitrogen	0.98

LNG탱크의 경우 일반적인 IMO Type C 탱크의 운용 압력조건인 3.5 barg의 Case를 고려하였으며, Rich LNG Case인 경우 중질탄화수소를 분리하기 위하여 LNG기화기 후단의 온도를 -90 도로 설정할 경우 아래와 같은 조성성분을 확인할 수 있다.

Table 2.5 LNG Stream Composition, Compensated by HHC Separator, in Rich Case

Component	mol (%)
Methane	95.59
Ethane	4.35
Propane	0.05
i-Butane	0.00
n-Butane	0.00
i-Pentane	0.00
n-Pentane	0.00
Nitrogen	0.00

상기 조성성분의 경우, 메탄가(MN) 80이상을 만족하는 것을 확인 할 수 있으며, 해당시스템의 경우 일반적인 중형 컨테이너선에서 사용될 수 있는 출력을 고려하여 40 MW급 엔진을 가정하여 시스템을 구성 하였다.

또한, 내연기관 엔진의 효율을 약 50% 로 가정하고, 해당 LNG조성성분에 따른 저위발열량(Low Heat Value, LHV)을 고려하여 연료량을 산정하였다.

- Main Engine Power : 40 MW
- Aux. Engine Power : 7 MW
- Required FG Flow Rate for Rich Case: about 6,832 kg/h

Rich LNG Case의 경우 약 6,832 kg/h의 연료가 공급되어야 하고 Lean LNG Case의 경우 연료가스 조성성분이 대부분 메탄(CH<sub>4</sub>)로 구성되어 있어 Rich Case보다 많은 양의 연료가 소모되어야한다.

- Required FG Flow Rate for Lean LNG Case : 6,842 kg/h

Rich Case 와 Lean Case의 LNG조성성분은 큰 차이를 보였으나, 엔진에서 필요로 하는 연료가스의 질량유량은 크게 차이를 보이지 않고 있다.



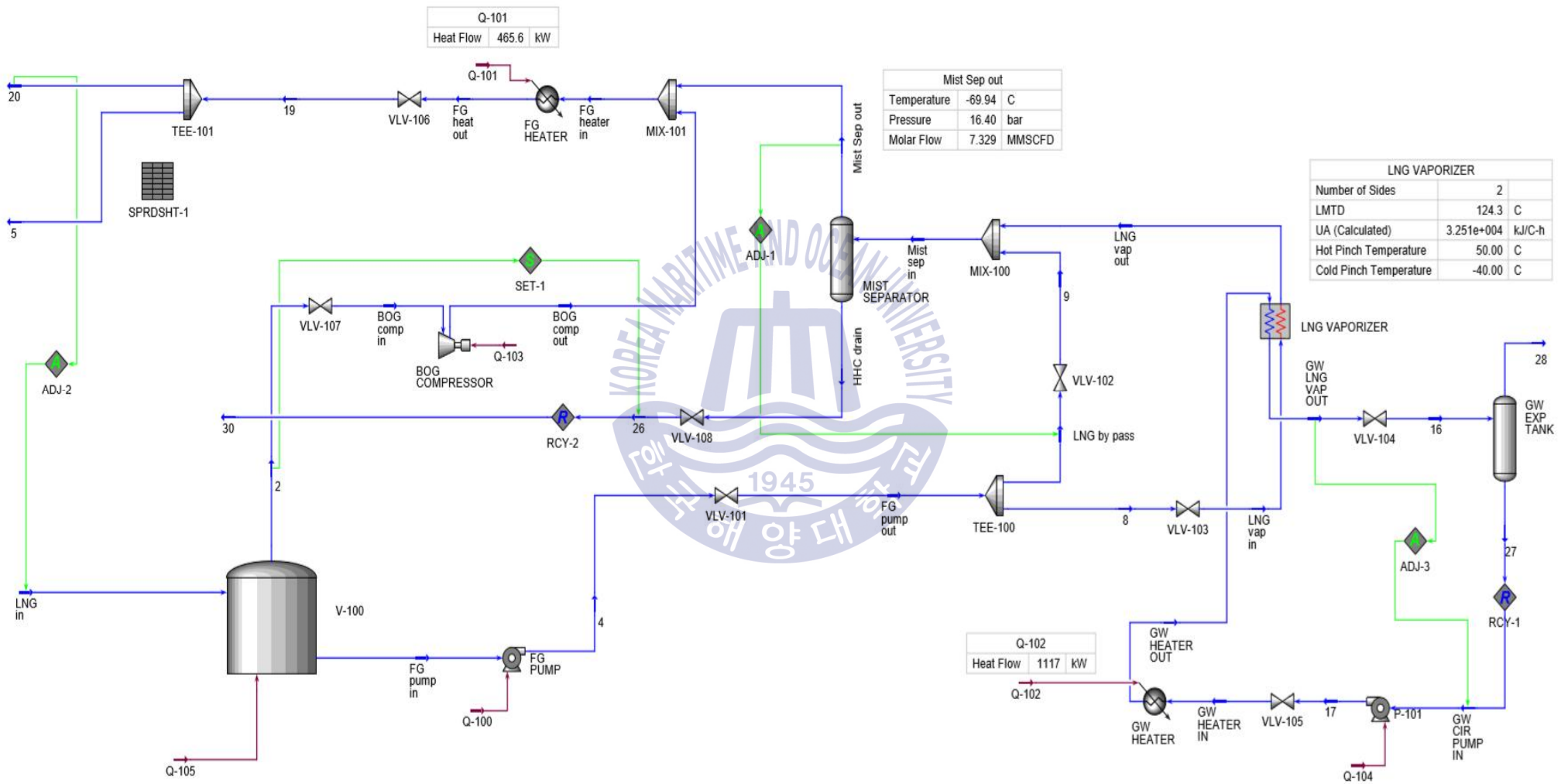


Fig. 2.3 PFD Drawn by Aspen HYSYS Steady State Simulation

Table 2.6 Heat & Material Balance for Rich LNG Case

STREAM NAME	LNG in	FG pump in	FG pump out	LNG by pass	LNG vap in	LNG vap out	FG heater in	FG heat out	GW heater out
Vapour Fraction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	1.00	1.00	0.00
Temperature (°C)	-140.93	-140.80	-139.88	-139.88	-139.86	-40.00	-88.90	40.00	60.00
Pressure(bar)	3.50	3.50	17.00	17.00	16.50	16.40	16.00	15.90	3.50
Molar Flow(MMSCFD)	11.34	10.94	10.94	4.32	6.62	6.62	8.23	8.23	19.85
Mass Flow(kg/h)	10728.14	10409.59	10409.59	4109.21	6300.38	6300.38	6832.47	6832.47	28451.70
Liquid Volume Flow(m <sup>3</sup> /h)	33.53	32.46	32.46	12.81	19.65	19.65	22.52	22.52	26.99
Heat Flow(kW)	-14557.98	-14070.30	-14057.94	-5549.40	-8508.53	-7386.65	-9111.37	-8547.41	-88746.73
STREAM NAME	GW LNG vap out	Mist sep in	HHC drain	Mist Sep out	BOG comp in	BOG comp out	GW Cir pump In	GW heater in	
Vapour Fraction	0.00	0.72	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	
Temperature (°C)	17.94	-89.90	-89.90	-89.90	-140.89	-56.87	18.03	18.08	
Pressure(bar)	3.40	16.40	16.40	16.40	3.45	16.00	1.50	5.50	
Molar Flow(MMSCFD)	19.85	10.94	3.11	7.83	0.40	0.40	19.85	19.85	
Mass Flow(kg/h)	28451.70	10409.59	3895.66	6513.92	318.55	318.55	28451.70	28451.70	
Liquid Volume Flow(m <sup>3</sup> /h)	26.99	32.46	11.00	21.46	1.06	1.06	26.99	26.99	
Heat Flow(kW)	-89868.61	-12936.05	-4255.58	-8680.46	-444.68	-430.90	-89867.69	-89863.28	

Table 2.7 Heat & Material Balance for Lean LNG Case

STREAM NAME	LNG in	FG pump in	FG pump out	LNG by pass	LNG vap in	LNG vap out	FG heater in	FG heat out	GW heater out
Vapour Fraction	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00
Temperature (°C)	-146.16	-145.48	-144.46	-144.46	-144.45	-40.00	-70.03	40.00	50.00
Pressure(bar)	3.50	3.50	17.00	17.00	16.50	16.40	16.00	15.90	3.50
Molar Flow(MMSCFD)	8.50	8.12	8.12	0.84	7.28	7.28	8.50	8.50	25.59
Mass Flow(kg/h)	6841.24	6522.04	6522.04	675.56	5846.48	5846.48	6841.24	6841.24	36677.64
Liquid Volume Flow(m <sup>3</sup> /h)	22.61	21.63	21.63	2.24	19.39	19.39	22.61	22.61	34.79
Heat Flow(kW)	-10328.62	-9895.74	-9886.99	-1024.11	-8862.88	-7769.27	-9170.68	-8688.55	-114753.84
STREAM NAME	GW LNG vap out	Mist sep in	HHC drain	Mist Sep out	BOG comp in	BOG comp out	GW Cir pump in	GW heater in	
Vapour Fraction	0.00	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	
Temperature (°C)	18.06	-69.94	-69.94	-69.94	-145.57	-63.35	18.05	18.10	
Pressure(bar)	3.40	16.40	16.40	16.40	3.45	16.00	1.50	5.50	
Molar Flow(MMSCFD)	25.59	8.12	0.00	8.12	0.38	0.38	25.59	25.59	
Mass Flow(kg/h)	36677.64	6522.04	0.00	6522.04	319.20	319.20	36677.64	36677.64	
Liquid Volume Flow(m <sup>3</sup> /h)	34.79	21.63	0.00	21.63	0.98	0.98	34.79	34.79	
Heat Flow(kW)	-115847.46	-8793.38	0.00	-8793.38	-389.87	-377.30	-115849.71	-115844.04	

Table 2.8 LNG Composition for Rich Case

(Unit : mol %)

NAME	LNG in	FG pump in	FG pump out	LNG by pass	LNG vap in	LNG vap out	FG heater in	FG heat out	GW heater out
Methane	0.8198	0.8133	0.8133	0.8133	0.8133	0.8133	0.9559	0.9559	0.0000
Ethane	0.1602	0.1660	0.1660	0.1660	0.1660	0.1660	0.0435	0.0435	0.0000
Propane	0.0150	0.0155	0.0155	0.0155	0.0155	0.0155	0.0005	0.0005	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H <sub>2</sub> O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7558
N <sub>2</sub>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
E-Glycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2442
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0050	0.0052	0.0052	0.0052	0.0052	0.0052	0.0000	0.0000	0.0000
NAME	GW LNG vap out	Mist sep in	HHC drain	Mist Sep out	BOG comp in	BOG comp out	GW cir pump in	GW heater in	
Methane	0.0000	0.8133	0.4599	0.9537	0.9984	0.9984	0.0000	0.0000	
Ethane	0.0000	0.1660	0.4687	0.0457	0.0014	0.0014	0.0000	0.0000	
Propane	0.0000	0.0155	0.0533	0.0006	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
H <sub>2</sub> O	0.7558	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7558	0.7558	
N <sub>2</sub>	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002	0.0002	0.0000	0.0000	
E-Glycol	0.2442	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2442	0.2442	
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
n-Pentane	0.0000	0.0052	0.0182	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	

Table 2.9 LNG Composition for Lean Case

(Unit : mol %)

NAME	LNG in	FG pump in	FG pump out	LNG by pass	LNG vap in	LNG vap out	FG heater in	FG heat out	GW heater out
Methane	0.9902	0.9935	0.9935	0.9935	0.9935	0.9935	0.9902	0.9902	0.0000
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
H <sub>2</sub> O	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7558
N <sub>2</sub>	0.0098	0.0065	0.0065	0.0065	0.0065	0.0065	0.0098	0.0098	0.0000
E-Glycol	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2442
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
NAME	GW LNG vap out	Mist sep in	HHC drain	Mist sep out	BOG comp in	BOG comp out	GW cir pump in	GW heater in	
Methane	0.0000	0.9935	0.9935	0.9935	0.9194	0.9194	0.0000	0.0000	
Ethane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
Propane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
i-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
H <sub>2</sub> O	0.7558	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7558	0.7558	
N <sub>2</sub>	0.0000	0.0065	0.0065	0.0065	0.0806	0.0806	0.0000	0.0000	
E-Glycol	0.2442	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2442	0.2442	
n-Butane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
i-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	

## 2.4 주요장비 제원

연료가스공급시스템의 구성요소 중 아래의 주요장비의 사양을 확인 할 수 있다. 구성요소에 대한 사양을 선정할 경우, 각 Case별로 뚜렷한 차이를 보이는데, LNG조성에 따라 LNG의 특성(Property)이 서로 차이가 나기 때문이다.

Table 2.10 Main Equipment Specification

Name	Lean Case	Rich Case
LNG Pump	18 m <sup>3</sup> /h x 420 mlc (design Case 24 m <sup>3</sup> /h x 420 mlc)	173 m <sup>3</sup> /h x 410mlc
LNG Vaporizer	Duty : 1140 kW UA : 30,100 kJ/C-h	Duty : 1115 kW UA : 27,150 kJ/C-h
FG Gas Heater	Duty : 465 kW	Duty : 483 kW
BOG Compressor	70 m <sup>3</sup> /h x 139 kJ/kg	62 m <sup>3</sup> /h x 126 kJ/kg
GW Circulation Pump	11 m <sup>3</sup> /h x 40 mlc	11 m <sup>3</sup> /h x 40 mlc

LNG펌프의 경우, 정적상태(Steady State)해석 시, Lean Case에서 보다 큰 용량이 계산된다는 것을 알 수 있다. 이는 Lean Case의 발열량(Calorific Value)가 Rich Case 보다 적어 보다 많은 양의 LNG를 소비해야 동일한 엔진의 출력값을 얻을 수 있다.

그러나, Rich Case에서의 중질탄화수소분리기(HHC Separator)공정에서 재순환되는 중질탄화수소와 일부 LNG를 고려하여 기술적 마진(Margin)을 적용하여 선정하였다.

