



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

LNGC 이중연료기관 가스연료 메탄가  
향상을 위한 공정 해석 및 연료가스  
가열온도 변화에 대한 연구

A study on the Process Analysis and the Fuel Gas Heating  
Temperature Change for the Improvement of Dual Fuel Engine  
Fuel Gas Methane Number of LNGC



지도교수 김 유 택

2018 년 8 월

한국해양대학교 대학원

기관시스템공학과

유 형 수

본 논문을 유형수의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 강 호 근 (인)

위 원 김 도 엽 (인)

위 원 김 유 택 (인)



2018년 08월

한국해양대학교 대학원

# 목 차

Abbreviation & Acronym .....	iii
List of Tables .....	iv
List of Figures .....	vii
Abstract .....	X
<b>1. 서 론</b>	
1.1 연구 배경 .....	1
1.2 연구 목적 .....	5
<b>2. 액화천연가스운반선의 연료가스공급시스템</b>	
2.1 천연가스 .....	7
2.1.1 천연가스의 특성 .....	7
2.1.2 메탄가의 정의 .....	9
2.1.3 산지별 천연가스 성분 특성 .....	13
2.2 LNGC 추진기관의 변천 .....	16
2.2.1 증기터빈시스템 .....	16
2.2.2 이중연료기관 전기추진 방식 .....	17
2.2.3 2행정 저속 이중연료기관 추진 방식 .....	18
2.3 연료가스공급시스템 .....	20
2.3.1 연료가스공급시스템의 구성 .....	20
2.3.2 항해 특성에 따른 연료가스공급시스템 운용 .....	21
2.3.3 이중연료기관의 종류 .....	23

<b>3. 이중연료기관 연료가스의 메탄가 향상을 위한 공정 분석</b>	
3.1 공정 분석을 위한 초기 조건 설정 .....	29
3.1.1 대상 선박 선정 및 주요 제원 .....	29
3.1.2 공정 분석을 위한 상태방정식 선정 .....	31
3.2 연료가스공급시스템 분석 .....	33
3.2.1 연료가스공급시스템 공정 모델링 .....	33
3.2.2 연료가스 조성에 따른 메탄가 분석 .....	36
3.3 메탄가 향상을 위한 연료가스공급시스템 공정 해석 .....	40
3.3.1 메탄가 향상을 위한 방법 .....	40
3.3.2 중질탄화수소 분리시스템 개념 .....	42
3.3.3 대상 가스 선정 및 분석 조건 설정 .....	45
3.4 연료가스 가열온도에 따른 메탄가 변화 분석 결과 .....	47
3.4.1 카타르 가스 분석 결과 .....	47
3.4.2 리비아 가스 분석 결과 .....	51
3.4.3 예멘 가스 분석 결과 .....	55
<b>4. 결론</b> .....	60
<b>참고문헌</b> .....	62
<b>감사의 글</b> .....	66

## Abbreviation & Acronym

BOG	: Boil Off Gas, 증발가스
CFCs	: Chlorofluorocarbons, 염불화탄소
CO <sub>2</sub>	: Carbon Dioxide, 이산화탄소
DFDE	: Dual Fuel Diesel Electric, 이중연료전자기관
ECA	: Emission Control Areas, 배출규제해역
EGCS	: Exhaust Gas Cleaning System, 배기가스 정화장치
EGR	: Exhaust Gas Re-circulation, 배기가스 재순환장치
FGSS	: Fuel Gas Supply System, 연료가스공급시스템
ICE	: Internal Combustion Engine, 내연기관
IMO	: International Maritime Organization, 국제해사기구
LNG	: Liquefied Natural Gas, 액화천연가스
LNGC	: Liquefied Natural Gas Carrier, 액화천연가스 운반선
MARPOL	: International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 국제해양오염방지협약
MEGI	: MAN B&W Electronically Controlled Gas Injection
MN	: Methane Number, 메탄가
MON	: Motor Octane Number, 가솔린 기관 옥탄가
NG	: Natural Gas, 천연가스
NO <sub>x</sub>	: Nitrogen Oxides, 질소 산화물
PM	: Particulate matter, 입자상 물질
RPM	: Revolutions per Minute, 분당회전수
SCR	: Selective Catalytic Reactor, 선택적 촉매 환원 장치
SECA	: Sulfur Emission Control Areas, 황산화물 배출규제해역

SOx : Sulfur Oxides, 황산화물

X-DF : eXtra long stroke Dual Fuel





## List of Tables

<b>Table 1</b>	Physical properties of Natural Gas .....	7
<b>Table 2</b>	The number of subscripts for each corresponding components ..	9
<b>Table 3</b>	GRI original composition data of gas fuels for octane test .....	11
<b>Table 4</b>	The concentration limitation of each component for octane test of GRI .....	12
<b>Table 5</b>	The Average Compositions by the different receiving terminals (MN over 80) .....	13
<b>Table 6</b>	The Average Compositions by the different receiving terminals (MN below 80) .....	14
<b>Table 7</b>	Comparison of Propulsion Power Efficiency .....	19
<b>Table 8</b>	Comparison of Engine type .....	27
<b>Table 9</b>	Principal Particulars of Target Ship .....	29
<b>Table 10</b>	Principal Particulars of Main & Aux. Engines .....	30
<b>Table 11</b>	Condition of 5 stages FG Compressor (Laden Voyage) .....	35
<b>Table 12</b>	Condition of Coolers for FG Compressor (Laden Voyage) .....	35
<b>Table 13</b>	LNG Import Status, 2017 (KOGAS) .....	37
<b>Table 14</b>	Compositions of Qatar Gas .....	37
<b>Table 15</b>	Condition & Composition of Fuel Gas at each streams .....	38
<b>Table 16</b>	Normal Boiling Point of LNG compositions .....	40
<b>Table 17</b>	List of Target LNG .....	45
<b>Table 18</b>	Compositions of Target LNG .....	45
<b>Table 19</b>	Required Fuel Gas Pressure and Amount for Engines .....	46

## List of Tables

<b>Table 20</b> Result of Simulation (Case of Qatar Gas)	50
<b>Table 21</b> Result of Simulation (Case of Libya Gas)	54
<b>Table 22</b> Result of Simulation (Case of Yemen Gas)	58



## List of Figures

Fig. 1 MARPOL Annex VI NO <sub>x</sub> emission limits .....	2
Fig. 2 MARPOL Annex VI fuel sulfur limits .....	2
Fig. 3 Emission Control Area in the World .....	3
Fig. 4 Advantage of LNG as a fuel .....	4
Fig. 5 Explosive Limit of Methane .....	8
Fig. 6 MON as a Function of Reactive Hydrogen/Carbon ratio .....	10
Fig. 7 Methane number of different LNG terminals .....	15
Fig. 8 Flow Diagram of Steam Turbine System .....	16
Fig. 9 System Schematic of DFDE .....	17
Fig. 10 System Schematic of 2 Stroke Low Speed DF Engine .....	18
Fig. 11 Main Equipments of Fuel Gas Supply System .....	20
Fig. 12 Voyage Profile of LNGC .....	21
Fig. 13 The 2 stroke DFDE principle with gas Emission(left) and ignition (right) .....	24
Fig. 14 Illustrates the different work stages in Diesel Mode .....	25
Fig. 15 Illustrates the different work stages in Gas Mode .....	26
Fig. 16 Ideal Operating Area of Lean Burn Gas Engine .....	28
Fig. 17 Fuel Gas Supply System for MEGI & DFGE .....	34
Fig. 18 Simulation Concept of Heavy Hydrocarbon Separation System ·	39
Fig. 19 Liquefied Gas Vapor Pressure Curves .....	41
Fig. 20 Concept of Heavy Carbon Separator System .....	42
Fig. 21 Heavy hydrocarbon Separation process design .....	43
Fig. 22 Flow Process of Fuel Gas on Heavy Hydrocarbon Separation System .....	44

## List of Figures

<b>Fig. 23</b> Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas) .....	47
<b>Fig. 24</b> Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas) .....	48
<b>Fig. 25</b> Variation of C <sub>2+</sub> ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas) .....	48
<b>Fig. 26</b> Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas) .....	49
<b>Fig. 27</b> Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas) .....	51
<b>Fig. 28</b> Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas) .....	52
<b>Fig. 29</b> Variation of C <sub>2+</sub> ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas) .....	52
<b>Fig. 30</b> Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas) .....	53
<b>Fig. 31</b> Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas) .....	55
<b>Fig. 32</b> Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas) .....	56
<b>Fig. 33</b> Variation of C <sub>2+</sub> ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas) .....	56
<b>Fig. 34</b> Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas) .....	57

## List of Figures

- Fig. 35** Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature  
(All Target Gases) ..... 59
- Fig. 36** Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature  
(All Target Gases) ..... 59



# A study on the Process Analysis and the Fuel Gas Heating Temperature Change for the Improvement of Dual Fuel Engine Fuel Gas Methane Number of LNGC

Yoo, Hyoung Soo

Department of Marine Systems Engineering

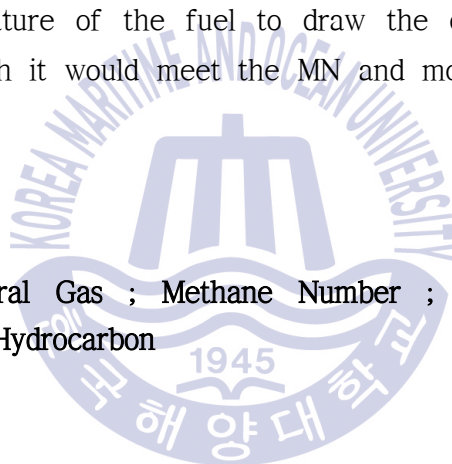
Graduate School of Korea Maritime and Ocean University

## Abstract

As IMO's regulations of air pollutants emitted from ships are tightened, using LNG as a fuel for ships comes to the fore as an alternative, for the use of LNG as a fuel can notably reduce the production of SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> as compared to the use of heavy oil as a fuel. Thus, various types of ship, including LNGC are built as LNG-fueled ships. The LNG-fueled ships need a dual-fuel engine and a fuel gas supply system. The dual-fuel engines are classified into a high-pressure dual-fuel engine applying a Diesel cycle and a low-pressure dual-fuel engine applying an Otto cycle according to the gas fuel injection system. The low-pressure dual-fuel engine applying the Otto cycle should consider Methane Number (MN) for the stable operation of the engine. The MN is the value showing the anti-knock quality of gas fuel. In LNG, several hydrocarbon components are mixed, such as methane, ethane, propane and butane, and the more the composition ratio of methane, the higher the MN gets. Dual-fuel engine manufacturers require an MN higher than a certain level to prevent the knock of the engine.

In an LNGC, freight is the fuel, and its MN differs depending on the producing area of the LNG freight. If LNG produced in an area with an MN lower than the value required by the dual-fuel engine manufacturer is transported, abnormal combustion may take place in the dual-fuel engine applying the Otto cycle, so a system that can enhance the MN is needed. This study analyzed the process of the fuel gas supply system of an LNGC equipped with a dual-fuel engine to analyze whether fuel gas would be supplied stably and conducted a simulation, building up a heavy hydrocarbon separation system to enhance its MN. Also, a study was conducted to investigate changes in the MN and flow rate, according to the heating temperature of the fuel to draw the optimum fuel heating temperature at which it would meet the MN and most efficiently operate the pump.