증발가스압축기(BOG Compressor)의 경우, Lean Case일 때, 발생하는 증발가스의 양이 Rich Case 때 보다 많은 것을 확인 할 수 있다.

### 제 3 장 Aspen HYSYS를 이용한 동적 공정모사

범용성 화학공정 모사기(General Purpose Chemical Process Simulation)란 화학공정을 열역학을 이용하여 수학적으로 모델화하고 이를 컴퓨터를 이용하여 실제 정유 및 석유화학공장에서 일어나는 상황을 모사하는 소프트웨어라고 정의할 수 있다. 이러한 화학공정 모사기에 실제 공정에 투입되는 물체의 물성치, 유량 및 운전조건이 주어지면 실제로 화학공장을 가동하지 않고도 짧은 시간과 비용만으로 실제와 거의 같은 결과를 얻을 수 있다는 가장 큰 장점이 있다.

대부분의 화학공정의 모사는 DAEs(Differential Algebraic Equations)로 표현가능하며, 상세한 모사를 위해서 PDEs(Partial Differential Equations)나 일반변수에 대한 적분이 포함된 편미분방정식인 IPDEs(Integral Partial Differential Equations)로 확장하여 표현된다. 화학공정에서 쓰이는 방정식의 개수가 수 천개에서 수 만개에 이르므로 이를 푸는 방법적인 접근이 오래전부터 연구되었다. 크게 두 가지로 나누어 보면 순차적 모듈법(Sequential Modular Method)과 방정식 지향법(Equation-Oriented Method)이 있다. 기존의 모사기들은 대부분 순차적 모듈법을 많이 적용하였으나 근래에는 컴퓨터 환경이 좋아짐에 따라 점차 방정식 지향법을 많이 적용하기 시작하였으며, 방정식 지향법이라도 순차적 모듈법을 혼용하여 구현하는 경우가 최근의 추세이다. 순차적 모듈법은 유닛(Unit)과 열역학적 모델링 독립적으로 서브프로그램이나 계산 과정으로써 포함되어 있다. 이들은 공정도 위상(Flowsheet Topology)에 나타난 흐름 연결식을 수렴시키기 위하여 상위 단계에서 호출한다. 반면에 방정식 지향법은 공정식들이 함께 모여서 동시에 계산을 하게 된다. 방정식 지향법 솔버(Solver)의 경우 화학공정의 모델링에서 흔히 나타나는 성긴행렬(Sparse Matrix)을 다루는 기능이 뛰어나야 하며 해의 수렴속도가 빨라야 한다. 순차적 모듈법을 바탕으로 하는 범용 모사기는 Aspen Plus, Aspen HYSYS, PRO/II 등이 있고, 방정식 지향법을 바탕으로 하는 모사기는 SPEEDUP, gPROMS 이 있다. 본 연구에서는 Aspen HYSYS를 사용하였으며 본 공정모사프로그램에는 약 1,700개 이상의 순수성분에 대한 데이터베이스가 내장되어 있다. 또한 60 여개의 열역학 모델식과 70 여개의 단위조작 장치를 모사할 수 있는 모듈이 내장되어 있다(Aspen HYSYS, 2006).



### 3.1 수치모델

실제 공정에서 물리적 변화는 시간에 따른 x,y,z 축에 대한 방향성을 가지며 일반적으로 편미분 방정식(Partial Differential Equations, PDEs)을 통해 수학적으로 정의할 수 있다. 만약 방향성을 고려하지 않으면 이를 Lumped Model로 간주하며, 모든 물성치는 같은 계 안에서 동일하게 고려된다. 즉 하나의 Unit 또는 Hold Up Volume에서는 3차원 방정식이 사용되지 않는다고 가정하며, 오직 시간 구배만이 해석에 고려되어진다. 이러한 조건들은 편미분 방정식보다 훨씬 덜 엄격한 상미분 방정식을 통해 설명되어질 수 있으며, 산출시간을 단축할 수 있다.

Aspen HYSYS 에서는 Lumped Model을 채용하며, 단상에서 열역학적 혹은 농도구배(Concentration Gradients)를 고려하지 않는다. 다시 말해, 각 상에서의 온도와 조성은 모두 같다고 가정한다(Aspen HYSYS, 2006).

#### 3.1.1 선형계와 비선형계(Linear & Non-Linear Systems)

일계 선형미분방정식(A Linear First-Order ODE)은 아래와 같이 표현된다.

$$\tau \frac{dY}{dt} + Y = Kf(u) \quad (3.1)$$

비선형 미분방정식에서 Y 변수는 지수함수 혹은 타 시스템과 독립적 변수를 의미하며, 식 3.2 및 3.3과 같이 나타낼 수 있다.



$$\tau \frac{dY}{dt} + Y^3 = Kf(u) \quad (3.2)$$

$$\tau \frac{dY}{dt} + Y Y_2 = Kf(u) \quad (3.3)$$

일반적으로 발생하는 대다수의 화학공정은 비선형임을 잘 알고 있다. 이러한 비선형성은 평형성, 유체의 유동성 혹은 화학시스템의 반응 속도에 의해 유발된다. 이러한 이유로 일반적인 선형시스템의 방정식들은 행렬대수를 통해 분석적으로 해결 할 수 있으나, 비선형 방정식에 대한 해답은 컴퓨터의 연산 작용에 의해 찾을 수 있다.

### 3.1.2 물리량 보전

[Material Balance]

Aspen HYSYS에서 물질의 상호 보존성은 수학적 모델링을 기본으로 하고 있다. 동적거동(Dynamic)에서 유량, 조성, 에너지균형은 정적(Steady)모델에서 축적항(Accumulation Term)을 제외한 물리량 평형(Material Balance)과 비슷하게 표현되어진다. 축적항은 시스템에서 시간에 따라 다양한 결과를 나타내기 때문이다.

일반적으로 유량보존은 식 3.4와 같이 표현되어진다.

$$\begin{aligned} \text{Rate of accumulation of mass} &= \text{mass flow into system} \\ &- \text{mass flow out of system} \end{aligned} \quad (3.4)$$

단일 물질이 섞인 탱크의 유량보존을 Fig. 3.1을 통해 알 수 있다.

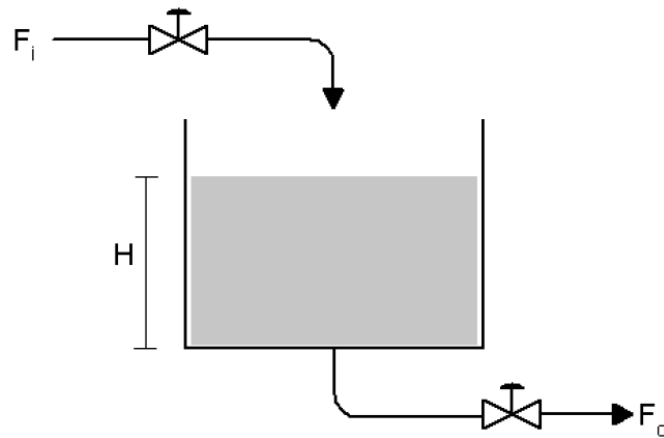


Fig. 3.1 Simple Case of a Mixed Tank with a Single Component Feed for Mass Balance(Aspen HYSYS, 2006)

$$\frac{d(\rho_0 V)}{dt} = F_i \rho_i - F_o \rho_0 \quad (3.5)$$

$V$  = Tank Volume

$F_i$  = Flow of Component into System

$\rho_i$  = Fluid Density into System

$F_o$  = Flow of Component out of System

$\rho_o$  = Fluid Density out of System

식 3.5는 Aspen HYSYS에서 상변화, 반응속도, 밀도변화 등과 같은 복잡한 물성치를 고려하는 식을 단순화하여 표현되어졌다. 실제로 공정모델링을 수행할 시 여러 가지 물성변화가 고려되어지며 이로 인한 물리량보존이 수반된다.

[Component Balance]

조성치 평형 (Component Balance)은 식 3.6과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned} \text{Rate of accumulation of component } j &= \text{Flow of component } j \text{ into system} \\ &\quad - \text{Flow of component } j \text{ out of system} \\ &\quad + \text{Rate of formation of component } j \text{ by reaction} \end{aligned} \quad (3.6)$$

시스템으로의 유출입유량은 대류 혹은 확산성을 가진다. 만약 특정단계 (Particular Phase)에서 표면계부터 체적비까지 모두 높다면, 대류성 유동은 시스템으로의 주요 유출입유량에 기인하므로 상당한 대류성 유동이 발생된다.

완벽히 섞인 탱크에서의 다상 유체상 조성  $j$ 의 평형(Balance)은 식 3.7과 같이 정의할 수 있다.

$$\frac{d(C_{j0} V)}{dt} = F_i C_{ji} - F_o C_{j0} + R_j V \quad (3.7)$$

$C_{ji}$  = Flow of component  $j$  into system(Multiphase)

$C_{j0}$  = Flow of component  $j$  out of system(Multiphase)

$R_j$  = Reaction rate of component  $j$

한편, 에너지 수지는 식 3.8과 같이 정의된다.

$$\begin{aligned}
 \text{Rate of accumulation of total energy} &= \text{Flow of total energy into system} \\
 &\quad - \text{Flow of total energy out of system} \\
 &\quad + \text{Heat added to system across its boundary} \\
 &\quad + \text{Heat generated by reaction} \\
 &\quad - \text{Work done by system on surroundings}
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

시스템으로의 유출입에너지 거동은 대류 혹은 전도에 의해 교환된다. 외부 계로부터의 유입열은 전도 혹은 복사에 의해 전달된다.

연속 교반탱크 반응기(Continuous Stirred-Tank Reactor, CSTR)의 대표적인 에너지 수지는 식 3.9와 같다.

$$\frac{d}{dt}[(u + k + \Phi)V] = F_i \rho_i (u_i + k_i + \Phi_i) - F_o \rho_o (u_o + k_o + \Phi_o) + Q + Q_r - (w + F_o P_o - F_i P_i) \tag{3.9}$$

$u$  = Internal energy (energy per unit mass)

$k$  = Kinetic energy (energy per unit mass)

$\Phi$  = Potential energy (energy per unit mass)

$V$  = Volume of the fluid

$w$  = Shaft work done by system (energy per time)

$P_o$  = Vessel pressure

$P_i$  = Pressure of feed stream

$Q$  = Heat added across boundary

$Q_r$  = Heat generated by reaction

식을 간략화하기 위하여 아래의 일부 가정들을 적용할 수 있다.

- 1) Potential 에너지는 대부분 무시할 수 있다. 즉, 유입과 출구 구배가 같다.
- 2) 유입과 출구유속이 높지 않다면 운동에너지 항은 무시한다.
- 3) 만약 회전축의 일량(Shaft Work)이 없다면, 즉 펌프와 같은 회전기기가 없다면  $w=0$  이다.

위와 같은 가정들을 고려하여 2상 시스템의 일반적인 에너지 수지는 식 3.10 과 같다.

$$\frac{d}{dt}[\rho_v V_v H + \rho_l V_l h] = F_i \rho_i h_i - F_l \rho_l h - F_v \rho_v H + Q + Q_r \quad (3.10)$$



## 3.2 공정제어

정상상태(Steady State)에서 도출된 각각의 장비에 해당되는 용량을 동적해석모델(Dynamic Model)에서 그대로 이용하여 동적공정모사를 수행할 수 있다.

실제 공정의 운전에 가까운 운용 조건에 해당하는 설계를 해야 하기 때문에, 동적모사(Dynamic Simulation)를 위해서는 공정자동제어도 함께 설계되어야 하고 실제 자동제어(Automation) 동적 공정모사가 실현 되어야 한다.

### 3.2.1 공정자동제어(Process Automation)

연료가스 공급을 안정적으로 유지하기 위하여 압력과 온도제어로직이 연료가스 배관의 압력, 온도센서의 공정값을 받아서 PID제어루프로 구성되어진다.

연료가스의 압력을 제어하기 위해서는 LNG기화기부에 공급되는 LNG의 유량을 제어해야 함으로 연료가스 공급압력제어기의 출력(OP) 값은 LNG기화기 입구 측 LNG유량을 제어하는 제어기의 설정값(Set Point, SP)로 되고, 해당 연료유량을 변경하여 연료공급배관부의 압력값을 안정적으로 유지 할 수 있다.

연료가스 온도를 제어하기 위해서는 연료가스히터에 공급되는 에너지의 양을 제어해야 함으로 연료가스 공급온도제어기의 출력값(Output, OP)은 연료가스히터에 공급되는 에너지의 양을 제어하게 된다. 이렇게 하여 연료가스 공급라인의 압력과 온도를 안정적으로 제어할 수 있고, 공정모사가 진행되는 동안 해당 압력과 온도가 안정적으로 제어되는 것을 확인 할 수 있다.

또한, 메탄가를 제어하기 위해서는 무엇보다도 중질탄화수소분리기의 입구측 온도를 제어해야 하기에, LNG를 해당 분리기 입구온도를 -80도로 유지하기 위하여 LNG유량을 제어하는 온도제어기가 적용되어야 하며 해당 제어기에 의해 분리기입구온도가 안정적으로 제어되는 것을 확인 할 수 있다.

증발가스압축기의 제어는 압축기의 설치목적이 LNG탱크압력을 설계압력 이내에서 운전되도록 제어하는 것이 목적이기 때문에 탱크압력 제어기에 의해 운전되어 진다. 따라서 탱크압력 제어기에 의해 LNG탱크압력은 안정적으로 제어되는 것을 확인 할 수 있다.

Table 3.1 PID(Proportional Integral Derivative) Controller

TAG NO.	DESCRIPTION	TYPE	P	I
PIC-101	LNG OVER PRESSURE CONTROL	DIRECT	2	3
PIC-102	LNG TANK OVER PRESS. CONTROL	DIRECT	4.25	1.25
PIC-103	COMPRESSOR OVER PRESS. CONTROL	DIRECT	3.25	2
PIC-104	LNG TANK P. CONTROL	DIRECT	3.25	2
FIC-101	LNG FLOW CONTROL TO VAP.	REVERSE	0.3	0.1
PIC-105	FG PRESSURE CONTROL	REVERSE	2.5	1.25
PIC-106	FG OVER PRESSURE CONTROL	DIRECT	3.2	2.5
TIC-101	MSP OVERHEAD FG TEMP. CONTROL	REVERSE	1.5	2
TIC-201	GW UNDER TEMP. CONTROL	REVERSE	1.25	2
TIC-202	GW HEATER OUTLET TEMP CONTROL	REVERSE	1.35	1.85
TIC-301	FG TEMP. CONTROL	REVERSE	2.1	3
LIC-101	MIST SEPARATOR LIQUID LEVEL CONTROL	DIRECT	1.35	2

위의 Table 3.1에서 P는 PID 제어기 매개변수(Tuning Parameter)의 비례제어(Proportional Control)에서 나온 값이며, I 는 PID 제어기의 적분(Integral)시간 값으로 단위는 분(Minute)단위이다.