**KEY WORDS:** Natural Gas ; Methane Number ; Dual Fuel Engine ; Otto-Cycle ; Heavy Hydrocarbon



# LNGC 이중연료기관 가스연료 메탄가 향상을 위한 공정 해석 및 연료가스 가열온도 변화에 대한 연구

유형수

기관시스템공학과

한국해양대학교 대학원

## 초 록

국제해사기구(IMO)의 선박기인 대기오염 물질에 대한 규제가 강화되면서, 액화천연가스(LNG)를 선박의 연료로 사용하는 것이 대두되고 있다. LNG를 연료로 사용할 경우 중유를 연료로 사용하는 경우보다 황산화물(SOx), 질소산화물(NOx) 발생량을 현저히 줄일 수 있기 때문이다. 따라서 액화천연가스 운반선(LNGC)을 비롯한 다양선 선종의 선박들이 LNG를 연료로 사용하는 LNG 추진선박으로 건조되고 있다. LNG 추진 선박의 경우 이중연료기관과 연료가스공급시스템이 필요하다. 이중연료기관은 가스연료의 분사방식에 따라 디젤사이클을 적용한 고압이중연료기관과 오토사이클을 적용한 저압이중연료기관으로 나뉘어진다. 오토사이클을 적용한 저압이중연료기관의 경우 기관의 안정적인 운전을 위해 메탄가(MN; Methane Number)가 고려되어야 한다. 메탄가는 가스연료의 항노크성을 나타내는 수치이다. LNG의 경우 메탄, 에탄, 프로판, 부탄 등 여러 탄화수소 성분들이 섞여있으며, 메탄의 성분비가 증가할수록 메탄가가 높아진다. 이중연료기관 제조사는 기관의 노크를 방지하기 위해 일정수치 이상의 메탄가를 요구한다. LNGC의 경우 화물이 곧 연료이며, LNG 화물의 산지에 따라 메탄가가 다르다. 이중연료기관 제조사에서 요구하는 수치보다 메탄가가 낮은 산지의 LNG를 이송하는 경우 오토사이클을 적용한 이중연료기관에 이상연소가 발생할 수 있기 때문에 메탄가를 향상시킬 수 있는 시스템이 필요하다.



본 연구에서는 이중연료기관을 탑재한 LNGC의 연료가스공급시스템을 공정 해석하여 안정적인 연료가스 공급여부를 분석하고, 메탄가 향상을 위한 중질탄화수소 분리시스템을 구성하여 시뮬레이션을 수행하였다. 연료의 가열 온도에 따른 메탄가 및 유량의 변화를 고찰하는 연구를 수행하여 메탄가를 만족하고 펌프의 가장 효율적인 운전을 위한 최적의 연료 가열온도를 도출하였다.

KEY WORDS: 천연가스 ; 메탄가 ; 이중연료기관 ; 오토사이클 ; 중질탄화수소



# 제 1 장 서 론

## 1.1 연구 배경

전 세계적으로 환경오염과 관련된 많은 문제들로 인해 사회적, 국가적 갈등을 야기되고 있다. 대기오염은 환경오염의 한 종류이며 대기상의 오염을 말한다. 대기를 오염시키는 대표적인 오염물질들은 NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, CFCs, PM 등이 있다.

이러한 오염물질들은 산성비로 인한 토양의 산성화, 지구온난화로 인한 기후변화, 오존층 파괴로 인한 피부질환 증가, 호흡기 질환으로 인한 조기사망자 발생 등 많은 환경 및 사회 문제들을 야기하고 있다. (석지훈, 2012)

해운 분야의 환경보호를 위해, IMO에서는 선박에서 발생하는 오염물질 배출에 대한 규제를 점차 강화하고 있다. 국제해양오염방지협약(MARPOL 73/78 ; International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973 as modified by the protocol of 1978 relating thereto)의 부속서 VI에 따라 선박에서 배출되는 오염물질인 NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CFCs, 등에 대한 규제를 하고 있다. (Bin Lin & Cherng-Yuan, 2006)

Fig. 1은 MARPOL이 발표한 질소산화물(NO<sub>x</sub>) 배출 규제에 관한 것이다. 선박의 ICE(Internal combustion engine)의 RPM에 따른 NO<sub>x</sub> 배출량이 Tier I, II, III 세단계로 나누어지며, 2016년 1월 1일부터 Tier III 규정이 적용되고 있다. MARPOL의 NO<sub>x</sub> 규제에 만족하기 위해 Tier III 기준을 만족하는 기관 선택 및 Tier III 기준에 만족하지 못하는 기관의 경우 SCR 또는 EGR을 설치하여 NO<sub>x</sub> 발생량을 감소시켜야 한다.

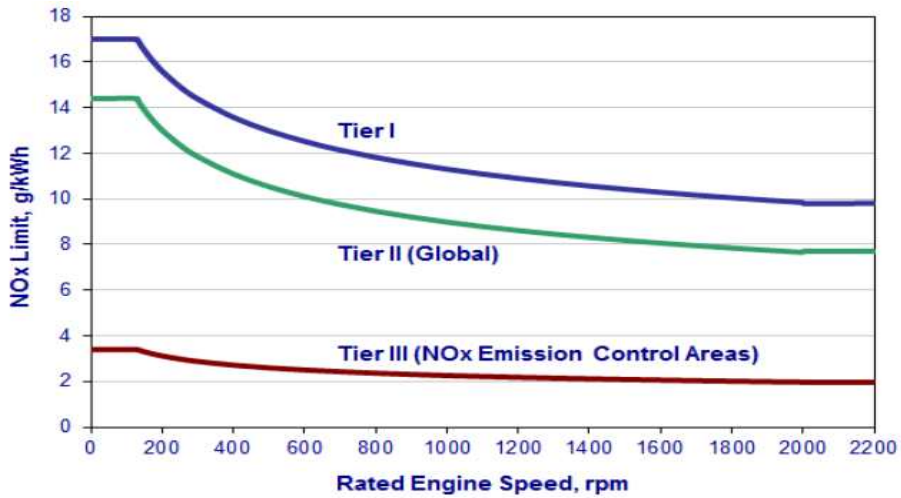


Fig. 1 MARPOL Annex VI NOx emission limits (A. Armellini, et al. 2018)

Fig. 2는 SOx 배출과 관련하여 SECAs 및 non-SECAs를 항해하는 선박 연료유의 황 함유량(Sulphur content) 제한에 관한 것이다. 2015년부터 SECA 지역은 연료유의 황 함유량이 0.1% 이하로 강화되었으며, 2020년 1월 1일부터 non-SECAs 지역도 연료유의 황 함유량 0.5% 이하로 규제가 강화될 예정이다.

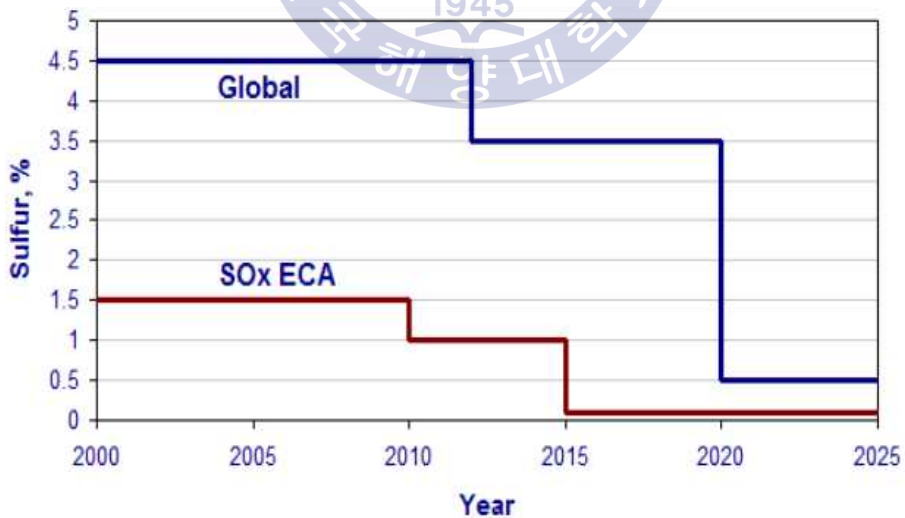


Fig. 2 MARPOL Annex VI fuel sulfur limits (A. Armellini, et al. 2018)

황산화물 배출 규제 강화에 대한 대응 방안은 저유황유를 사용하는 방법, 배기가스 정화장치 설치 그리고 LNG를 연료로 사용하는 방법이 있다. 먼저 저유황유를 사용할 경우 별도의 추가 설비가 없이 배출 규제를 만족한다. 하지만 고가의 저유황유 사용으로 인한 소요 비용이 증가한다.

스크러버(Scrubber)라 불리는 배기가스 정화장치는 해수를 이용한 탈황설비이며 액적, 액막, 기포 등에 의해 배기가스를 세정하여 입자에 부착, 입자 상호간의 응집을 촉진시켜 직접 가스의 흐름으로부터 입자를 분리하는 장치이다. 스크러버를 설치하면 고유황유인 중유 사용이 가능하나, 추가적인 설치 공간이 필요하고 설치에 따른 선박 중량이 증가하며 장비 구입 및 설치에 대한 비용이 발생한다. (A. Armellini, et al. 2018) Fig. 3은 현재 ECAs와 앞으로 확대 예정인 지역을 보여준다.



Fig. 3 Emission Control Areas in the World

(Source : <https://www.thormarinetrading.com/bunker-trading/seca-eca/>)

LNG를 선박의 연료로 사용하는 경우 Fig. 4와 같이 SOx 100%, NOx 90% 그리고 이산화탄소(CO<sub>2</sub>) 25% 감소 효과가 있다. 따라서 신규 선박의 경우 LNG 추진선박이 장기적인 관점에서 고려되고 있다. (최우정, 2014)

LNG를 선박의 연료로 사용하기 위한 다양한 분야에서 연구 및 개발이 이루어지고 있다. 보다 안정적인 연료의 공급을 위해 연료 탱크, 연료가스공급시스템, 이중연료기관 등 LNG의 특성이 고려된 새로운 개념의 설비들이 선보이고 있다. 로이드 선급의 발표에 의하면 2020년을 기준으로 LNG 추진 선박의 수는 급격히 증가할 것으로 예상된다. (천정민, 2017)

환경오염이 날로 심해지고 이에 따른 규제들이 점차 강화되고 있는 가운데 세계 물동량의 90% 이상을 책임지고 있는 해운 산업에서는 미래 지향적이고 환경 친화적인 선박의 운항을 위해 LNG라는 친환경연료가 각광을 받고 있으며 LNG 추진 선박의 보급 추세가 가속화 될 수 있도록 LNG 병커링 설비 등 제반 여건에 대한 지원 및 연구가 필요하다.

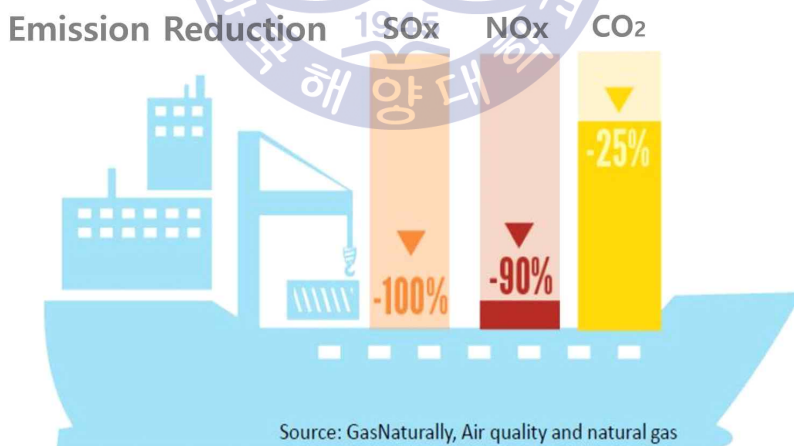


Fig. 4 Advantages of LNG as a fuel (정문화, 2016)

## 1.2 연구 목적

LNG 추진 선박이 MARPOL의 배출가스 규제에 대응하기 위한 가장 적합한 대안으로 검토되고 있다. 가스 연료를 사용하기 위해 새로운 방식의 기관과 안정적인 연료 공급을 위한 연료가스공급시스템(FGSS ; Fuel Gas Supply System)이 개발되고 있다.

효율적이고 안정적인 기관 운전에서 연료의 품질은 중요한 요소이다. 연료가스의 품질은 메탄(CH<sub>4</sub>) 성분의 비율에 따라 달라진다. 메탄가(MN ; Methane Number)는 연료가스의 항노크성(Anti-knock quality)을 나타내는 지수로 가솔린 기관의 옥탄가 개념과 같다. 연료가스의 메탄 성분 비율이 100% 이면 메탄가가 100 이다. 가스모드(Gas mode)에서 오토사이클(Otto cycle)을 적용한 이중연료기관의 경우 메탄가가 운전에서 영향을 미친다. 제조사 권고치보다 메탄가가 낮을 경우 노킹현상으로 인한 출력 저하 혹은 연료 전환이 발생한다. 따라서 LNG 추진 선박은 품질이 좋은 연료를 공급하는 것이 무엇보다 중요하다.

액화천연가스운반선(LNGC)의 경우 1960년대 이후로 증기터빈기관이 주요 추진방식으로 선택이 되어왔다. 그 이유는 증발가스(BOG ; Boil Off Gas)의 안전한 처리와 높은 기관 신뢰성이다. 하지만 열효율이 약 30%로 다른 기관방식에 비해 낮다는 단점이 있다. BOG를 연료가스로서 이용 가능한 이중연료기관이 적용됨에 따라 열효율이 약 50%까지 개선이 되었다. LNGC는 운반하는 화물이 곧 연료이다. 따라서 화물을 적하하는 산지 LNG 조성에 따라 연료가스의 품질이 달라진다. 연료가스공급시스템의 중요한 역할은 연료의 안정적인 공급이다. 연료가스의 품질이 달라지는 경우 이를 개선하여 이중연료기관에 공급하는 시스템이 필요하다.

본 연구에서는 현재 운항 중인 LNGC의 연료가스공급시스템의 공정 해석을 수행하고, 오토사이클을 적용한 이중연료기관 제조사에서 요구하는 메탄가를 기준으로 안정적인 연료가스 공급여부를 확인하고자 한다. 또한 메탄가 향상을 위한 중질탄화수소 분리시스템 모델링 및 시뮬레이션을 수행하여 연료의 가열

온도에 따른 메탄가의 만족과 이송펌프 유량의 변화를 고찰하고 LNG 조성에 따른 최적의 가열온도를 도출하는 것을 연구목표로 한다.



## 제 2 장 이중연료기관을 적용한 액화천연가스운반선

### 2.1 천연가스 (Natural Gas)

#### 2.1.1 천연가스의 특성

천연가스는 유전, 탄광 지역의 지하에서 분출되는 자연성 가스이다. Table 1 은 천연가스에 포함되어 있는 탄화수소에 종류에 따른 물리적 특성이다. 메탄 (CH<sub>4</sub>) 성분이 가장 많이 포함되어 있으며, 산지에 따라 조성비는 상이하다.

Table 1 Physical properties of Natural Gas (천정민, 2017)

	Methane CH <sub>4</sub>	Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Nitrogen N <sub>2</sub>
Molecular Weight	16.042	30.068	44.096	58.120	28.016
Boiling Point at 1 bar(abs)	-161°C	-88.6°C	-42.1°C	-0.5°C	-195.8
Liquid density at boiling point (kg/m <sup>3</sup> )	0.426	0.5441	0.5807	0.6018	0.8086
Gas volume liquid ratio at 1 bar(abs)	619	431	311	222	694
Flammable limites in air by volume (%)	5.3~14.0	3.1~12.5	2.1~9.5	1.8~8.5	Non-flammable
Auto-ignition Temperature (°C)	595	510	468	365	-
Gross heating value at 15°C (kJ/kg)	55,550	51,870	50,360	49,520	



Fig. 5는 천연가스 성분 중 메탄(CH<sub>4</sub>)의 폭발 범위를 보여준다. 메탄과 공기의 체적비율에 따라 폭발 범위가 정해진다. LEL(Lower explosive limit)은 메탄의 체적비율이 0% ~ 5.3% 일 때, 0% ~ 100%의 범위를 가진다. LEL이 100%를 넘는 순간부터 폭발 범위이며 메탄의 체적비율이 14% 이상이면 폭발 범위에서 벗어난다. LNGC에서 사용하는 고정식 가스검지기의 경우 LEL 30%에서 경고 발생, LEL 60%에서 기기 정지 등의 상황이 발생한다.

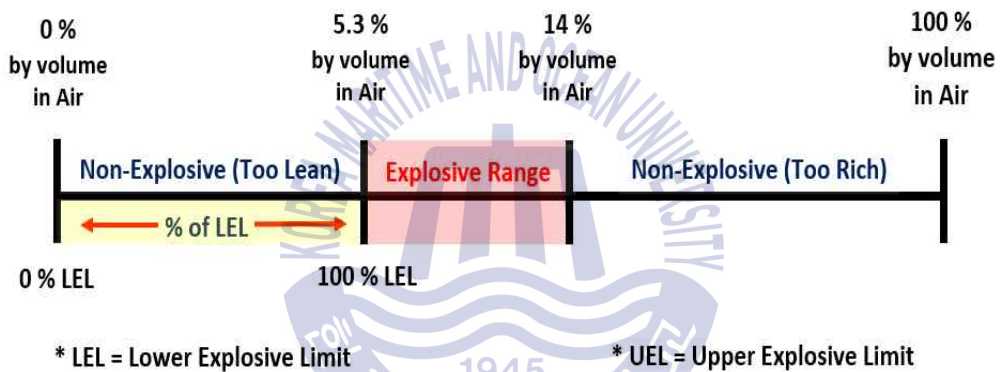


Fig. 5 Explosive Limit of Methane

(<https://www.shopcross.com/smart/lel-lower-explosive-limit>)

## 2.1.2 메탄가의 정의

메탄가(MN; Methane number)는 가스연료의 항노크성을 나타내는 수치이다. 메탄가 이해를 위해 우선 옥탄가(Octane number)를 이해해야한다. 가솔린 기관의 옥탄가란, 연료 속에 존재하는 탄화수소 중 안티노크성이 가장 높은 이소옥탄(Iso-octane, C<sub>8</sub>H<sub>18</sub>)이 나타내는 항노크성 값을 옥탄가 100으로 하고, 가장 낮은 노말헵탄(N-heptane, C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>)이 나타내는 항노크성을 옥탄가 0으로 정의한 값이다. 옥탄가 100 이하에서 이소옥탄과 노말헵탄의 체적비로 표시되며, 옥탄가가 높을수록 항노크성은 상승한다. (천정민, 2017)

옥탄가를 계산하는 GRI(Gas research institute)방법은 식(1), 식(2)와 같다. GRI 방법은 MON을 측정하기 위해 다양한 천연가스 연료에 ASTM 옥탄가 평가 방법을 적용했다. 식(1)은 Linear coefficient relation 방식이며, Table 2는 해당하는 각 구성요소의 첨자수이다.

$$MON = 137.78 * X_1 + 29.948 * X_2 - 18.193 * X_3 - 167.062 * X_4 + 181.233 * X_5 + 26.994 * X_6 \quad (1)$$

단, 여기서  $X$  : mole fraction of corresponding component

**Table 2** The number of subscripts for each corresponding components  
(ISO/TR 22302, 2014)

Number	1	2	3	4	5	6
Component	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>

식(2)는 수소와 탄소의 비율(Hydrogen/carbon ratio) 관계에 따른 계산식이다.

$$MON = -406.14 + 508.04 * R - 173.55 * R^2 + 20.17 * R^3 \quad (2)$$

단, 여기서  $R$  : ratio of hydrogen atoms to carbon atoms

Fig. 6은 H/C ratio와 MON의 관계를 보여주는 것이다.

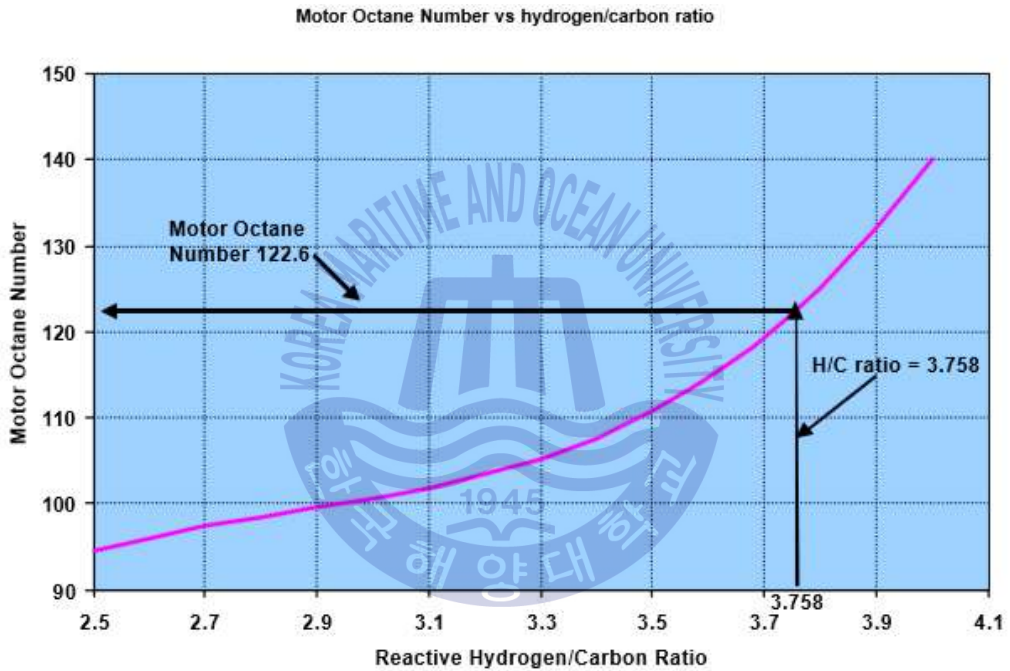


Fig. 6 MON as a Function of Reactive Hydrogen/Carbon ratio  
(California Air Resources Board)

식(3), (4)는 옥탄가(MON)와 메탄가(MN)의 상호 변환을 위한 식이다.

$$MN = 1.445 * MON - 103.42 \quad (3)$$

$$MON = 0.679 * MN + 72.3 \quad (4)$$

GRI식은 메탄(CH<sub>4</sub>)에서 부탄(C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) 성분까지 고려된 식이다. 하지만 실제 가스의 경우 소량이지만 더 많은 탄소 성분을 가진 중질탄화수소가 존재하므로 계산에 의한 수치는 다소 상이할 수 있다. Table 3은 옥탄가 계산을 위한 연료 가스의 GRI 조성 자료이며, Table 4는 각 성분의 제한치를 보여준다.