# LFS XDF FG SUPPLY SYSTEM

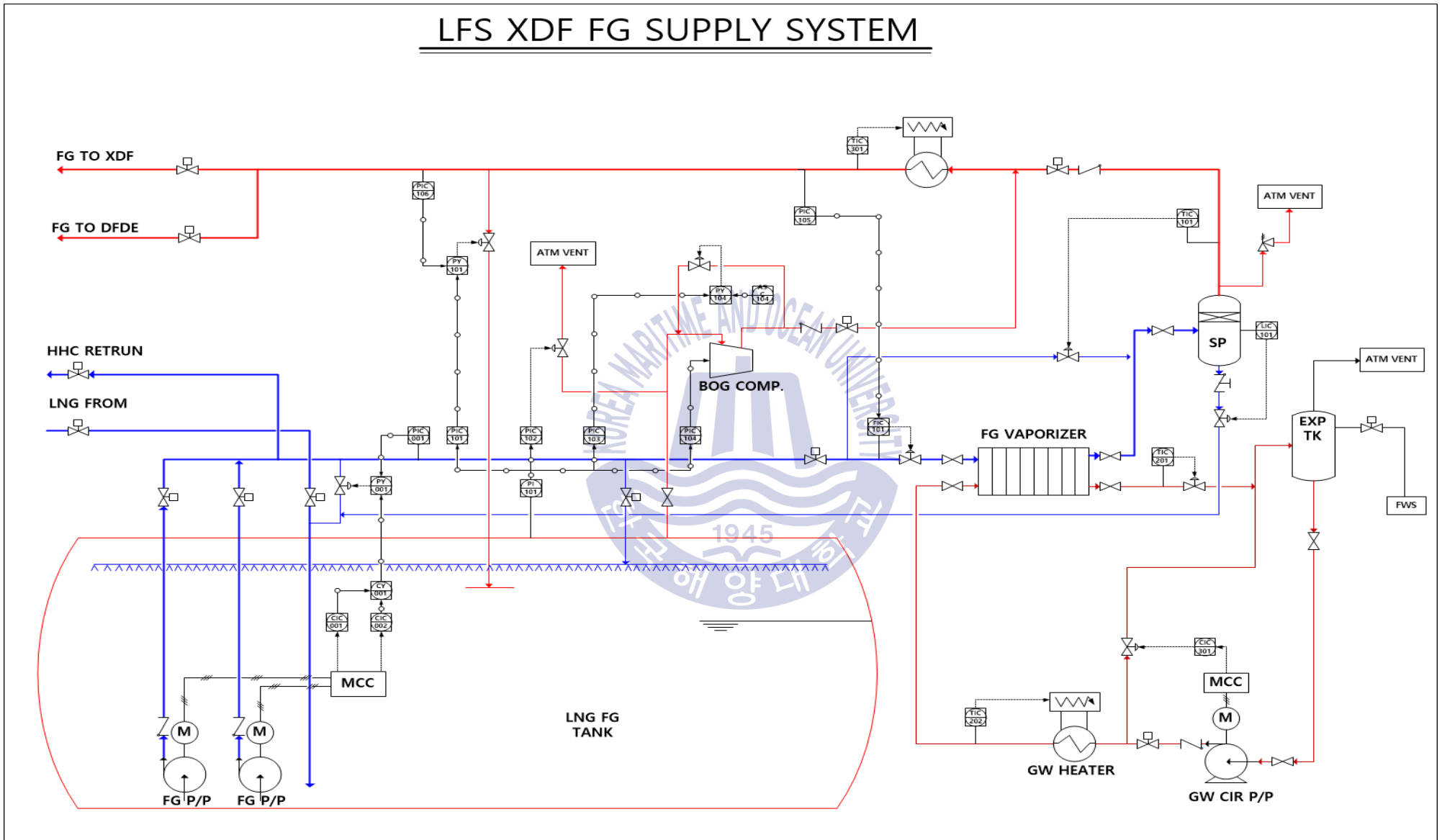


Fig. 3.2 Process Flow Diagram for Dynamic Simulation



### 3.3 공정모사 결과

LNG연료공급시스템 설계를 위해서는 각각의 Case를 확인하여 가장 불리한 조건의 Case에 대한 설계가 이루어지는데 이는 수많은 Case와 해양 환경 등을 고려하였을 때, 각 구성품의 성능이 모든 운전조건에서 만족되어야하기 때문이다. 그러나 실제운전은 정상상태가 존재하지 않을 정도로 시간에 따라 다양한 양상으로 변화하게 된다.

공정동적모사(Process Dynamic Simulation)의 목적은 종속공정(Bottleneck Process)확인, 자동화공정설계, Start-up/Shut Down 양상확인, PID매개변수(PID Tuning Parameter)확인 등을 위해서 수행되어 지고, 또한 시간에 따른 변화를 보이는 요소 등을 확인하기 위해서 사용되어진다. 실제, LNG탱크 내부의 LNG 물리적 특성은 시시각각 변하게 되는데, 앞서 설명하였듯이 시간에 따른 증발가스의 증발량 그리고 증질탄화수소의 재순환량에 따라 다양한 양상을 보일 수 밖에 없다. 따라서 이러한 변화를 확인하기 위해서는 동적 공정모사를 수행해야 한다.

본 연구에서는 LNG탱크용량 및 LNG조성비에 따른 LNG탱크 내 물성치의 거동을 분석하였다. 최근 X-DF 엔진 탑재 선박에 대한 발주량 증가에 따라 앞선 2.2절에서 기술한 중압 X-DF 엔진 연료공급시스템에 대한 연료가스 조건을 만족하는 정상상태 또는 정적상태(Steady State)에서의 모델링을 수행하였다. 또한, 동적상태(Dynamic)모델링을 통해 실제 운전 시 엔진으로 공급되어지는 연료가스사양(Fuel Gas Specification)을 만족하는지 운전거동을 분석하였다. 특히, 본 연구목적인 LNG탱크 내부에서 일어나는 LNG연료의 에이징(LNG Ageing)현상을 분석해봄으로써 장기간 운전 시 발생될 수 있는 연료가스의 적합성을 판별해 볼 수 있었다.

### 3.3.1 Case study 1 : Lean LNG Case with 2,000 m<sup>3</sup> LNG Tank

앞선 2.2절에서 기술한 메탄조성비 95.0 mol% 이상의 Lean LNG는 일반적으로 장기간 운전 시 LNG탱크의 LNG연료를 모두 소진하더라도 LNG 에이징현상이 발생되지 않아 탱크내의 LNG를 연료로써 모두 활용할 수 있을 뿐만 아니라, 각 회전기기의 유량성능을 모두 충족할 수 있는 이상적인 물성치이다. 하지만 상기 Lean LNG조성은 순수 메탄 LNG와 거의 근접하며, 이를 세계 각 터미널에서 해당 LNG조성을 맞추는 것은 별도의 정제설비 없이는 사실상 불가능하다. 따라서, 본 연구에서는 Lean Case 연구를 위해 메탄 함유량 90 mol%의 LNG연료에 대한 탱크내부에서 일어나는 LNG 에이징현상에 대한 분석을 수행하였다.

LNG조성은 각 터미널에 따라 다양하며 일반적으로 선박의 운항경로에 따라 공급받는 LNG조성을 예측할 수 있다. 이와 함께 동적모사를 통해 각 대표 조성에 따른 LNG 에이징현상을 살펴보고자 하며, 앞서 기술하였듯이 95 mol% 이상의 Lean LNG는 터미널에서 공급이 불가능해 가깝기 때문에 본 동적모사의 Lean LNG조성에 대한 조건을 Table 3.1과 같이 설정하였다.

Table 3.2 LNG in Stream Composition for "Lean Case Dynamic Simulation"

Component	mol (%)
Methane	90.86
Ethane	6.76
Propane	1.62
i-Butane	0.48
n-Butane	0.25
i-Pentane	0.00
n-Pentane	0.00
Nitrogen	0.02

Table 3.2의 Lean LNG조성에 따른 주요 동적거동은 Fig. 3.1 과 같다. 메탄 함유량 90 mol% 급 Lean LNG조성을 지니는 연료공급시스템은 경과시간에 따라 비교적 안정적인 공급임을 확인 할 수 있다. Fig. 3.1 의 엔진에서 요구되어지는 연료가스 공급유량은 탱크내에서 발생하는 증발가스(BOG) 유량에 따라 중질탄화수소분리기 상부의 메탄 증기(Vapor)의 유량과 함께 제어된다. 이와 함께 연료가스 공급압력은 압력제어밸브를 통해 공급압 설정값 17.0 barA(Absolute Pressure)를 충족시킨다.

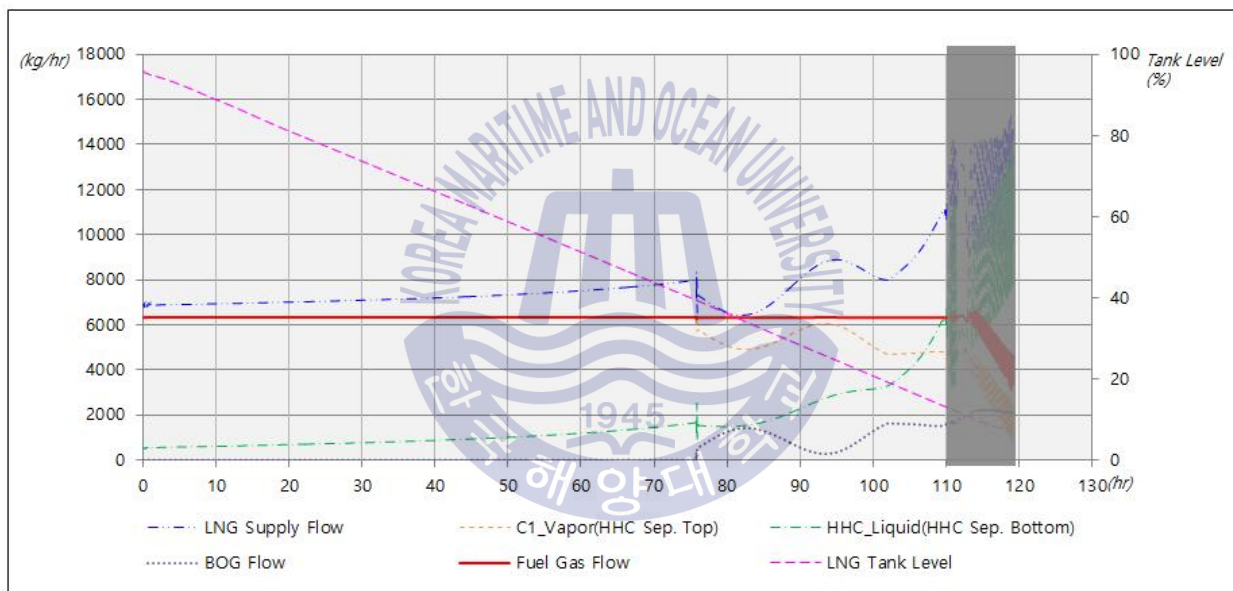


Fig. 3.4 Dynamic Simulation Results for 2K Lean Case

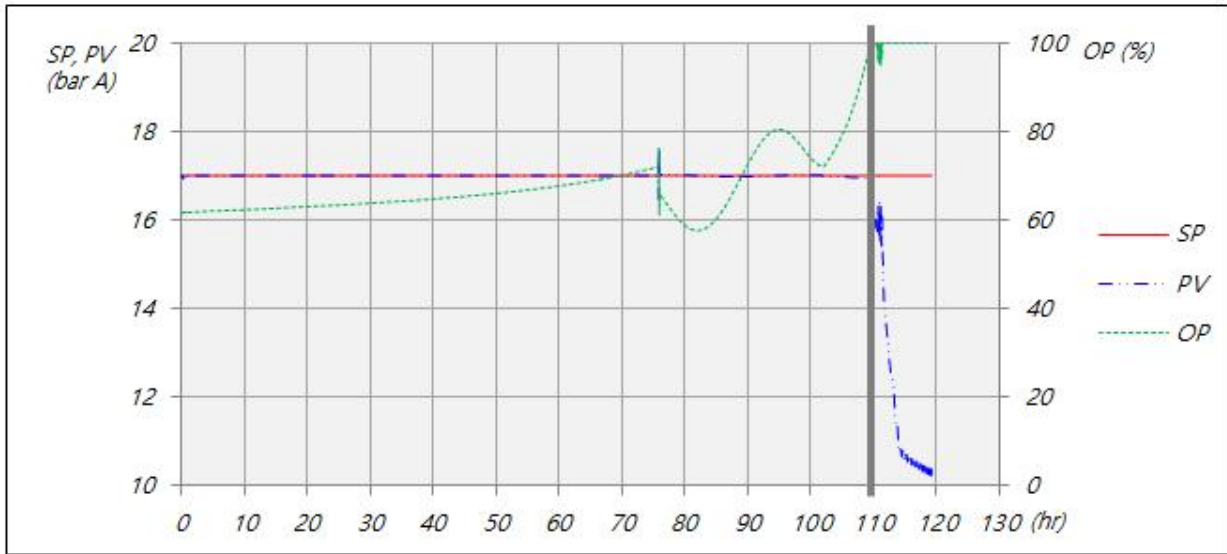


Fig. 3.5 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP, 17.0 barA

Fig. 3.1과 Fig. 3.2에서 확인할 수 있듯이 LNG탱크레벨(Level), 즉 연료공급 시스템의 운전이 시작됨에 따라 중질탄화수소분리기를 통해 중질탄화수소성분이 LNG탱크로 회수되어짐과 동시에 LNG 에이징현상이 발생되어지고, 이에 따라 Figs. 3.3, 3.4, 3.5, 3.6과 같이 탱크내부 LNG조성이 Rich하게 변함에 따라 탱크 내 LNG밀도가 급격히 증가하게 된다. 밀도 증가로 인한 공급되는 LNG의 물성변화는 곧 LNG공급펌프(LNG Feed Pump) 성능의 한계치에 다다르게 하며, Fig. 3.5와 같이 연료가스 공급압(PV값)이 현저하게 떨어지는 결과를 초래하게 된다. 결론적으로 연료공급시스템운전에 따라 LNG탱크 내 LNG물성치가 Rich하게 변하게 되는 에이징현상(LNG Ageing)으로 인해 연료가스요구사항을 만족하지 못할 뿐만 아니라 연료가스로써 공급이 불가능해짐을 알 수 있다.

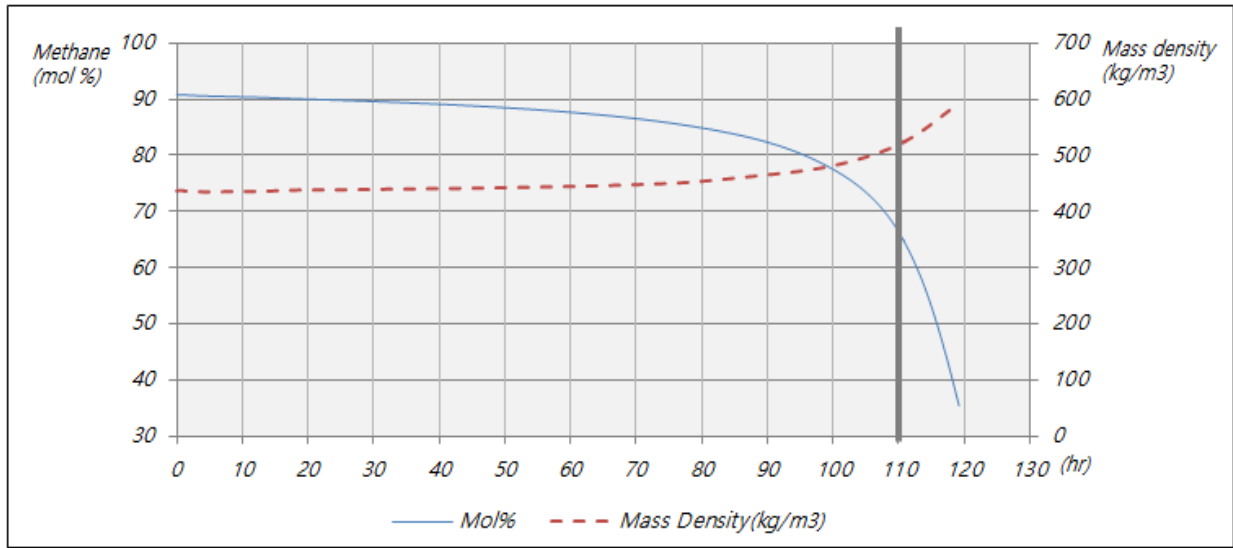


Fig. 3.6 Aged Methane mol % and LNG Mass Density in LNG Tank

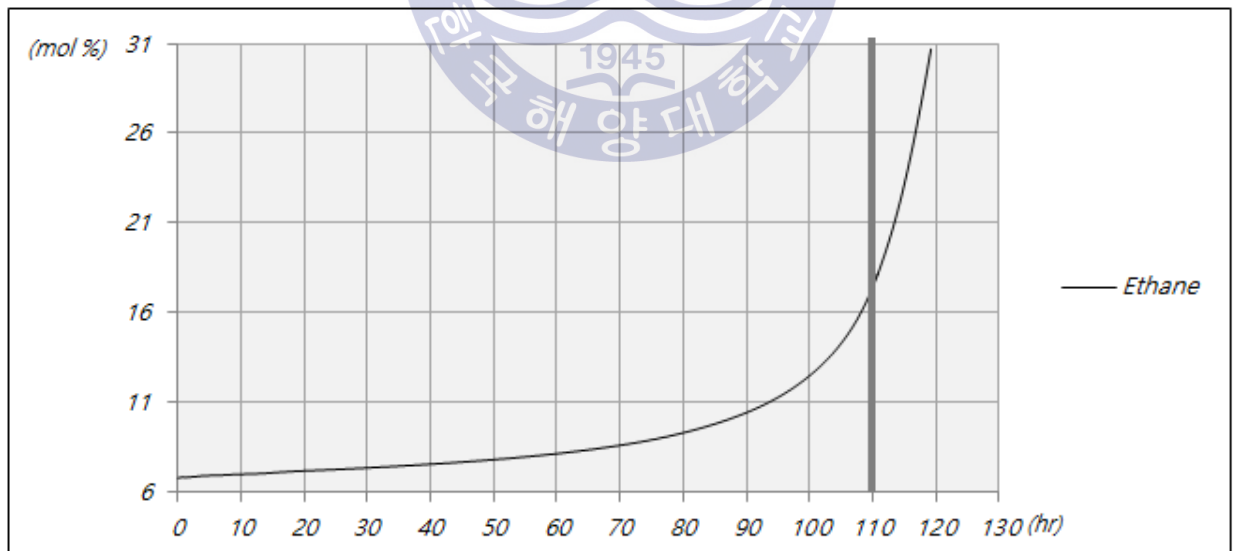


Fig. 3.7 Aged Ethane mol % in LNG Tank

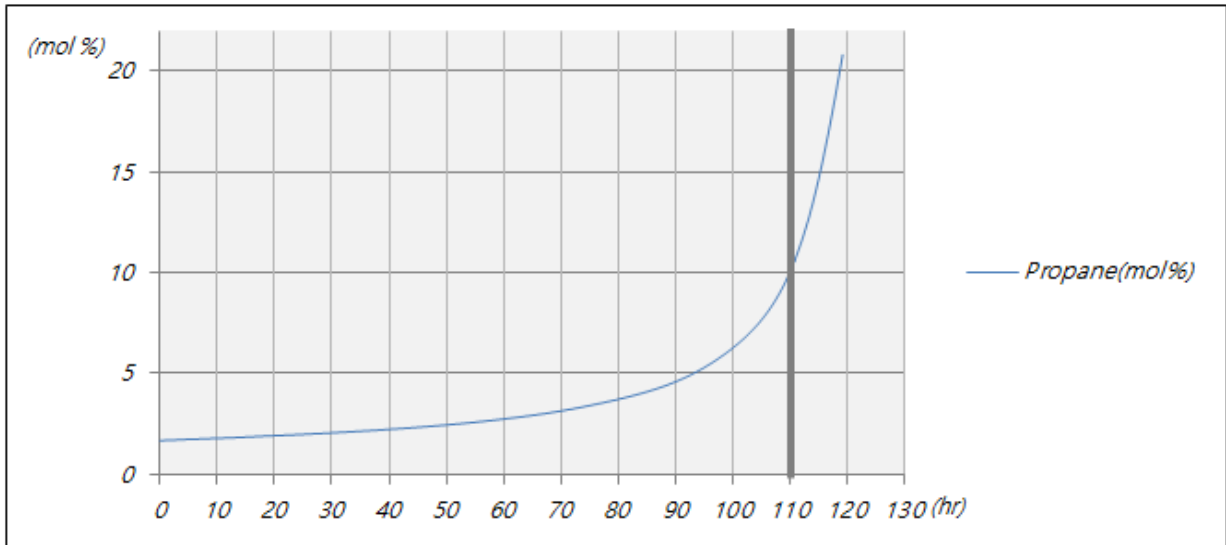


Fig. 3.8 Aged Propane mol % in LNG Tank

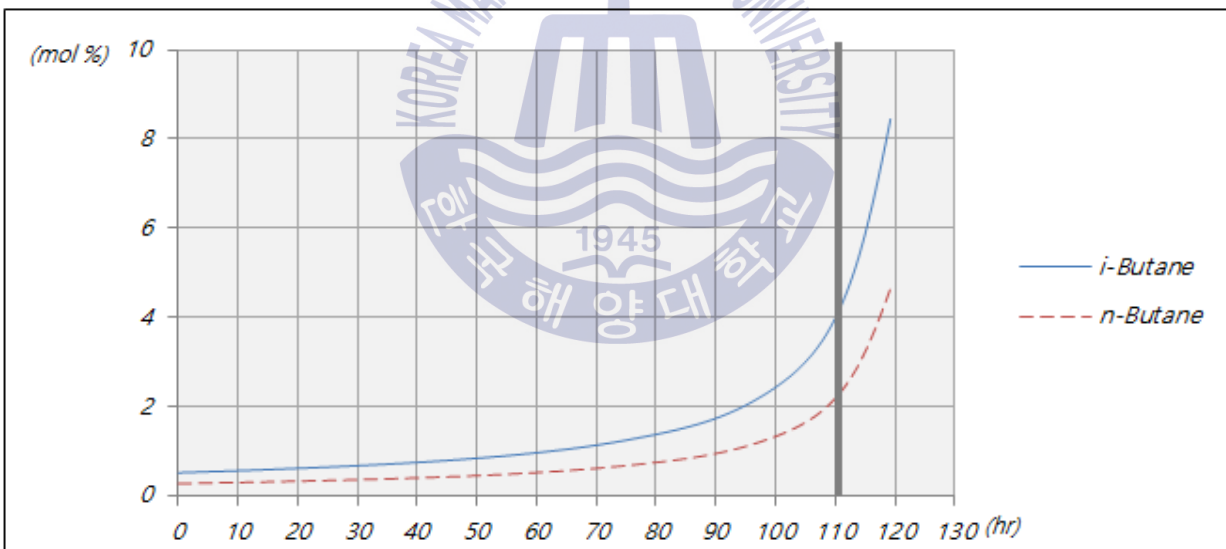


Fig. 3.9 Aged i-butane and n-butane mol % in LNG Tank

시간 경과에 따라 중질탄화수소분리기를 통해 중질탄화수소성분이 회수되어 짐으로써 탱크에 저장되어진 LNG의 C3+ 성분들의 비중이 증가함을 알 수 있었다. 이에 따라, Fig 3.6에서와 같이 LNG밀도의 증가는 펌프최대유량(Maximum Capacity)에 영향을 미치게 되고, 이는 요구되어진 유량조건을 충족시키기 위해 토출압이 상대적으로 감소하는 결과를 초래함을 알 수 있다.

### 3.3.2 Case study 2 : Rich LNG Case with 2,000 m<sup>3</sup> LNG Tank

본 절에서는 메탄 80 mol% 수준의 중질탄화수소성분이 다량 포함된 Rich LNG Case의 LNG 에이징현상 거동을 동적모사(Dynamic Simulation)을 통해 살펴보고자 한다. Rich LNG Case의 조성은 Table 3.2와 같다. 표에서도 살펴볼 수 있듯이 에탄(Ethane), 프로판(Propane)이 Lean LNG에 비해 상대적으로 많기 때문에 거동 분석 이전에 LNG 에이징현상이 더 활발히 이루어질 수 있음을 짐작해 볼 수 있다.

Table 3.3 LNG in Stream Composition for "Rich Case Dynamic Simulation"

Component	mol(%)
Methane	81.82
Ethane	16.16
Propane	1.52
i-Butane	0.20
n-Butane	0.20
i-Pentane	0.00
n-Pentane	0.00
Nitrogen	0.10

Table 3.3의 Rich LNG Case의 거동은 Lean LNG Case와 마찬가지로 초기경계조건(Intial Boundary Condition)을 같게 설정하였으며, 연료가스 요구조건 또한 17.0 barA 조건으로 비교를 하고자 한다. LNG의 물성치에 따라 Lean Case와 달리 주요 장비 사양이 일부 변경될 수도 있지만 그 구성은 다름이 없다. Rich LNG Case의 주요 동적거동은 다음과 같다.