Table 3 GRI original composition data of gas fuels for octane test  
(ISO/TR 22302, 2014)

Blend %	Methane %	Ethane %	Propane %	Butane %	CO <sub>2</sub> %	N <sub>2</sub> %	H/C %
1	100	-	-	-	-	-	4.0
2	95.0	3.0	0.5	0.5	0.2	0.8	3.89
3	90.1	6.0	0.7	0.8	0.7	1.7	3.82
4	85.0	6.5	3.0	1.0	1.0	3.5	3.72
5	88.3	7.8	1.2	0.3	1.8	0.6	3.80
6	84.2	8.5	3.7		1.0	2.5	3.72
7	84.2	8.6	2.7		1.0	2.5	3.72
8	82.1	14.0	1.2		0.7	2.0	3.71
9	75.0		25.0				3.33
10	82.5		17.5				3.48
11	88.9		11.1				3.64
12	92.5	3.5	1.0	0.5	1.0	1.5	3.87

**Table 4** The concentration limitation of each component  
for octane test of GRI (ISO/TR 22302, 2014)

No.	Component	Limitation, mole fraction %
1	Methane	$\geq 75$
2	Ethane	$\leq 14$
3	Propane	$\leq 25$
4	Butane +	$\leq 1.0$
5	CO <sub>2</sub>	$\leq 1.8$
6	Nitrogen	$\leq 3.5$



### 2.1.3 산지별 천연가스 성분 특성

천연가스의 성분은 산지별로 차이가 있다. **Table 5**와 **Table 6**은 각 LNG 터미널별 2017년 평균 가스 조성에 따른 메탄가를 보여준다. **Table 5**는 메탄가 80 이상, **Table 6**은 메탄가 80 미만의 산지를 보여준다. **Fig. 7**은 각 산지별 메탄가 현황을 보여준다(The LNG industry GIIGNL ANNUAL REPORT, 2017). 메탄가의 계산은 이중연료기관 제조사에서 제공하는 온라인 계산프로그램을 사용하였다. (Wärtsilä methane number calculator)

**Table 5** The Average Compositions by the different receiving terminals  
(MN over 80)

	Origin	Methane C1 (%)	Ethane C2 (%)	Propane C3 (%)	C4+ (%)	Nitrogen N2 (%)	Methane Number
1	USA - Alaska	99.71	0.09	0.03	0.01	0.17	<b>99</b>
2	Egypt - Damietta	97.25	2.49	0.12	0.12	0.02	<b>91</b>
3	Trinidad	96.78	2.78	0.37	0.06	0.01	<b>90</b>
4	Indonesia -Tangguh	96.91	2.37	0.44	0.15	0.13	<b>89</b>
5	Equatorial Guinea	93.41	6.52	0.07	0.00	0.00	<b>86</b>
6	Egypt - Idku	95.31	3.58	0.74	0.34	0.02	<b>84</b>
7	Algeria - Skikda	91.40	7.35	0.57	0.05	0.63	<b>82</b>
8	Yemen	93.17	5.93	0.77	0.12	0.02	<b>82</b>
9	Peru	89.07	10.26	0.10	0.01	0.57	<b>81</b>

**Table 6** The Average Compositions by the different receiving terminals  
(MN below 80)

	Origin	Methane C1 (%)	Ethane C2 (%)	Propane C3 (%)	C4+ (%)	Nitrogen N2 (%)	Methane Number
1	Norway	92.03	5.75	1.31	0.45	0.46	<b>78</b>
2	Algeria - Bethioua	89.55	8.20	1.30	0.31	0.64	<b>77</b>
3	Algeria - Arzew	88.93	8.42	1.59	0.37	0.71	<b>76</b>
4	Indonesia - Arun	91.86	5.66	1.60	0.79	0.08	<b>76</b>
5	Nigeria	91.70	5.52	2.17	0.58	0.03	<b>75</b>
6	Qatar	90.91	6.43	1.66	0.74	0.27	<b>75</b>
7	Russia - Sakhalin	92.53	4.47	1.97	0.95	0.07	<b>75</b>
8	Australia - Darwin	87.64	9.97	1.96	0.33	0.10	<b>74</b>
9	Malaysia	91.69	4.64	2.60	0.93	0.14	<b>73</b>
10	Oman	90.68	5.75	2.12	1.24	0.20	<b>72</b>
11	Australia - NWS	87.33	8.33	3.33	0.97	0.04	<b>70</b>
12	Brunei	90.12	5.34	3.02	1.48	0.04	<b>70</b>
13	Indonesia - Badak	90.14	5.46	2.98	1.40	0.01	<b>70</b>
14	Libya	82.57	12.62	3.56	0.65	0.59	<b>69</b>



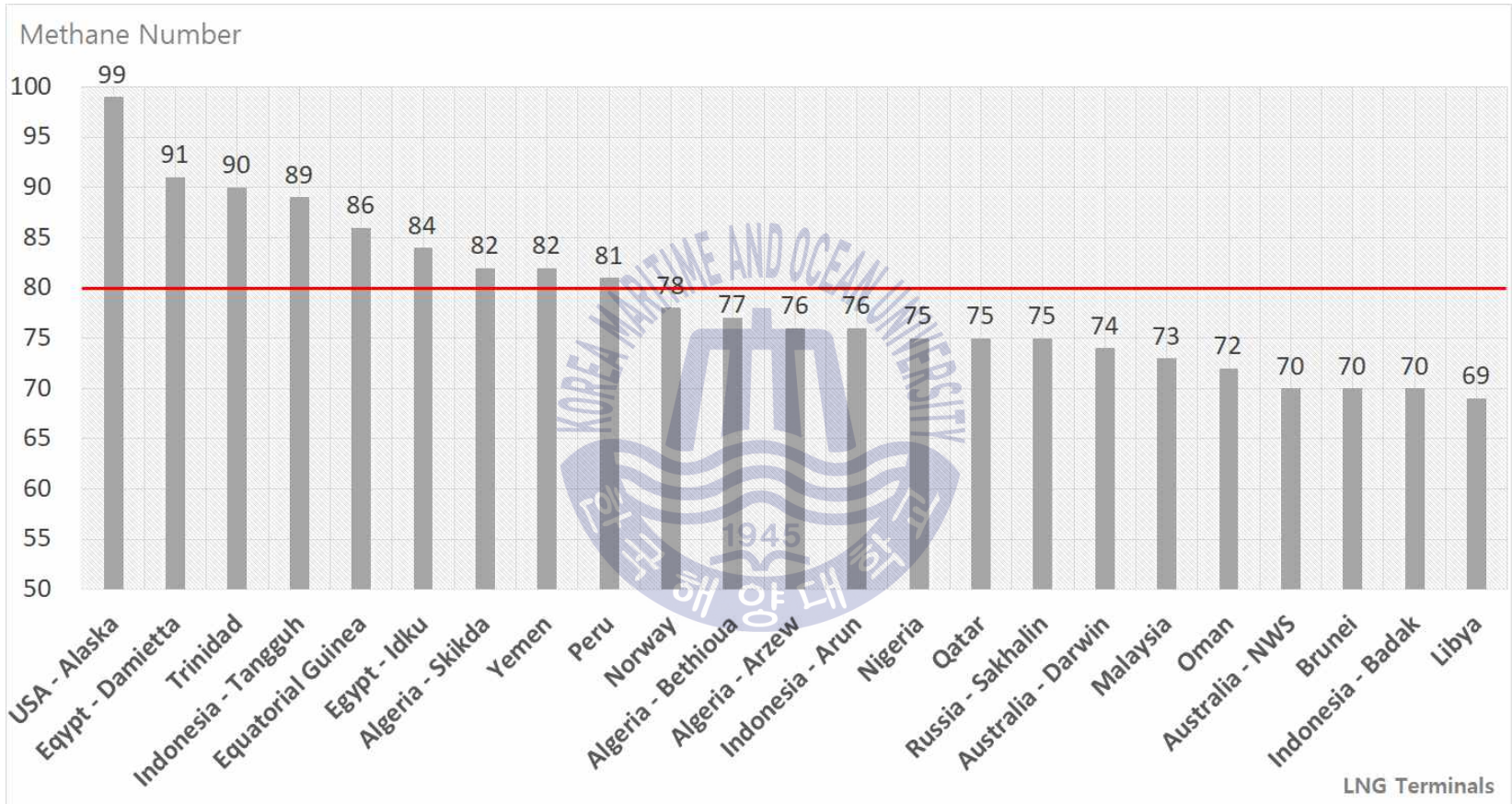


Fig. 7 Methane number of different LNG terminals



## 2.2 LNGC 추진기관의 변천

### 2.2.1 증기터빈시스템

1960년 이후 오랫동안 LNGC의 추진기관은 증기터빈시스템이 주를 이루었다. 외연기관인 증기터빈시스템은 높은 신뢰성을 바탕으로 현재 운항 중인 대다수의 LNGC에 적용이 되어 있다.