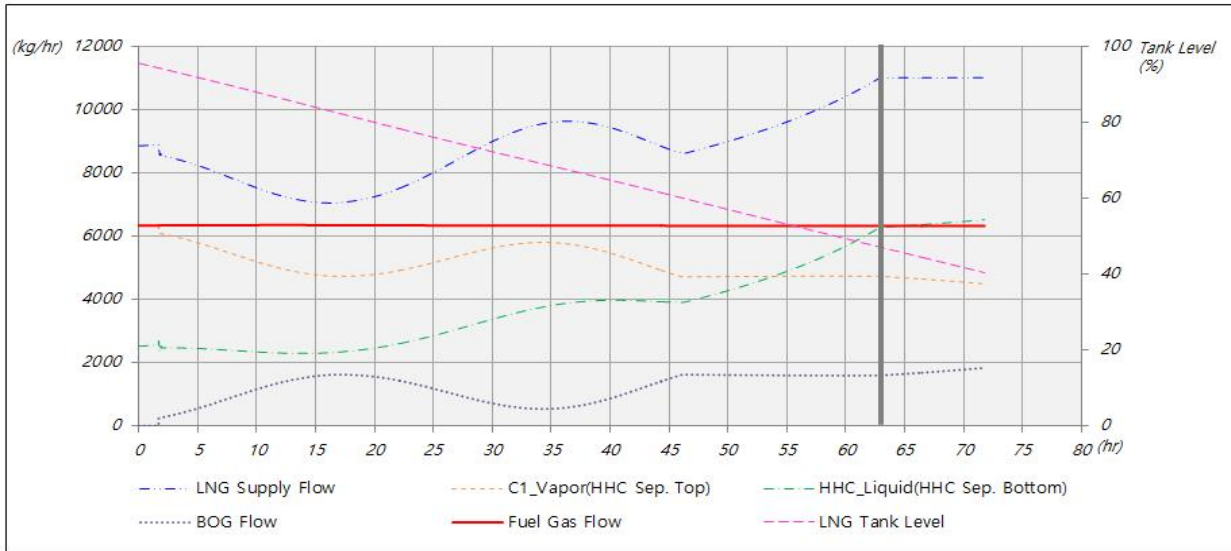


Fig. 3.10 Dynamic Simulation Results for 2K Rich Case

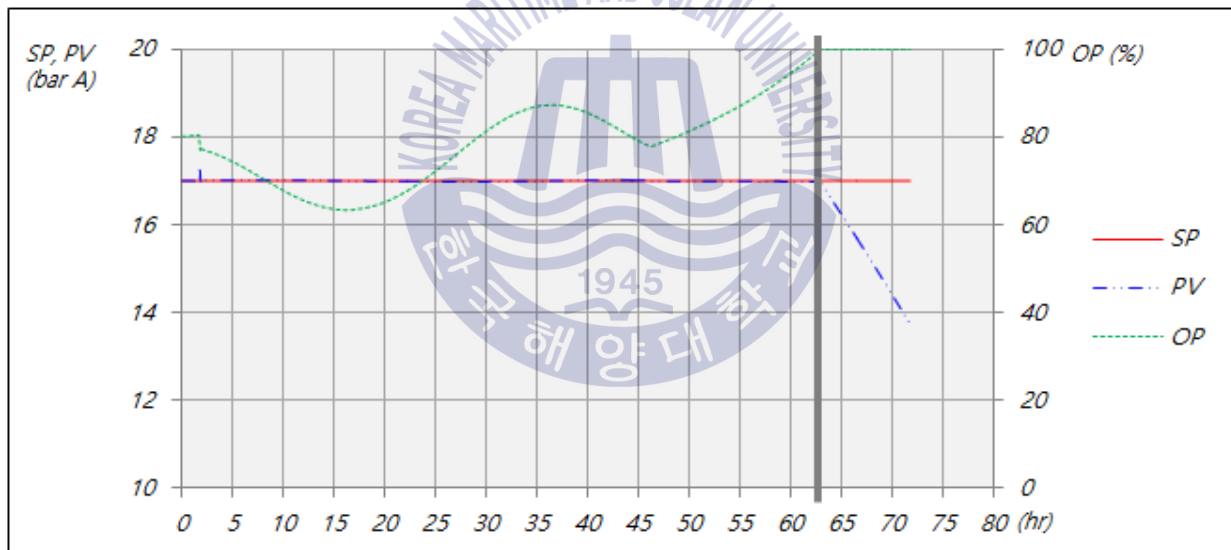


Fig. 3.11 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP, 17.0 barA

Fig 3.10에서와 같이 중질탄화수소분리기 하부로 재순환 되는 중질탄화수소성분이 시간의 경과에 따라 급격히 증가하게 되고, 이에 따라 Lean LNG Case 와 마찬가지로 Fig 3.11 과 같이 탱크 내의 LNG 에이징현상으로 인해 연료가스압력이 급격히 떨어짐을 알 수 있다. 더불어, Lean LNG Case에 비해 기본 LNG조성에 C3+ 성분이 많기 때문에 LNG 에이징속도가 빠르게 이루어짐을 확인하였다.

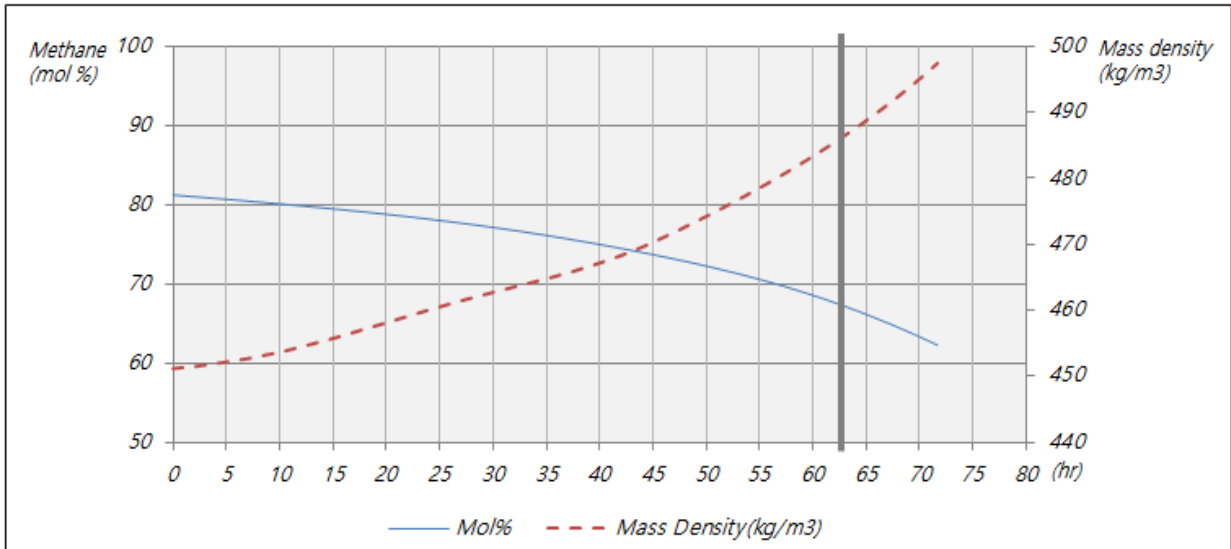


Fig. 3.12 Aged Methane mol % and LNG Mass Density in Rich LNG Tank

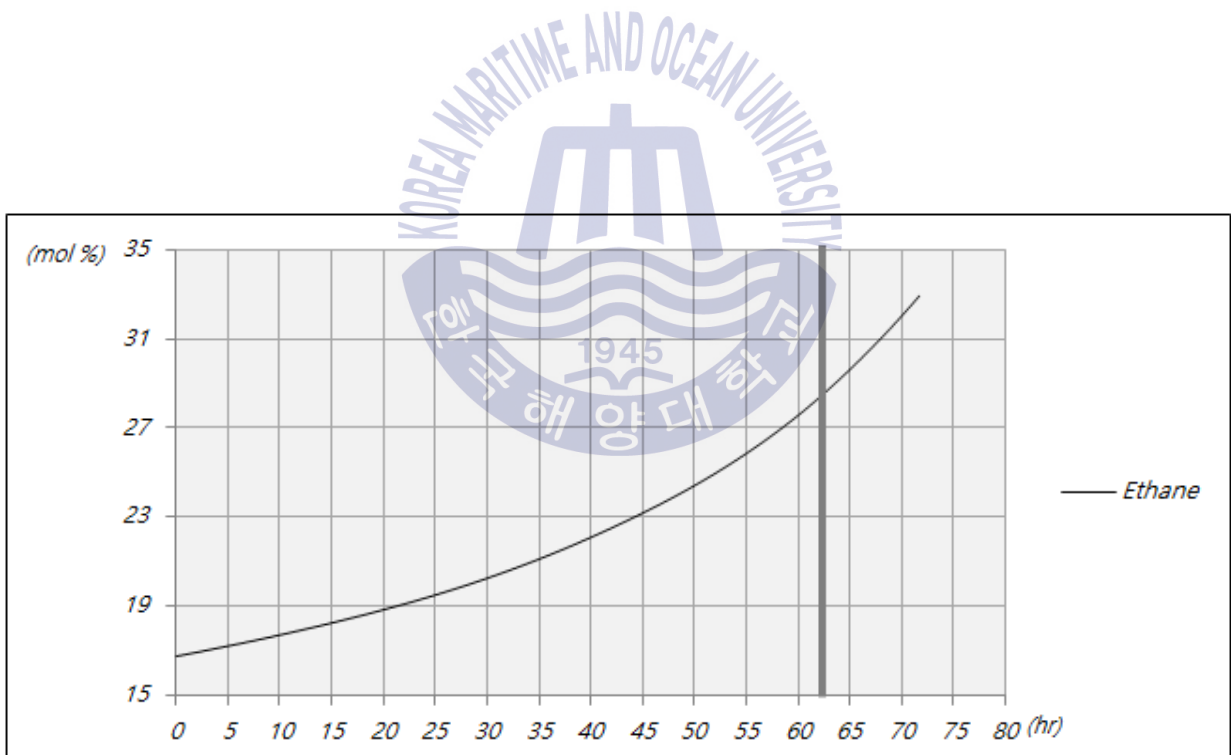


Fig. 3.13 Aged Ethane mol % in Rich LNG Tank

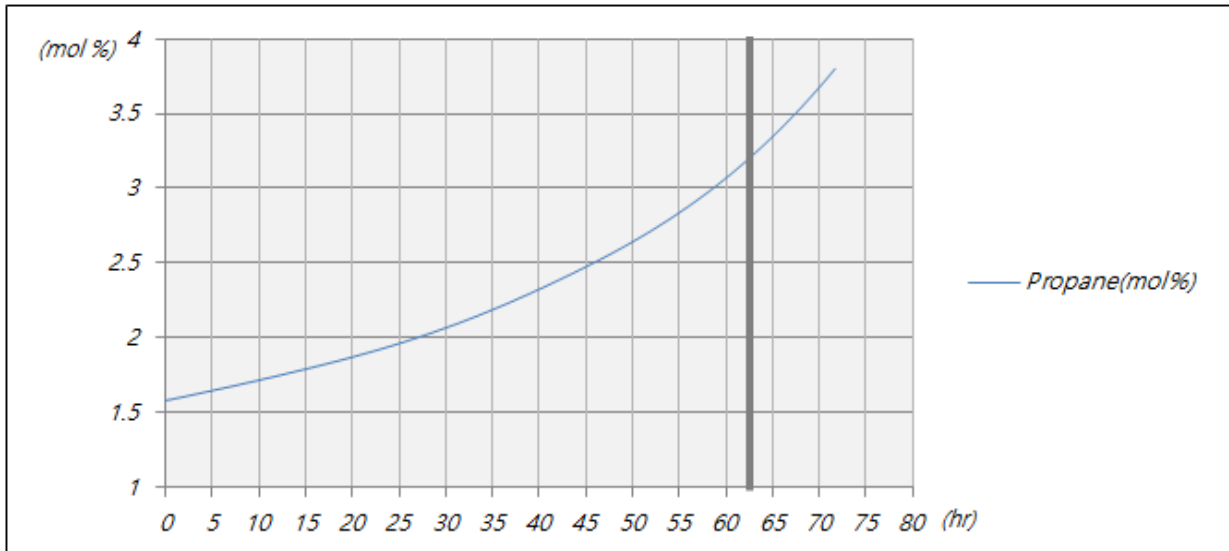


Fig. 3.14 Aged Propane mol % in Rich LNG Tank

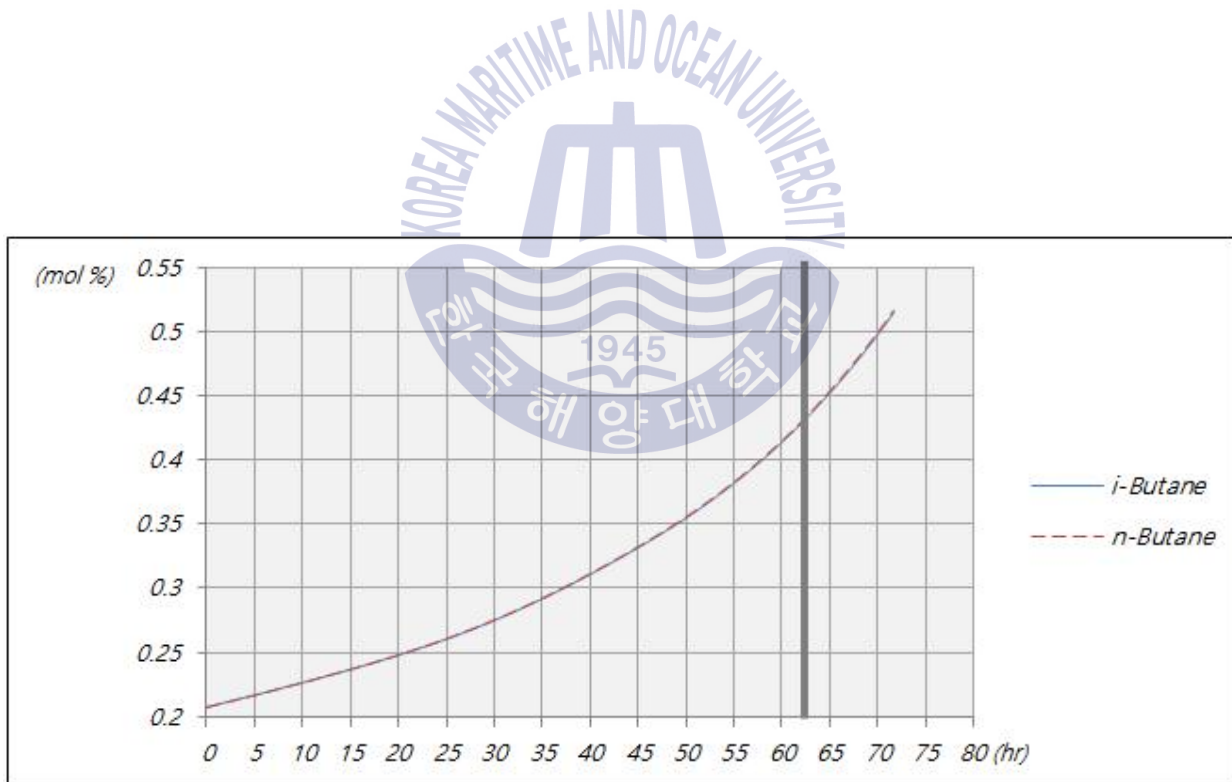


Fig. 3.15 Aged i-butane and n-butane mol % in Rich LNG Tank

### 3.3.3 Case study 3 : Lean LNG Case with 4,000 m<sup>3</sup> LNG Tank

앞서 LNG조성에 따른 LNG 에이징거동을 살펴본 결과, 전체적인 시스템이 운전될 때 시간이 경과할수록 중질탄화수소(HHC)성분의 LNG탱크로의 회수에 따라 탱크 내 LNG의 조성이 변화하여 운전에 영향을 미치는 것을 확인 할 수 있었다. 더불어, 최초에 공급되는 LNG조성에 중질탄화수소성분이 많을수록 에이징속도가 가속화되는 것을 알 수 있었다.