화물탱크에서 발생하는 BOG를 해결하기 위하여 보일러가 설치되어있다. 보일러는 중유(HFO ; Heavy Fuel Oil)와 천연가스 모두 연료로 사용할 수 있으며 BOG 발생량에 따라 중유를 사용(Fuel oil mode)하는 경우, 천연가스를 사용(Gas only mode)하는 경우, 그리고 중유와 천연가스를 함께 사용(Dual mode)하는 3가지 모드가 있다. Fig. 8은 증기터빈시스템의 계통도를 보여준다. (Dongil Yeo, et al. 2007)

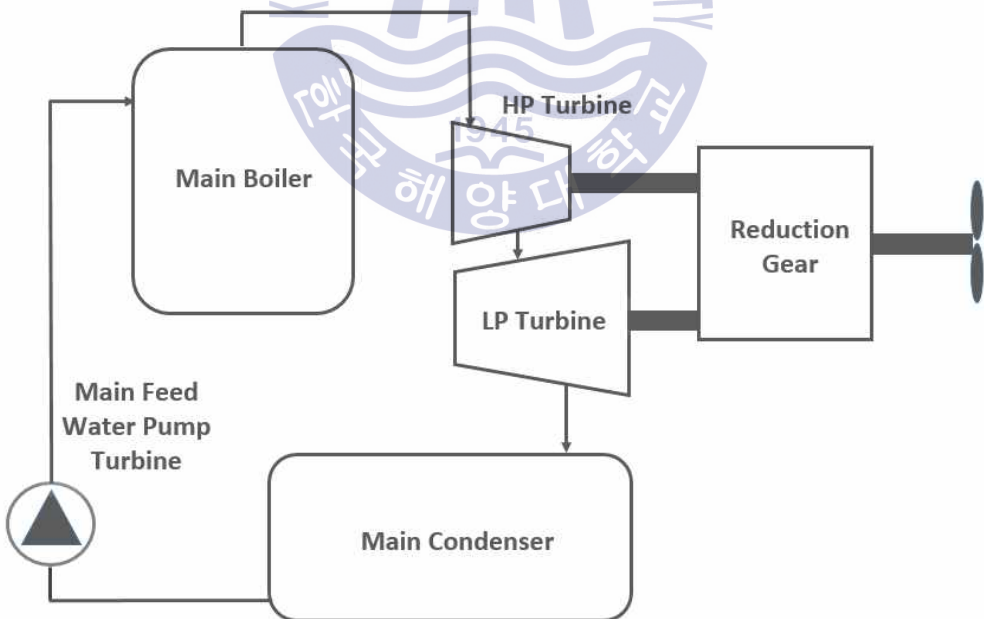


Fig. 8 Flow Diagram of Steam Turbine System

## 2.2.2 이중연료기관 전기추진 방식

4행정 이중연료기관(4-Stroke Dual Fuel Engine)으로 구성된 전기 추진(Electric propulsion) 방식은 가스모드(Gas mode)와 디젤모드(Diesel mode)로 구분되어 작동이 이루어진다. 발전용 기관(Generator engine)을 구동하여 전력을 생산하고 배전반(Switchboard for distribution)과 변압기(Transformer)를 거쳐 회전수 감속장치(RPM reduction gear)와 연결되어 있는 전기추진 모터(Electric propulsion motors)를 구동하여 추진축(Propeller shaft)을 회전시켜 선박을 추진하는 방식이다. (Joško Dvornik & Srđan Dvornik, 2015) Fig. 9는 4행정 이중연료기관 전기 추진 방식의 개념도를 나타낸 것이다.

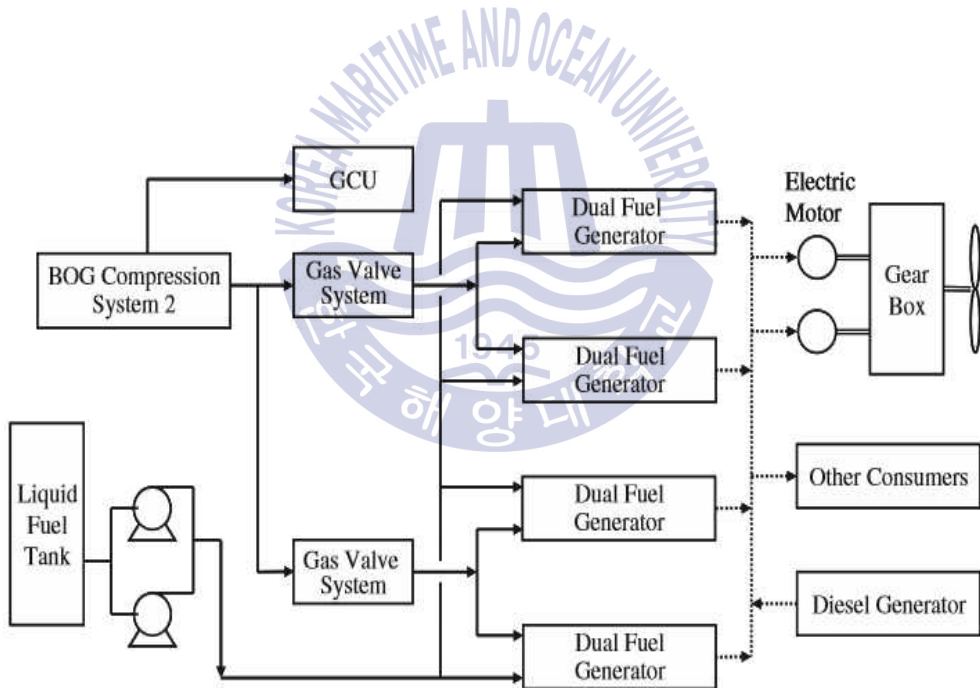


Fig. 9 System Schematic of DFDE (Daejun Chang, et al. 2008)

### 2.2.2 2행정 저속 이중연료기관 추진 방식

Fig. 10은 2행정 저속 이중연료기관 추진 방식에 대한 시스템이다. 2행정 저속 이중연료기관에 축이 직접 연결되어 추진을 하여 효율을 증가시킬 수 있다. 연료가스와 중유 모두 연료로 사용이 가능한 이중연료엔진의 경우 고압과 저압 형식으로 나누어진다. 디젤 사이클을 적용한 고압 이중연료기관의 경우 연료가스 압력을 300 bar 까지 상승시켜야한다. 따라서 실제 운전 시 연료가스의 높은 압력이 야기하는 문제에 대한 우려가 있다. 오토사이클을 적용한 저압 이중연료기관의 경우 안정적인 운전을 위해 연료 가스의 메탄가를 고려해야한다. 어느 기관 형식을 선택하느냐에 따라 연료가스공급시스템 및 Tier III를 위한 추가 설비 구축도 결정된다. (Daejun Chang, et al. 2008)

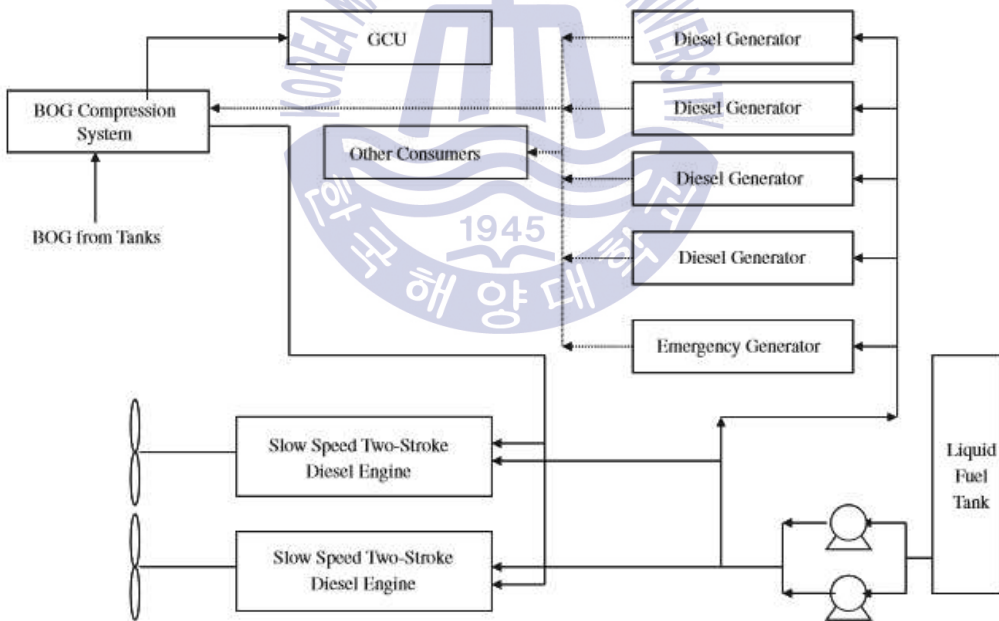


Fig. 10 System Schematic of 2 Stroke Low Speed DF Engine  
(Daejun Chang, et al. 2008)

Table 7은 앞서 거론한 추진기관들의 효율 비교표이다. 추진기관은 각 단계 별 전달과정에서 동력손실이 발생하므로, 전달과정이 가장 단순한 기관인 2행정 저속 이중연료기관의 효율이 가장 높다는 것을 알 수 있다.

Table 7 Comparison of Propulsion Power Efficiency (최우정, 2014)

Steam Turbine		DFDE		2 Stroke Low Speed Dual Fuel Engine	
Fuel	100 %	Fuel	100 %	Fuel	100 %
Boiler	89 %	DF Engine	48 %	Gas Injection Engine	49 %
Steam Turbine	34 %	Alternator	97 %	Shaft	98 %
Gear Box	98 %	Convertor	98 %		
Shaft	98 %	Propulsion Motor	98 %		
		Gear Box	99 %		
		Shaft	98 %		
Propulsion Power Efficiency	29.1 %	Propulsion Power Efficiency	43.4 %	Propulsion Power Efficiency	48 %

## 2.3 연료가스공급시스템

### 2.3.1 연료가스공급시스템의 구성

추진용 2행정 고압이중연료기관 및 발전용 4행정 저압이중연료기관을 적용한 LNGC에는 기관의 특성에 맞는 연료가스공급시스템(FGSS; Fuel Gas Supply System)이 필요하다. Fig. 11은 FGSS의 주요 구성 장치들을 보여준다.

- 5단 가스 압축기 ( 5 Stages compressor)
- 부분 재액화시스템 (PRS ; Partial Re-liquefaction System)
- 가스 연소기 (GCU ; Gas Combustion Unit)
- 고압 및 저압 펌프 (Pump)
- 기화기(Vaporizer) 및 가열기 (Heater)

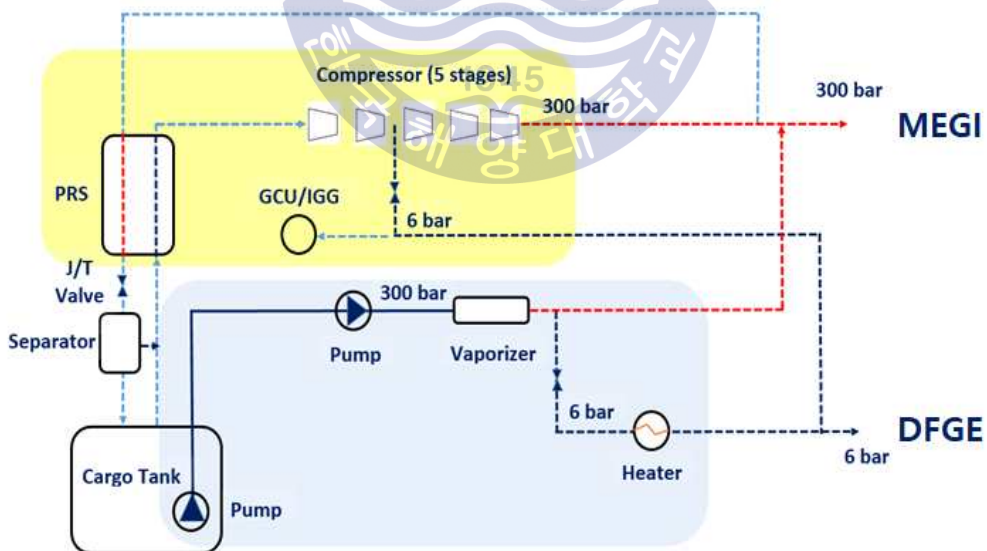


Fig. 11 Main Equipments of Fuel Gas Supply System

### 2.3.2 항해 특성에 따른 연료가스공급시스템 운용

LNGC는  $-163^{\circ}\text{C}$ 의 액화천연가스를 이송하는 선박이다. Fig. 12는 LNGC의 항해에 따른 연료가스공급시스템 운용에 대한 것이다. 만선행해(Laden voyage)와 공선행해(Ballast voyage)로 나눌 수 있다.

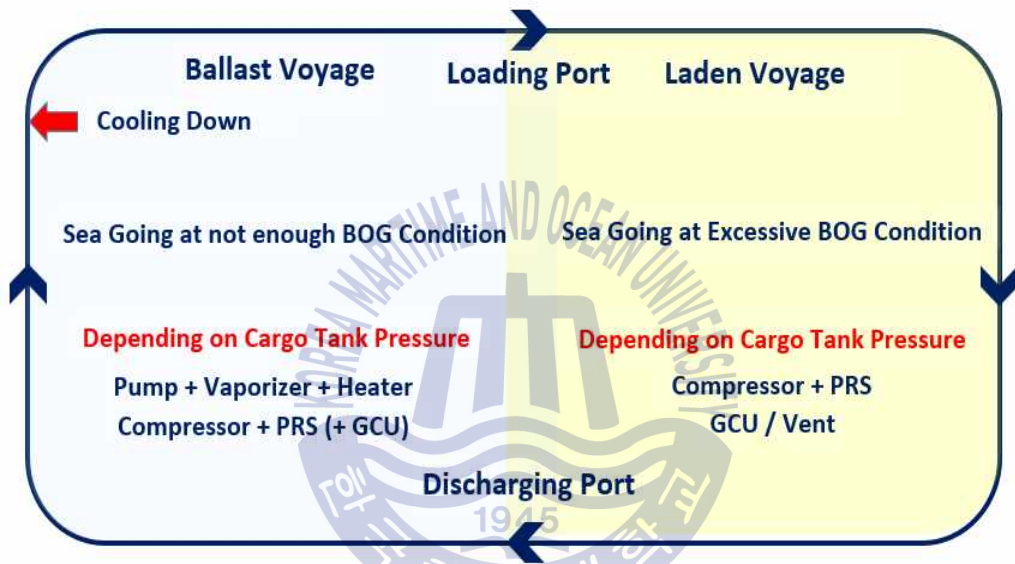


Fig. 12 Voyage Profile of LNGC (박희찬, 2009)

### (1) 만선행해 (Laden Voyage)

만선행해 시 가장 중요한 것은 화물탱크 압력 제어이다. 외부 열의 침입으로 인해 화물탱크 안에 있는 LNG는 증발하게 되고 BOG가 발생한다. 이로 인해 탱크 압력은 상승한다. 압력이 계속 상승하여 설정치 이상이 되면, 안전장치가 작동하여 BOG를 대기로 분출(Venting)하는 시스템이 적용되어 있다. 탱크 압력 상승 방지를 위해서는 발생하는 BOG를 소모해야한다. BOG는 주기관 및 보조기관에 연료가스로 공급되어 소모된다. 하지만, BOG 발생량보다 소모량이 적을 경우 탱크 압력은 상승한다. 주기관 및 보조기관에서 소모하는 양이 BOG 발생량보다 적을 경우, 부분재액화시스템(PRS)을 통해 액화시켜 다시 탱크로 보내는 방법과 가스연소기(GCU)를 통해 소각시켜 BOG를 소모하는 방법이 있다. 만선행해 시에는 충분한 BOG가 발생하므로, 연료가스공급시스템의 5단 압축기를 통해 각 기관에 연료 가스를 공급해준다.

### (2) 공선행해 (Ballast Voyage)

LNG 화물을 하역작업을 마치고 다시 선적하기 위해 LNG 적하항>Loading port)으로 이동한다. 일부 화물탱크에는 Heel이라는 소량의 LNG가 남아있다. Heel의 용도는 추진 기관의 연료 및 예냉작업(Cooling down)을 위한 것이다. Cooling down이란 LNG를 선적하기 위해 Loading Port 입항 전에 화물 탱크를 냉각시켜주는 작업이다. 충분히 냉각되지 않은 상태의 화물 탱크에  $-163^{\circ}\text{C}$ 의 LNG가 유입이 되면 급격한 온도 변화에 따른 탱크를 비롯한 탱크 지지대 등 여러 구조물에 열응력을 초래한다. 따라서 열응력 발생을 최소화하기 위해 Loading port 입항 전에 Spray pump를 이용하여 Heel을 이송하여 화물 탱크 상부에 설치되어 있는 Nozzle을 통해 탱크내부로 분사한다. 분사된 LNG는 기화를 하고 탱크내부의 온도는 점차 낮아지게 된다. 이를 Cooling down 작업이라고 한다. 공선행해 기간에는 충분한 BOG가 발생하지 않으므로 강제로 LNG를 이송하여 Pump를 통해 가압하고 기화기(Vaporizer)을 통해 기화시켜 연료 가스를 공급한다.



### 2.3.3 이중연료기관의 종류

#### (1) 디젤 사이클을 적용한 고압이중연료기관

기존의 많은 디젤기관에 적용되어 사용 중인 전자기관(ME Engine ; MAN B&W Electronically Controlled Engine)은 중유 및 디젤연료를 주 연료로 사용하는 기관이다. 이 기관에 가스연료를 사용 가능하게 개조한 것이 MEGI(MAN B&W Electronically Controlled Gas Injection)기관이며, 기체 상태의 가스연료를 연소실에 300 bar의 압력으로 분사를 시켜주는 별도의 연료가스공급시스템이 필요하다.

전자기관(ME engine)과는 달리 가스공급배관(Gas supply pipes), 가스분사밸브(Gas injection valves), 가스분배블록(Gas distributor block with internal accumulator) 그리고 분사가스제어용 밸브가 추가로 설치된다. (정진원, 2018)

고압이중연료기관인 MEGI는 300 bar의 고압의 가스 연료를 실린더 상단의 연료 밸브를 통해 실린더 내로 분사하여 연소를 하는 방식으로 디젤기관의 약 50%의 열효율을 유지하며, 압축행정 말기에 실린더 내로 고압의 가스연료를 분사하기 때문에 가스 연료가 실린더 내에서 연소가 되지 않은 채로 배기가스로 빠져나가는 메탄슬립(Methane slip) 현상이 발생하지 않는다.

디젤사이클(Diesel cycle)을 적용한 고압이중연료기관은 효율은 좋지만 연소 시 실린더 내에 온도 상승으로 인해 질소산화물(NOx)의 배출량이 증가한다. 따라서 MARPOL의 Tier III 규제를 만족하지 못해 질소산화물의 배출을 줄이기 위한 별도의 설비를 구축해야 한다. (Dag Stenersen, Ole Thonstad, 2017)



## (2) 오토 사이클을 적용한 저압이중연료기관

현재 선박에 적용된 저압이중연료기관은 2행정 기관과 4행정 기관으로 나누어지며 가스 연료를 사용할 경우 오토 사이클(Otto cycle)이 적용되지만, 중유나 디젤 연료를 사용할 경우 디젤 사이클(Diesel cycle)이 적용되는 기관이다. 2행정 기관의 경우 약 16 bar, 4행정 기관의 경우 약 6 bar의 연료가스 압력이 요구되며 오토 사이클을 적용한 경우 연소를 위해 소량의 점화오일(Pilot Oil)이 필요하다.

2행정 저압이중연료기관의 경우 Win GD(Winterthur Gas & Diesel) 사의 X-DF(eXtra long stroke Dual Fuel) 기관이 대표적이다. X-DF 기관은 압축행정 중에 실린더 라이너 중간부에서 16 bar의 가스를 분사하여 급기와 가스연료가 혼합이 된다. 공기와 가스연료가 혼합된 기체를 피스톤이 압축하여 상사점(TDC ; Top Dead Center) 인근에서 점화용 연료(Pilot Oil)가 분사되어 착화가 이루어진다. (천정민, 2017) Fig. 13은 X-DF 기관의 가스 분사와 점화 방식을 보여준다.

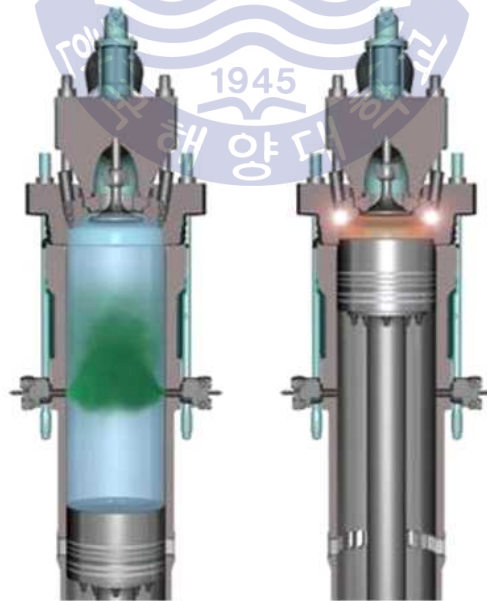


Fig. 13 The 2 stroke DF principle with gas Emission(left) and ignition(right) (Andrea Tucci, 2015)

Fig. 14는 4행정 저압이중연료기관의 디젤 모드에서의 행정을 보여준다. 중유 및 디젤유를 사용하는 디젤 모드에서는 디젤 사이클이 적용된다. 먼저 흡기행정(A)에서 공기가 실린더로 유입된다. 압축행정(B)에서는 유입된 공기를 피스톤이 TDC까지 상승하여 압축한다. 연소행정(C)에서 압축된 공기에 연료가 분사되면 연소가 일어나고 실린더를 하사점(BDC ; Bottom Dead Center)까지 하강시킨다. 배기행정(D)은 다시 피스톤이 상사점까지 상승을 하면서 배기밸브(Exhaust valve)가 열려 실린더 내의 배기가스가 배출된다.

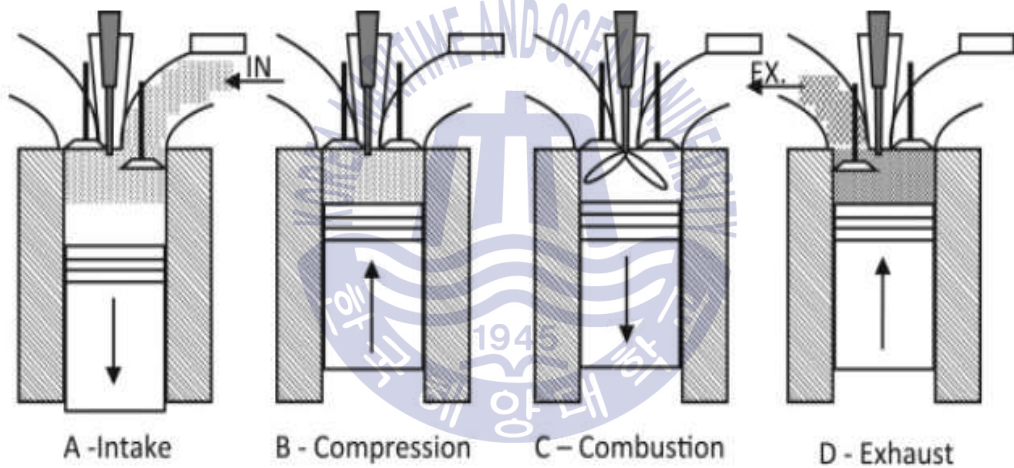


Fig. 14 Illustrates the different work stages in Diesel Mode (Ignacio et al, 2016)

Fig. 15는 4행정 저압이중연료기관의 가스 모드에서의 행정을 보여준다. 가스 연료를 사용하는 가스 모드에서는 오토 사이클이 적용된다. 흡기행정(A)에서 연료가스는 공기와 혼합이 이루어지며 실린더 내로 유입이 된다. 여기서 가스 연료의 유입 압력은 약 6 bar이다. 압축행정(B)에서는 피스톤이 상승하여 연료와 공기가 혼합된 기체를 압축한다. 연소행정(C)에서는 피스톤에 의해 압축된 기체에 소량의 점화오일(Pilot oil)이 분사되어 연소가 일어나며 피스톤을 하사점까지 밀어준다. 배기행정(D)에서는 디젤 사이클과 마찬가지로 다시 피스톤이 상사점까지 상승을 하면서 배기밸브(Exhaust valve)가 열려 실린더 내의 배기가스가 배출된다.