본 절에서는 탱크용적이 2,000 m<sup>3</sup>에서 4,000 m<sup>3</sup> 로 증가할 시 에이징현상의 차이점을 알아보려고 한다. 일반적으로 LNG를 연료로 하는 LNG연료선박은 특정선종으로 국한된 것이 아니기 때문에 각 LNG연료를 저장하는 탱크용적도 다양하다. 항로와 항속, 항해거리에 따라 적정 출력을 만족하는 엔진이 정해지고, 이 엔진의 기술적 데이터(Data)에 의해 필요 연료량이 산정된다. 필요 연료량은 곧 탱크의 크기를 결정짓고 탱크용적에 따라 연료가스공급시스템의 용량도 정해지기 때문에 결국 탱크에 저장되어진 연료량이 중요한 변수로 존재하게 된다. 앞서 LNG조성이 세계의 각 터미널에 따라 다르다는 점을 언급한 바 있다. LNG조성도 앞선 절의 연구결과와 같이 중요한 변수인 점은 분명하나, 본 절에서 연구하고자 하는 탱크용적 또한 항해일정에 따른 LNG 에이징현상을 예측하여 분석할 수 있는 중요한 변수이다.

앞선 Case Study 1(2,000 m<sup>3</sup> Lean LNG Case)에서도 살펴보았듯이 메탄에 비해 중질탄화수소성분이 작다면 Tank 내에서 LNG 에이징현상이 발생하는 속도는 저감하게 된다. Fig 3.16에서는 4,000 m<sup>3</sup> 탱크 내에 저장되어진 Lean LNG의 에이징거동을 살펴볼 수 있듯이 2,000 m<sup>3</sup> LNG탱크에 비해 에이징속도가 상당히 늦게 발생되며 탱크레벨이 약 18%, 즉 탱크 내 LNG를 대부분 연료로써 활용하더라도 연료공급압력조건을 충족할 수 있음을 알 수 있다.

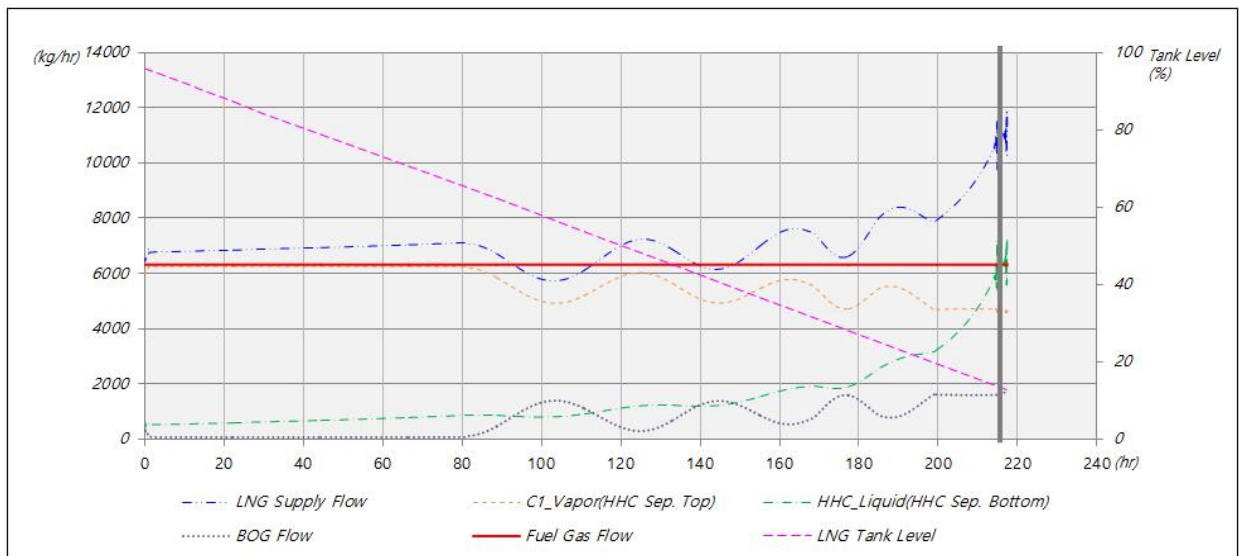


Fig. 3.16 Dynamic Simulation Results for 4K Lean Case

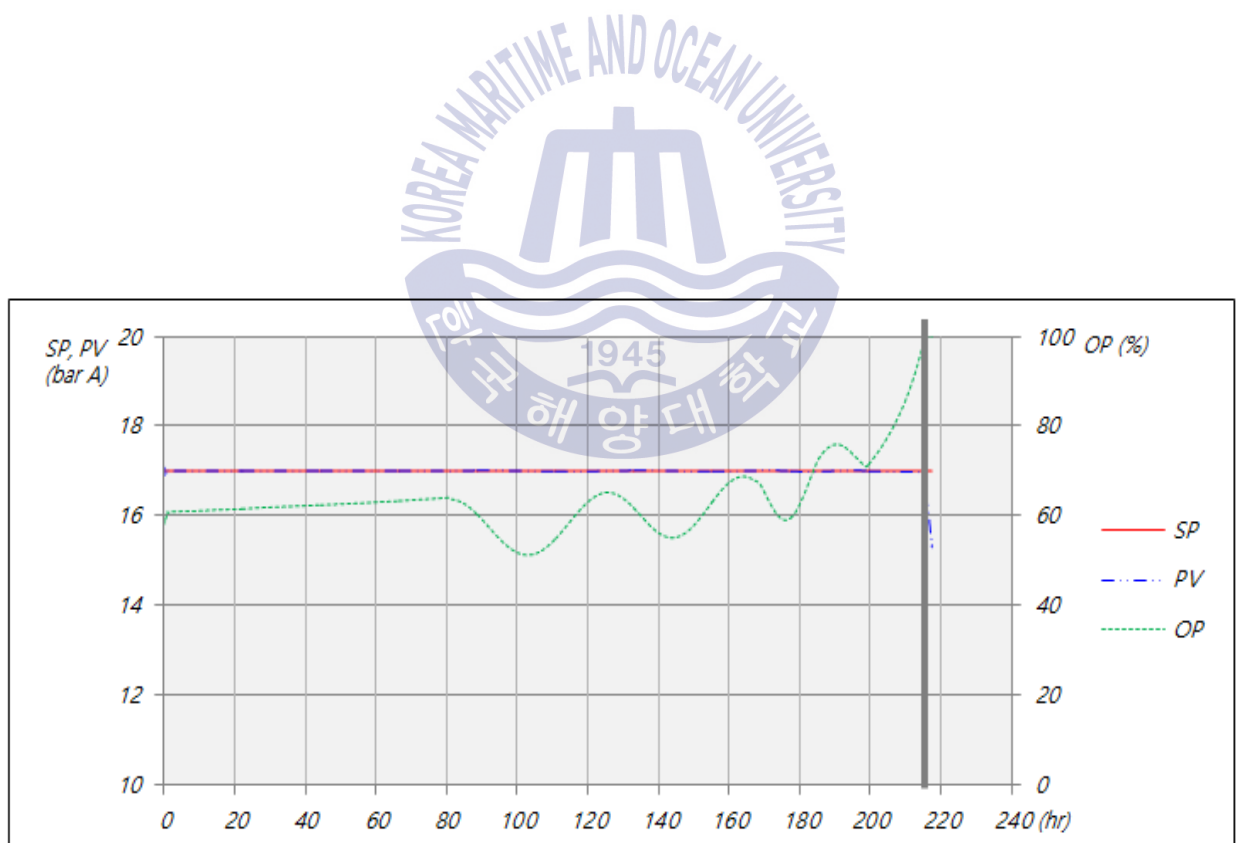


Fig. 3.17 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP, 17.0 barA for 4K Tank

이는 탱크에 저장되는 용적이 2,000 m<sup>3</sup>에 비해 월등히 많기 때문에 Fig 3.18에 보이는 바와 같이 같은 조성의 Lean LNG조성이라도 밀도의 변화가 크지 않아 회전 기기의 최대용량(Maximum Capacity)을 오랜 시간 충족할 수 있음을 알 수 있다.