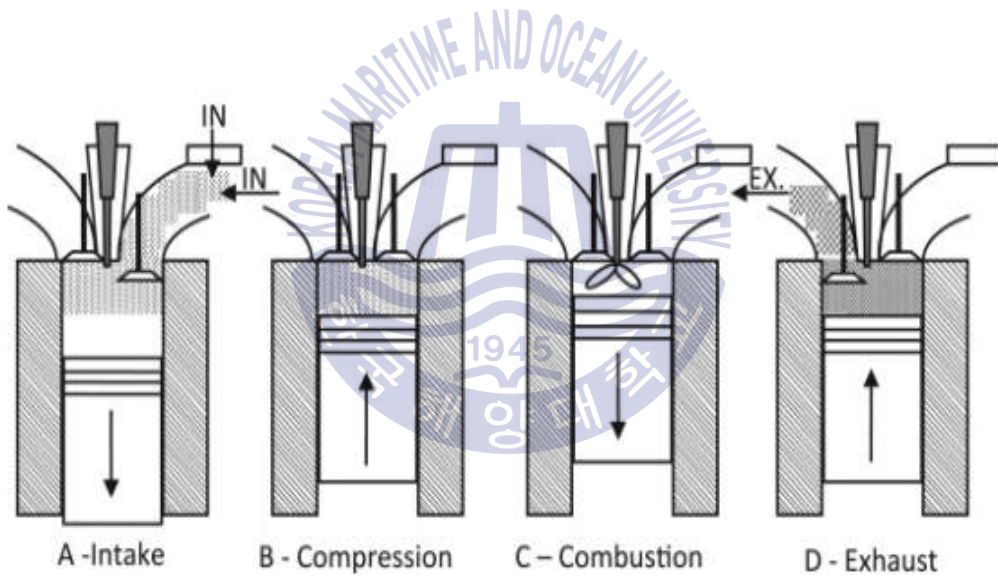


Fig. 15 Illustrates the different work stages in Gas Mode (Ignacio et al, 2016)

Table 8은 이중연료기관 형식에 따른 특성 비교이다. 각 기관의 특성에 따라 연료가스공급 압력, 적용된 사이클, 연료가스공급시스템의 차이가 있다.

Table 8 Comparison of Engine type (정진원, 2018)

	MEGI	DFDE	X-DF
Engine	MAN B&W Electronically Controlled Gas Injection)	Dual Fuel Diesel Electric	eXtra long stroke Dual Fuel
Maker	MDT (MAN Diesel & Turbo)	Rolls-Royce MDT Wartsila Hyma	WinGD (Winterthur Gas & Diesel)
Required Fuel Gas pressure	300 bar	5.5 ~ 7.0 bar	16 bar
Adjusted Cycle	Diesel Cycle	Otto Cycle (Gas)	Otto Cycle (Gas)
		Diesel Cycle (FO)	Diesel Cycle (FO)
FGSS Components	HP Pump HP Vaporizer (HP Compressor for LNGC)	LP Vaporize + PBC	LP Booster Pump + LP Vaporizer
Tier III	Need SCR of EGR	Satisfied in Gas mode	Satisfied in Gas mode
		Need SCR of EGR in Diesel mode	Need SCR of EGR in Diesel mode

오토 사이클을 적용한 이중연료기관의 연소 특성은 노킹 현상이다. 노킹 현상은 연료가스의 성분들의 연소 시기가 상이하여 메탄이 연소하기 전에 에탄, 프로판, 부탄 등의 성분들이 먼저 연소가 일어나는 현상이다. 노킹 현상으로 인해 출력 감소 및 소음과 진동이 발생하여 기관의 정상적인 운전을 저해한다.

노킹을 방지하기 위해 정확한 분사시기와 공연비 조절이 중요한 요소이다. 공연비는 기관의 운전에서 평균유효압력을 형성시키는데 중요한 요소이며, 노킹과 점화실패에 밀접한 관련이 있다. 공연비의 감소는 노킹을 증가시키며, 자연발화를 유발하기도 한다. (천정민, 2017)

가스모드(Gas mode)에서 이중연료기관은 희박연소(Lean burn) 방식으로 운전한다. 희박연소란, 완전연소에 필요한 공기의 양보다 더 많은 양을 실린더로 유입시켜 가스연료와 혼합해서 연소시키는 방식이며, 이 방식은 연소 최고온도를 낮춰주기 때문에 NOx 배출량이 감소된다. 또한, 효율이 증가하고 출력이 상승한다. Fig 16은 희박연소의 이상적인 운전영역에 대한 것이다. 공연비와 압축비의 관계에 따라 열효율과 질소산화물 발생량이 변화하는 것을 볼 수 있다.

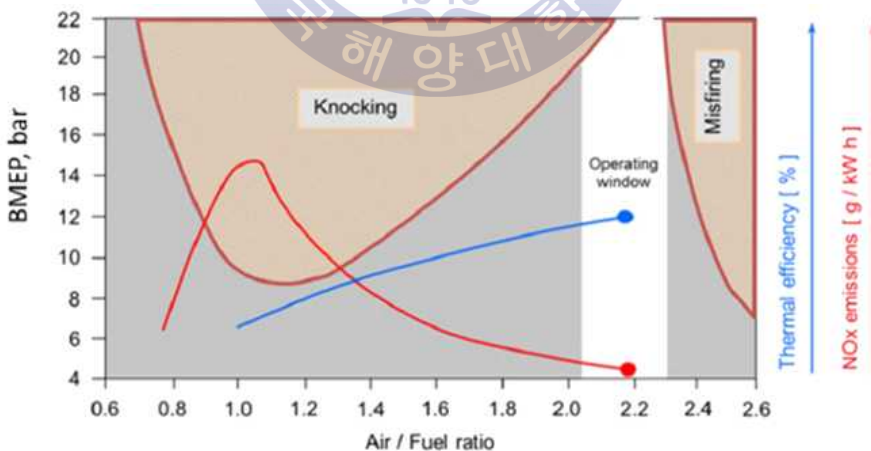


Fig.16 Ideal Operating Area of Lean Burn Gas Engine  
(Dag Stenersen, Ole Thonstad, 2017)

## 제 3 장 이중연료기관 연료가스의 메탄가 향상을 위한 공정 분석

### 3.1 공정분석을 위한 초기 조건 설정

#### 3.1.1 대상선박 선정 및 주요 제원

LNGC 연료공급시스템의 공정 모사를 위해 대상 선박 선정이 필요하였다. 주기관용 고압이중연료기관과 발전용 저압이중연료기관이 탑재되고, 그에 따른 연료가스공급시스템이 구성된 선박을 선정하였다. 대상 선박은 화물탱크 용량이 174km<sup>3</sup> 급 LNGC이며 **Table 9**는 대상 선박의 주요 제원에 대한 내용이다.

**Table 9** Principal Particulars of Target Ship

Target ship	Specification
Liquefied Natural Gas Carrier	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Type of Cargo : Liquefied Natural Gas</li> <li>- L.O.A : Abt. 295m</li> <li>- Cargo Tank Capacity : 174,000m<sup>3</sup></li> <li>- Number of Cargo Tanks : 4</li> <li>- Cargo Tank Type : Membrane</li> <li>- Service Speed : 19.5 knot</li> <li>- MCR : 21,690 kW</li> <li>- Propulsion Power : 12,050 kW x 68.2 rpm (MCR) 10,845 kW x 65.8 rpm (NCR)</li> <li>- Number of Propulsion Shafts : 2</li> </ul>

Table 10은 대상선박의 주기관 및 발전용 보조기관의 주요 제원을 보여준다. 주기관은 M사의 2행정 Cross head type의 고압이중연료기관이며, 2세트로 구성되어 있다. 발전용 보조기관은 Trunk piston type의 4행정 저압이중연료엔진이며, 4세트로 구성되어 있다.

Table 10 Principal Particulars of Main & Aux. Engines

Unit Name	Specification
Main Engine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Type : Electronically controlled two-stroke cross-head type</li> <li>- Number of sets : 2</li> <li>- Output : 10,845 kW</li> <li>- Normal Speed : 65.8 rpm</li> <li>- Fuel Gas Injection Pressure : 300 bar</li> </ul>
Dual Fuel Generator Engine	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Type : Vertical in line 4-Cycle, trunk piston type</li> <li>- Number of sets : 4</li> <li>- Output : 3,360 kW</li> <li>- Normal Speed : 720 rpm</li> <li>- Fuel Gas Injection Pressure : 6 bar</li> </ul>



### 3.1.2 공정 분석을 위한 상태방정식 선정

대상 선박의 연료가스공급시스템의 공정 모사(Modeling) 및 분석을 위해 Aspen HYSYS (ver.10) 프로그램을 사용하였다. 공정 해석은 상태방정식을 기반으로 공정 설계 및 모델링을 수행한다.

Peng-Robinson 상태방정식은 3차 상태방정식이며 탄화수소의 PVT(Pressure volume temperature) 분석을 위한 방정식이다. 이 식은 정량적인 액체 상태의 부피 계산이 가능하므로 상평형 계산에 있어 3차 상태방정식 중 가장 널리 사용되며 식(5)와 같이 표현된다.

$$p = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a \times \alpha}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)} \quad (5)$$

$R$  = Gas Constant

$V_m$  = Molar volume

식(5)의  $a$ 는 Energy parameter 이며 임계온도 함수로서 식(6)으로 표현된다.

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (6)$$

식(5)의  $b$ 는 Size parameter 이며 임계압력의 함수로서 식(7)로 표현된다.

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (7)$$



식(5)의  $\alpha$ 는 alpha function으로 각 성분의 환산온도와 편심인자의 함수이며, 순수성분의 온도에 따른 증기압 계산을 위한 것이다. 다음의 식(8), (9)와 같이 표현된다.