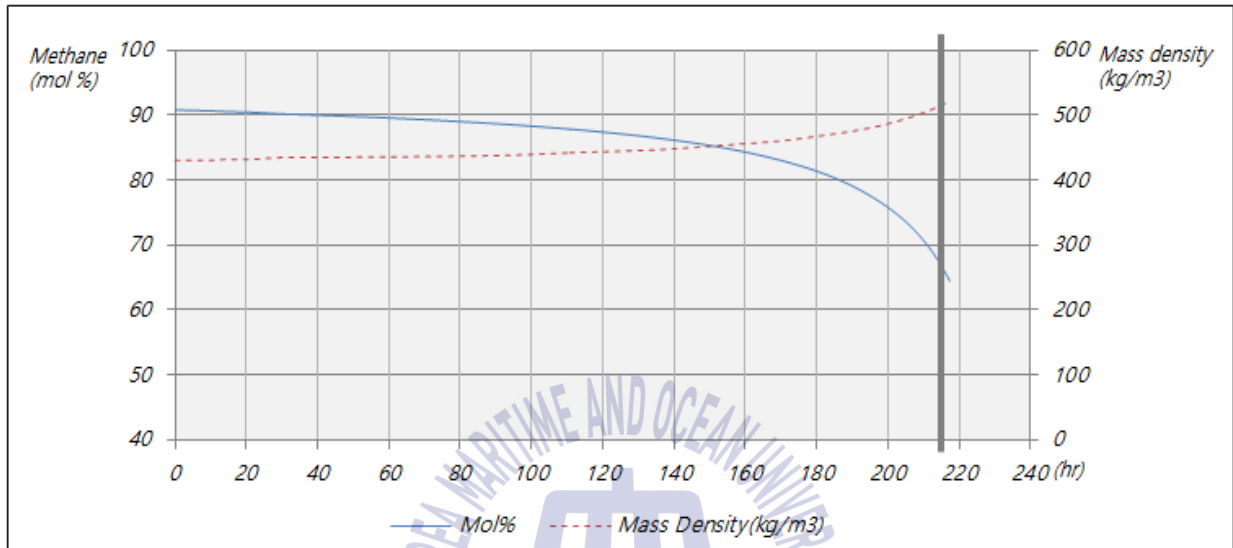


Fig. 3.18 Aged Methane mol % and LNG Mass Density in Lean LNG 4K Tank

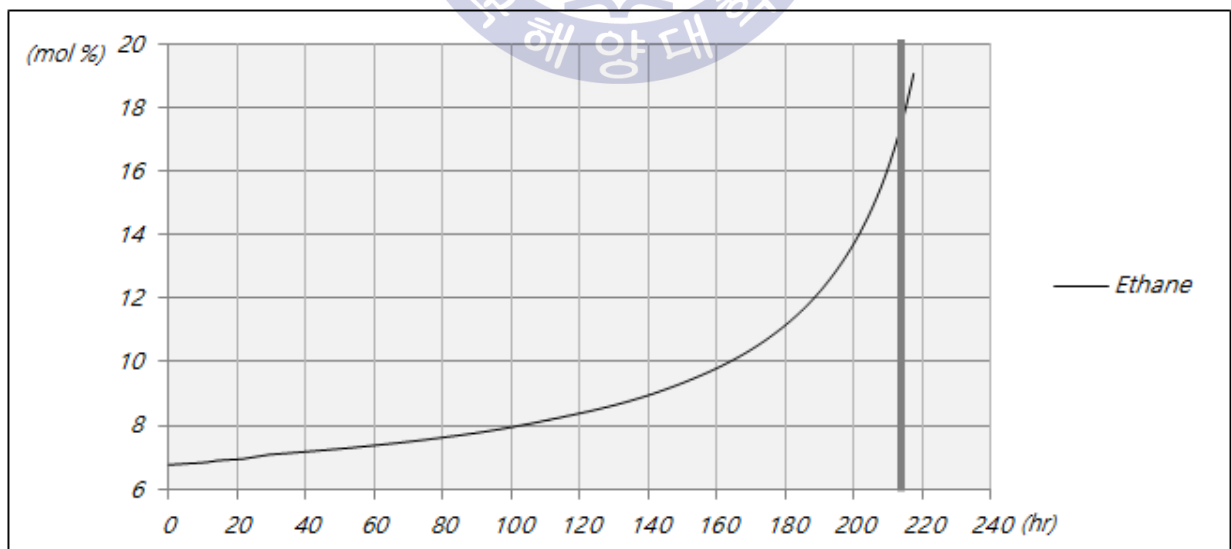


Fig. 3.19 Aged Ethane mol % in Lean LNG 4K Tank

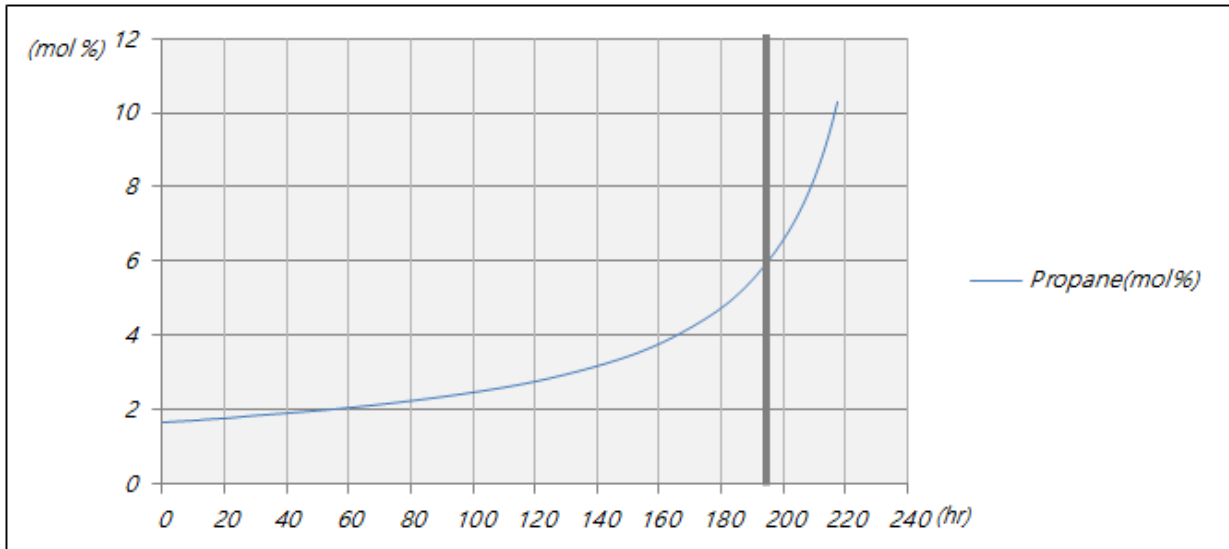


Fig. 3.20 Aged Propane mol % in Lean LNG 4K Tank

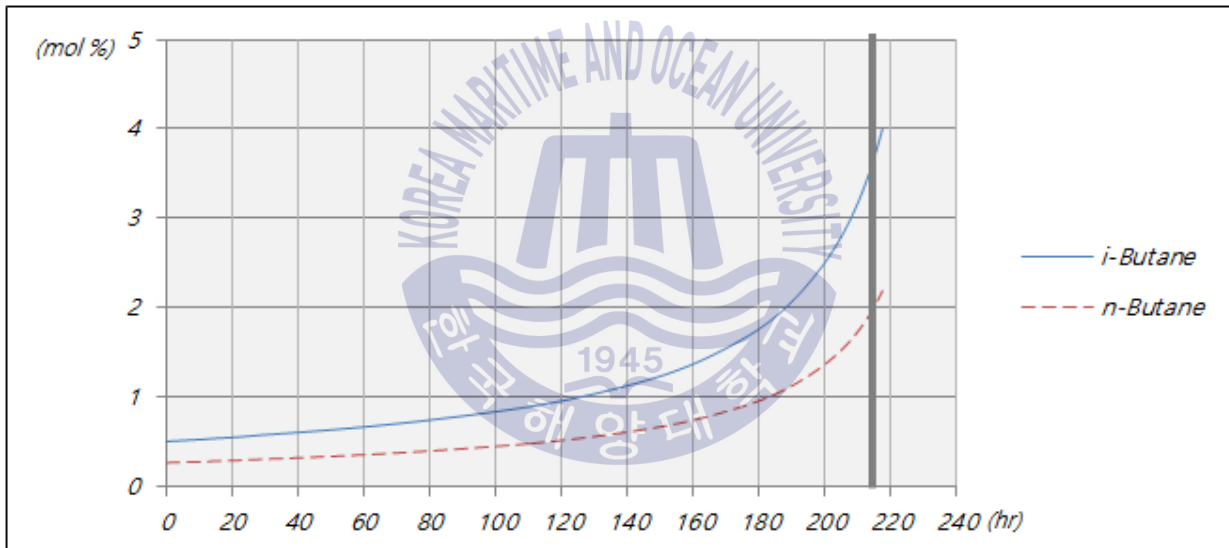


Fig. 3.21 Aged i-butane and n-butane mol % in Lean LNG 4K Tank

2,000 m<sup>3</sup> Lean LNG탱크의 LNG 에이징거동과 마찬가지로 시간경과에 따라 중질탄화수소성분이 증가하게 되고 그 결과 공급되는 LNG의 물성치변화로 인해 회전기기의 토출압을 충족시키지 못하는 점을 확인할 수 있다. 다만, 탱크용적이 증가함으로 에이징속도가 현저히 감소하게 되고, 이를 바탕으로 운항거리와 연료공급시스템의 가스모드(Gas Mode) 지속시간 등을 예측할 수 있었다. 또한 Lean Case는 2,000 m<sup>3</sup>와 동일하게 탱크 내 대부분의 LNG를 연료로 연속운전이 가능하다는 점을 알 수 있었다.



### 3.3.4 Case study 4 : Rich LNG Case with 4,000 m<sup>3</sup> LNG Tank

LNG조성, 탱크용적에 따라 경과시간이 흐를수록 탱크 내 LNG조성이 보다 Rich해지고 물성치변화로 인해 연료가스공급시스템에 영향을 야기한다는 점을 알 수 있었다. 즉, LNG 에이징이 탱크 내에서 발생하는 것은 LNG추진선의 운용에 고민거리가 될 것이다. 본 절에서는 중질탄화수소성분이 다량 포함된 Rich LNG의 4,000 m<sup>3</sup> 탱크에서의 LNG 에이징현상의 거동을 살펴본다. 앞선 절들의 연구결과와 같이 탱크용적이 증가하더라도 LNG 에이징현상은 발생하게 되고 그 경과시간만의 차이점이 있다는 점을 예측해 볼 수 있다.

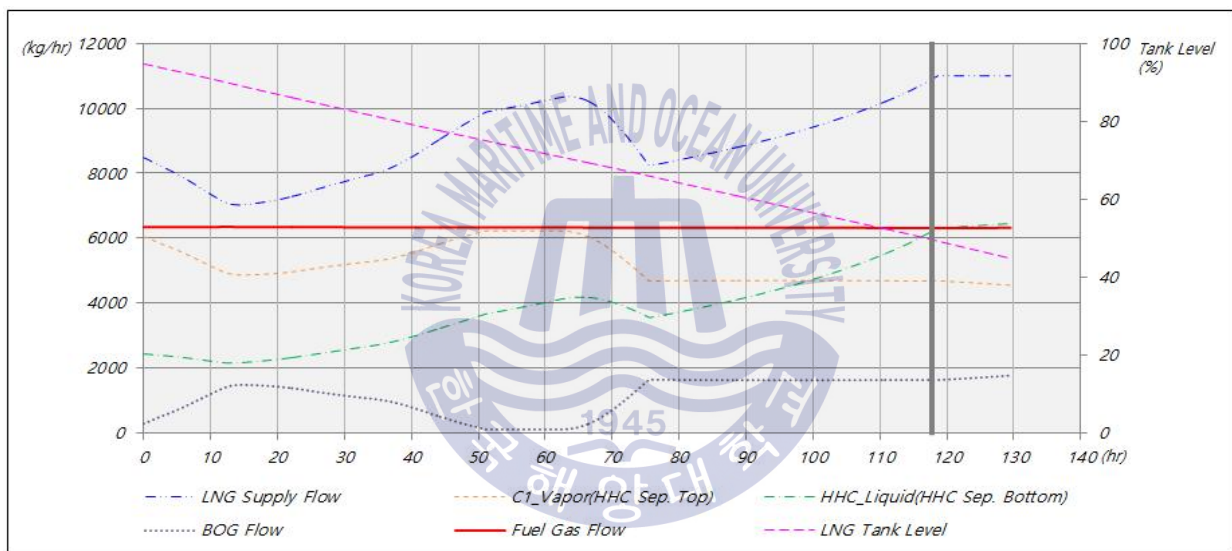


Fig. 3.22 Dynamic Simulation Results for 4K Rich Case

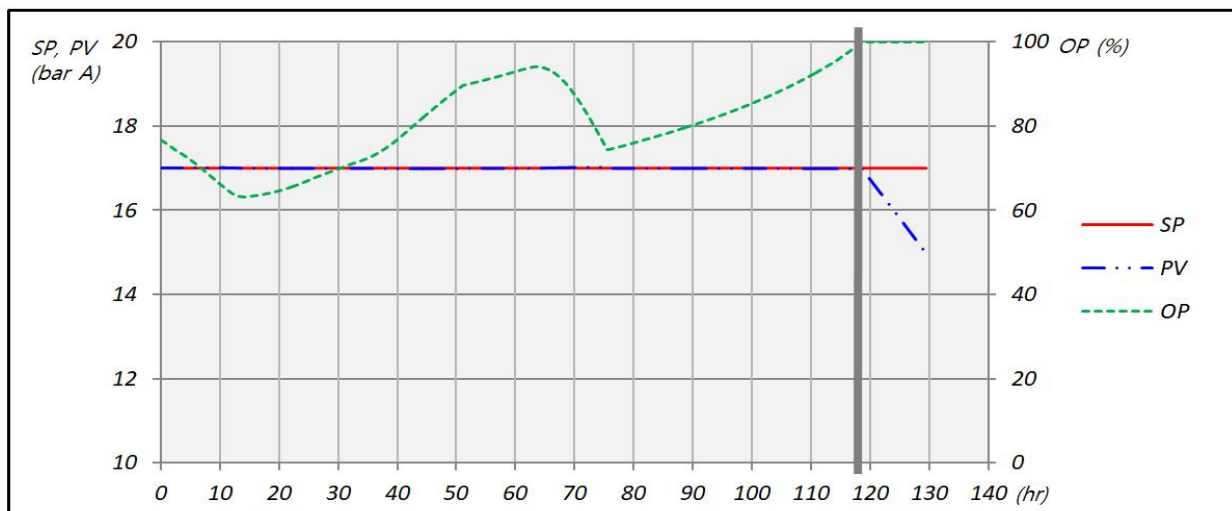


Fig. 3.23 Fuel Gas Pressure Control by PIC-105 SP, 17.0 barA for 4K Rich Case

Fig 3.22과 Fig 3.23에서 살펴 볼 수 있듯이 경과시간이 흐름에 따라 LNG 에이징현상에 의해 연료가스 공급압력을 충족하지 못하게 되었다. 다만, Lean Case와는 달리 초기공급LNG조성이 중질탄화수소성분을 다량 함유하고 있기 때문에 에이징속도가 빠르게 진행되어 LNG탱크레벨이 약 49%에서 연료가스 공급시스템을 운용하지 못하게 된다. 앞서 Lean Case의 경우 약 18%, 즉 대부분의 LNG를 연료로써 활용할 수 있었던 점과 대조적임을 알 수 있다. 또한, 2,000 m<sup>3</sup> 탱크 용적에 비해 LNG 에이징속도가 더딘 점을 확인하였다.

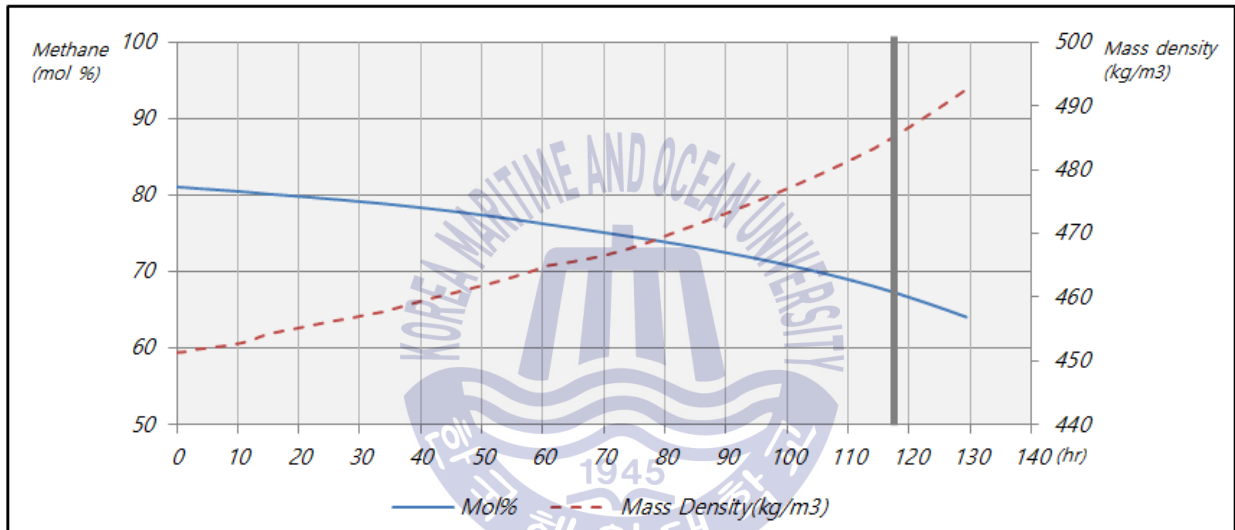


Fig. 3.24 Aged Methane mol % and LNG Mass Density in Rich LNG 4K Tank

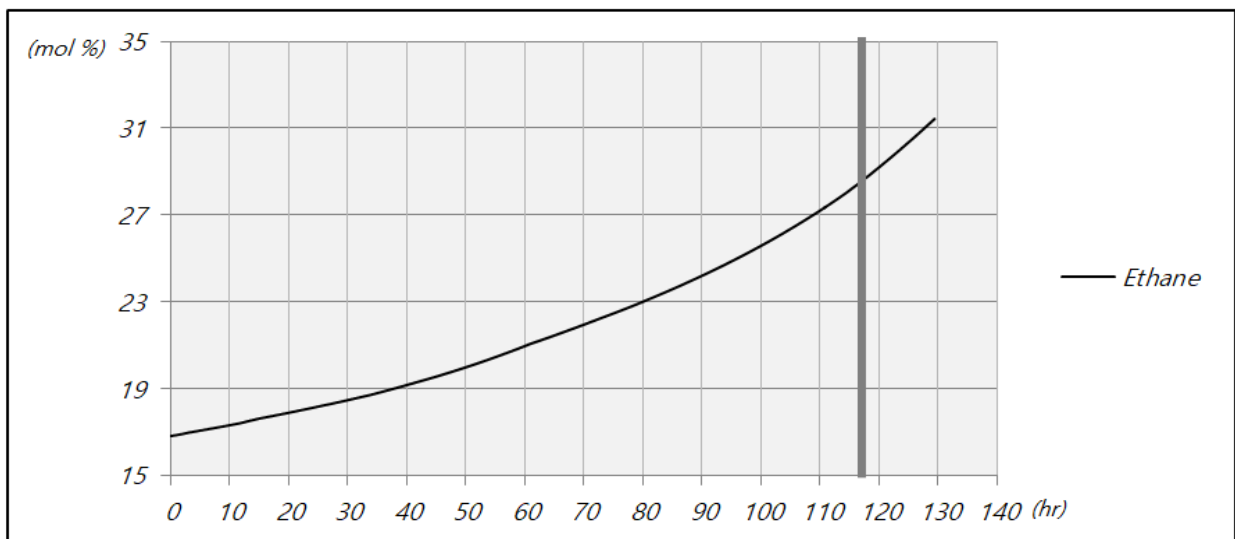


Fig. 3.25 Aged Ethane mol % in Rich LNG 4K Tank

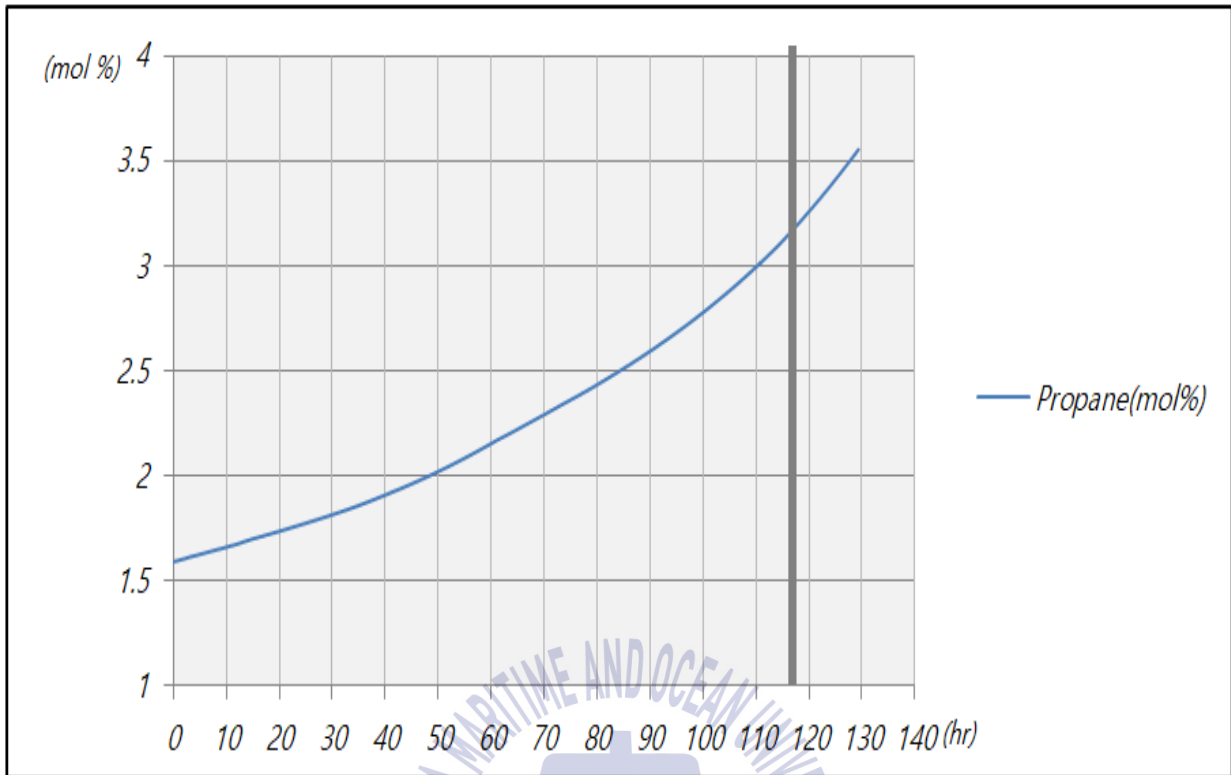


Fig. 3.26 Aged Propane mol % in Rich LNG 4K Tank

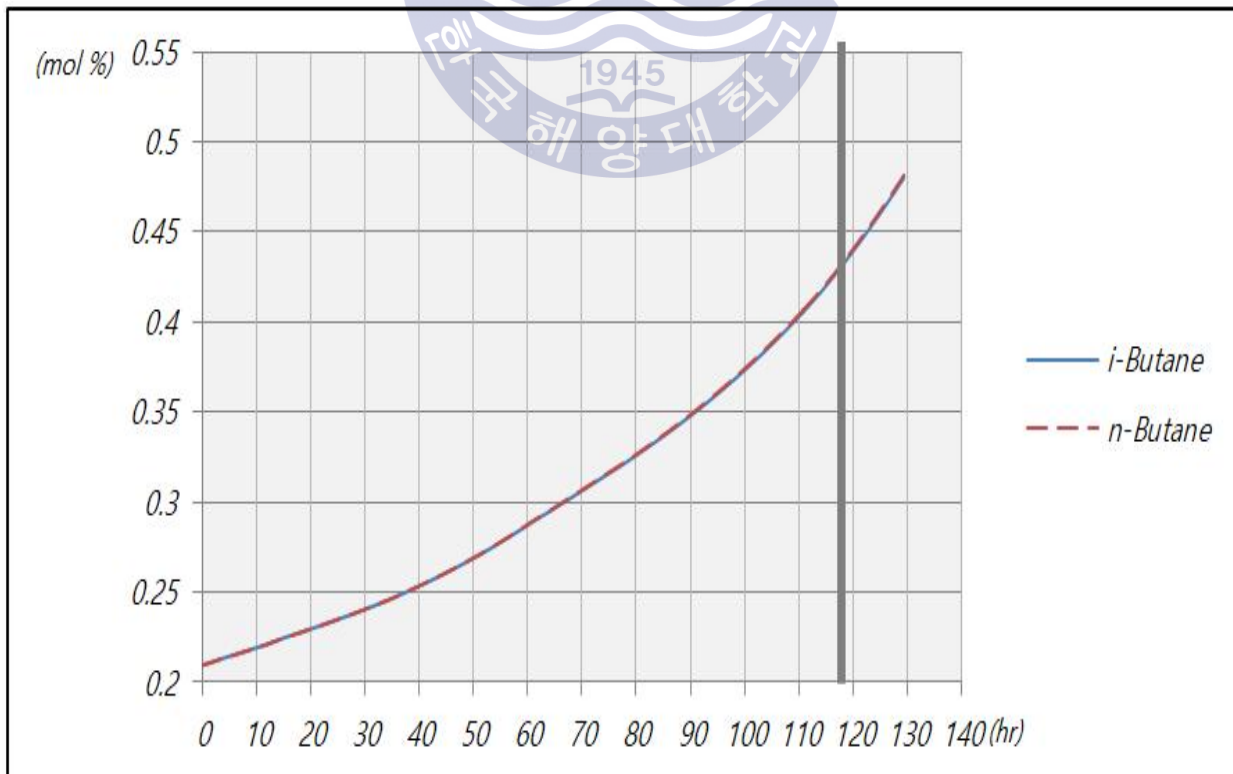


Fig. 3.27 Aged i-butane and n-butane mol % in Rich LNG 4K Tank

## 제 4 장 결론 및 고찰

본 논문을 바탕으로 LNG 연료추진선박 중 중압연료가스를 사용하는 오토사이클(Otto Cycle) 엔진의 노킹(Knocking) 방지를 위해서 메탄가(MN)를 제어 할 경우, LNG조성이 시간에 따라 어떻게 변하는지를 확인 할 수 있었다. 과거 LNG연료선박의 동향은 고압연료가스를 사용하는 ME-GI 엔진이 LFS에 사용되고 있었지만, 300 barg 이상의 높은 압력을 요구하는 부담감으로 인해 현재의 추세는 DFDE 또는 X-DF 엔진이 선주들에게 선택되어지고 있다. 이와 같은 흐름은 본 연구결과를 통하여 도출한 다음과 같은 결과를 통해 연료가스공급시스템의 설계자들이 고려해야하는 점들을 정리 할 수 있으며, 향후 X-DF 엔진이 탑재된 가스추진선박의 참고자료로 활용되어질 것이다.

### 1. 공급 LNG(loading LNG) 조성의 변화

가스연료추진선박의 연료로 사용되어지는 LNG는 실질적으로 수급터미널(Receiving Terminal)에서 공급되어지기 때문에 인수기지에서 공급되는 LNG의 조성에 대한 정보(Information)가 필요하며, 가능하면 메탄가가 엔진제작사에서 요구하는 값보다 높은 값을 유지하도록 하여야 한다.

앞절에서 연구한 각각의 Case에서 엔진에서 요구하는 압력17 barA 기준으로 연료가스공급시스템의 가스압력을 제어하는 운전조건과 시점을 고려하면 아래의 표와 같이 정리 할 수 있다. 즉 아래의 결과대로, Lean/Rich Case에 따라 어느 정도의 LNG는 LNG 연료를 사용하는 선박에서 탱크내부에 저장된 일부 또는 중간수위의 LNG는 조성비가 비약적으로 무거워져 연료공급시스템에서 처리하지 못하고 그대로 남겨야 하는 상황이 발생할 수 있는 것을 확인 할 수 있다.

Table 4.1 Operation Durable Time and Remained LNG Level in Tank for Each Case

CASE	OPERATION DURABLE TIME	LNG DENSITY	METHANE(C1) mol %	REMAINED LNG LEVEL IN THE TANK
Case 1, Lean LNG 2K Tank	about 395,000 sec(110hr)	523kg/m <sup>3</sup>	about 65%	13%
Case 2, Lean LNG 4K Tank	about 790,000 sec(219hr)	523kg/m <sup>3</sup>	about 65%	13%
Case 3, Rich LNG 2K Tank	about 225,000 sec(63hr)	485kg/m <sup>3</sup>	about 65%	47%
Case 4, Rich LNG 4K Tank	about 427,000 sec((118hr)	485kg/m <sup>3</sup>	about 65%	40%

## 2. 중압 오토사이클(Otto cycle) 엔진을 가진 LNG연료공급시스템의 설계

본 논문에 언급하였듯이 정상상태에서 메탄가 제어를 위한 설비가 구비된 시스템을 설계할 경우, 시간에 따른 에이징현상(LNG Ageing)으로 인하여 LNG 공급펌프의 설계마진(Design Margin)을 높게 주었다고 하더라도, 결국 LNG탱크 내부 LNG 전량을 사용하지 못하는 경우가 발생하게 된다. 이는 LNG펌프의 기동(Priming)문제, 펌프의 용량문제 등으로 나타나며, 결국에는 LNG기화기의 크기도 그에 맞게 수정되어야 하는 문제 등이 발생 할 수 있다. 이는 결과적으로 연료가스의 압력제어를 하지 못하여 압력강하(Pressure Drop)의 원인이 될 수 있으며, 각 LNG의 조성비에 따라 동적 공정모사의 수행이 요구되어야 한다.

## 3. LNG연료추진선의 LNG 에이징현상에 대한 대책

LNG를 연료로 하는 엔진을 가진 선박의 경우, 선종에 따라 선박의 운항 조건의 차이가 크다. 예를 들어 컨테이너운반선의 경우 정기선으로 주기관(Main Engine)의 운용율이 상대적으로 벌크선보다 높아 LNG조성비의 변화가 작을 수도 있고, Rich LNG를 사용할 경우 조성비가 급격하게 변할 수 있어 큰 문제가 될

수도 있다.

이와 같은 이유로, 분리된 중질탄화수소를 탱크로 되돌리지 않고, 독립적으로 저장하는 탱크를 설치하여 해결 할 수도 있다. 그러나 이와 같은 방법은 비용적인 문제로 인하여 선호되지 않으므로, 메탄가에 자유로운 기관인 이중연료 보일러(Duel Fuel Boiler)의 연료로 사용하는 방법이 있을 수 있다.

또한 LNG 병커링(Bunkering)시에 LNG조성비에 대한 관리가 선행되어야 할 것이다.



## 참고문헌

정진원, 2018. LNG 추진 선박의 HAZID 사례를 통한 연료공급 시스템의 위험성 분석에 관한 연구.

Aspen HYSYS V7.3, *User Guide for Dynamic*.

Benito, A., 2012. *Accurate Determination of LNG Quality Unloaded in Receiving Terminals : An Innovative Approach*, Pagina 1 de 23.

Brithish Petrol and International Gas Union, *Guidbook to Gas interchangeability and Gas Quality*, available at <http://www.igu.org/igu-publication/>, [accessed 8 March 2017]

Glomski, P. and Michalski, R., 2011. *Problems with Determination of Evaporation Rated and Properties of Boil-off Gas on Board LNG carrier*, Journal of Polish CIMAC, 6(1), pp.133~140.

Lee, D.H., Ha, M.K., Kim. S.Y. & Shin, S.C., 2014. *Research of Design Improvement regarding Foundation Technologies for Floating LNG*. Journal of the Society of Naval Architects of Korea, 51(3), pp.220-230.

Sedlaczek, R., 2008. *Boil-off in Large and Small Scale LNG Chains*, Diploma Thesis, Trondheim.



Stroedecke, D., 2015. *Low and high pressure dual fuel technology comparison*. Licensees Conference 2015, Interlaken. [Online] (Updated 8 Sep. 2015) Available at:

<https://www.wingd.com/en/media/papers/dual-fuel-technology-selection-d-stroedecke/> [Accessed 10 Jan. 2018]

Wärtsilä. *Wärtsilä Methane Number Calculator*. [Online] Available at: <https://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/gas-solutions/methane-number-calculator> [Accessed 10 Feb. 2018]



## 감사의 글

대학 졸업 후 약 17 년간의 대우조선에서 근무하면서 다시 학업의 뜻을 품게 되어 시작한 학업 다소 많이 늦었지만 2년 반이라는 시간이 지났습니다. 지난 2년 반이라는 기간 동안 정든 대우조선에서 동화엔텍으로의 전직도 경험하고 연구원으로서의 새로운 업무도 시작하게 되었습니다. 학업과 연구원으로서의 업무를 병행하면서 때로는 업무량, 연구량에 지쳐 힘든 시간을 보낸 적도 있지만, 지금 생각해 보니 그 또한 좋은 추억이 되었습니다.

비록 현재의 제가 많이 부족하더라도 주변 많은 분들의 도움이 지금의 저를 만든 것 같아 절로 고개가 숙여집니다.

석사 과정 동안 연구에 매진할 수 있도록 아낌없는 격려와 지도를 해주신 강호근 교수님께 진심으로 감사드립니다. 그리고 논문 심사를 맡아주시고, 소중한 충고와 조언을 해주셨던 임태우 교수님, 이영찬 교수님께 깊이 감사드립니다. 또한 지난 2년 반 동안 많은 응원을 해 주셨던 김유택 교수님께 감사드립니다.

회사에서의 국책과제 및 본 논문 준비에 큰 도움을 준 동화엔텍 김세정 주임님, 학교 실험실에서 부족한 저에게 많은 도움을 주신 김준성 님, 이윤혁 님, 소예덕 님께 감사드립니다.

본 논문 작성 중에 경험한 많은 것들을 가슴에 새겨, 항상 겸손한 자세를 유지하겠습니다.

늘 새로운 생각.....