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (8)$$

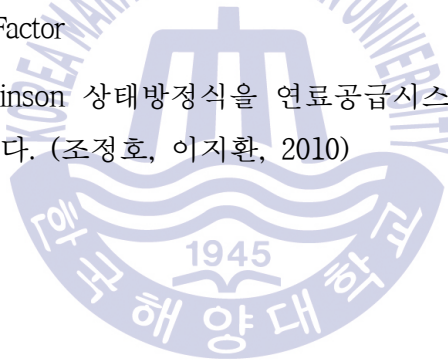
$$m = 0.37464 + 1.54336w - 0.26992w^2 \quad (9)$$

위 식에서 편심인자  $\alpha$  함수는 식(10)과 같다.

$$\alpha = [1 + (0.37464 + 1.54226w - 0.26992w^2)(1.0 - T_w^{0.5})]^2 \quad (10)$$

$w$  : Deviation Factor

본 논문은 Peng Robinson 상태방정식을 연료공급시스템의 공정해석 기초 상태방정식으로 선정하였다. (조정호, 이지환, 2010)



## 3.2 연료가스공급시스템 분석

### 3.2.1 연료가스공급시스템 공정 모델링

대상 선박의 연료가스공급시스템은 고압이중연료기관 및 저압이중연료기관의 연료가스 공급을 목적으로 여러 장치들이 구성된다. 공정 설계 프로그램을 이용하여 Fig. 17과 같이 공정 시스템 모델링을 수행하였다. 모델링에 사용한 수치는 선박의 운항자료를 참고하였다.

고압이중연료기관의 연료가스 공급을 위한 5단의 압축기와 압축기 각 단의 출구에 고온 가스의 냉각 목적으로 냉각기(Cooler)를 구성하였다. 저압이중연료기관의 연료가스 공급을 위해 압축기 3단으로 유입되기 전의 일부 가스를 이용한다. 2단 압축을 통해 약 14 bar로 가압된 가스를 감압밸브(PRV ; Pressure Reducing Valve)를 통해 약 6 bar로 감압하여 발전용 이중저압연료기관에 공급한다. 압축기를 통해 각 이중연료기관에 연료가스 공급을 위해서는 탱크 압력이 충분해야한다. 이는 BOG의 양이 충분해야한다는 의미이다.

BOG가 충분하지 않아 탱크 압력이 낮은 경우, 화물탱크 내부에 설치된 이송 펌프를 통해 액체연료를 갑판상 Compressor Room에 위치한 고압펌프로 이송하고, 고압 펌프를 통해 충분한 압력까지 액체연료를 가압한다. 300 bar까지 가압된 액체연료를 기화기(Vaporizer)을 통해 액체에서 기체로 상변화를 시켜준다. 300 bar로 가압이 된 연료가스는 고압이중연료기관에 공급이 된다. 이중 일부는 감압밸브를 통해 6 bar로 감압되고, 가열기를 통한 온도 상승 후 발전용 저압이중연료기관에 공급된다. 기화기 및 가열기의 열원은 증기(Steam)를 사용했다.

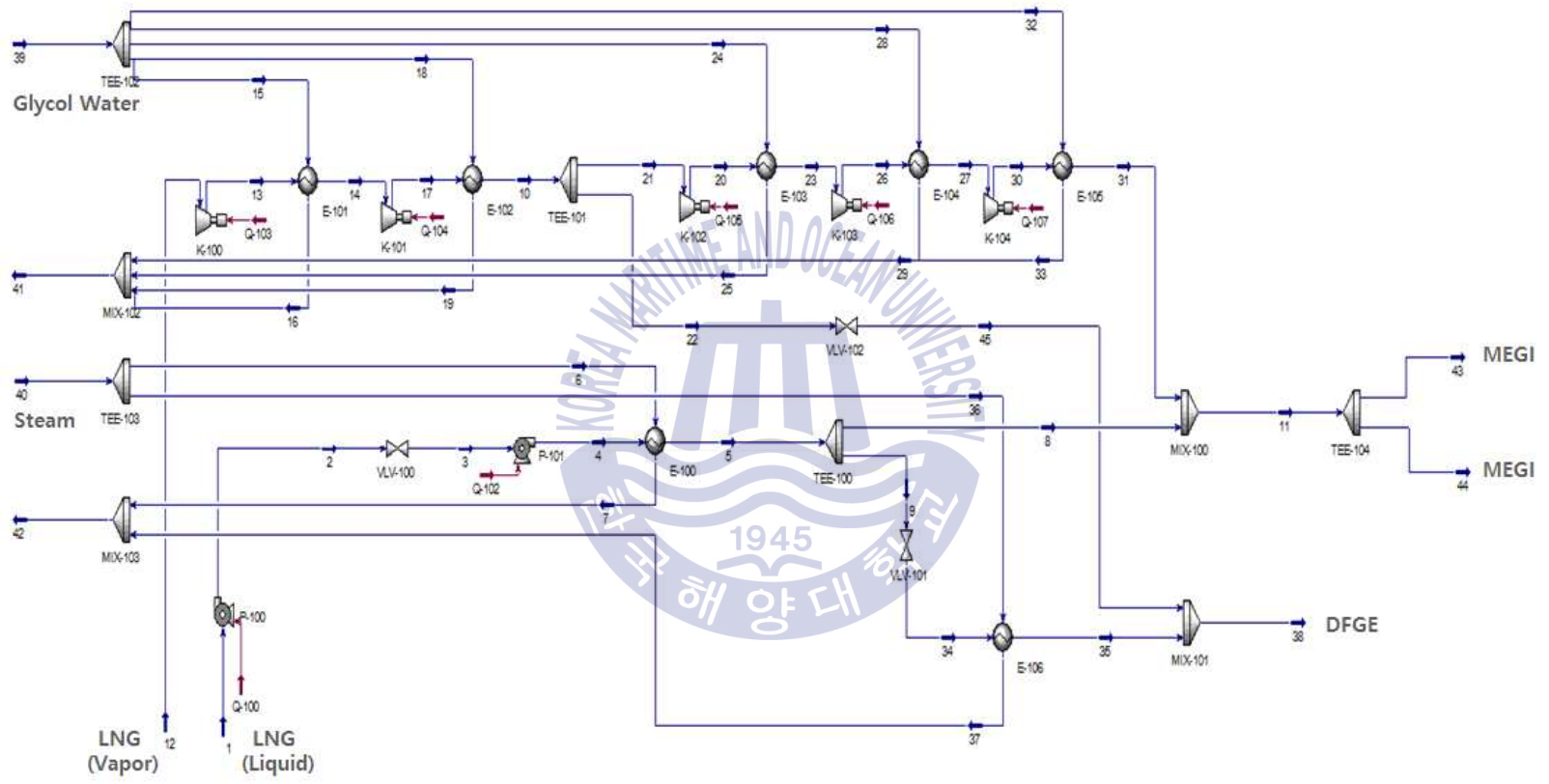


Fig. 17 Fuel Gas Supply System for MEGI & DFGE

Table 11은 만선행해(Laden Voyage) 시 사용하는 연료가스 압축기(Fuel Gas Compressor)의 압축 단계별 온도와 압력을 정리하였다. 압축기는 연료가스 공급을 위해 화물탱크 내에서 발생하는 BOG를 300 bar 이상으로 승압을 해준다.

Table 11 Condition of 5 stages FG Compressor (Laden Voyage)

Stages of Compressor	Suction Pressure (bar)	Suction Temp. (°C)	Discharge Pressure (bar)	Discharge Temp. (°C)
1 <sup>st</sup> Stage	0.10	-10.5	3.3	146.0
2 <sup>nd</sup> Stage	3.3	36.3	13.9	155.3
3 <sup>rd</sup> Stage	13.9	36.7	38.6	167.7
4 <sup>th</sup> Stage	38.6	37.0	95.9	123.5
5 <sup>th</sup> Stage	95.9	39.3	302.6	143.4

압축기 각 단에서 가압이 된 가스의 온도는 상승하게 된다. 따라서 다음 단으로 이송되기 전에 충분한 냉각이 이루어져야한다. Table 12는 압축기 각단의 출구 측에 설치되어 있는 냉각기(Cooler)의 운전 상태를 보여준다. 열침(Heat sink)은 글리콜(Glycol)과 청수(Fresh water) 혼합액체이다. 글리콜과 청수의 혼합비는 0.45:0.55이다.

Table 12 Condition of Coolers for FG Compressor (Laden Voyage)

	Inlet Pressure (bar)	Inlet Temp. (°C)	Outlet Temp. (°C)
1 <sup>st</sup> Cooler	2.1	30.0	35.0
2 <sup>nd</sup> Cooler	2.1	30.0	36.5
3 <sup>rd</sup> Cooler	2.1	30.0	33.0
4 <sup>th</sup> Cooler	2.1	30.0	36.0
5 <sup>th</sup> Cooler	2.1	30.0	42.0

### 3.2.2 연료가스 조성에 따른 메탄가 분석

대상 선박의 발전용 저압이중연료기관은 오토 사이클(Otto cycle)을 적용한 기관이다. 따라서 제조사에서 요구하는 연료의 품질, 즉 메탄가를 만족시키지 못하면 노킹현상, 출력저하 등 비정상적인 운전이 불가피하다.

만선행해 시 충분한 BOG가 발생하므로 메탄가로 인한 문제를 우려할 필요가 없다. 화물탱크에서 증발하여 발생한 BOG는 성분 대부분이 메탄(CH<sub>4</sub>)이며, 메탄의 비율이 높을수록 메탄가는 증가한다. 공선행해 시는 화물탱크의 소량의 액체 연료를 제외하고는 화물탱크가 비어있으므로 충분한 BOG 발생이 불가하다.

모델링한 연료가스공급시스템이 오토 사이클을 적용한 저압이중연료기관에 안정적인 연료공급이 가능한지 검토가 필요하다. 즉, 이중연료기관 제조사에서 요구하는 연료가스의 메탄가를 만족해야한다. 대상 선박의 경우 발전용 저압이중연료기관의 제조사에서 요구하는 메탄가는 80이다.

안정적인 연료공급에 대한 분석을 위해 연료가스 선정이 필요하다. LNGC는 선적하는 화물이 연료이므로 LNG 적하 터미널의 선정이 곧 연료가스의 선정이다. 메탄가 80 이하의 LNG를 선정하여 시뮬레이션을 수행하고자, 국내에서 가장 많이 소비하는 산지의 LNG인 카타르 가스(메탄가 75)를 선정하였다.

Table 13은 2017년 한국가스공사의 LNG 도입 현황을 나타낸 것이다. 카타르 가스가 35.4%로 가장 많은 비중을 차지한다. 다음으로 호주 가스가 16.4%로 2 위다. Table 14는 선정된 카타르 가스의 성분표이다. 메탄 성분이 90.91%이며 탄화수소 조성비에 따른 메탄가는 75이다. 메탄가의 계산은 이중연료기관 제조사에서 제공하는 온라인 계산프로그램을 사용하였다. (Wärtsilä Methane Number Calculator)

**Table 13** LNG Import Status, 2017 (KOGAS)

(2017.12.31. 기준, 단위:천톤)

국 가	도입량 (천톤)	비중 (%)
카타르	11,720	35.4
호주	5,415	16.4
오만	4,247	12.8
말레이시아	3,194	9.7
인도네시아	2,204	6.7
러시아	1,804	5.5
미국	1,656	5.0
브루나이	1,417	4.3
나이지리아	506	1.5
기타	900	2.7
합계	33,063	100.0

**Table 14** Compositions of Qatar Gas  
(The LNG industry GIIGNL ANNUAL REPORT, 2017)

Properties	Compositions % (Mole Fraction)
Methane CH <sub>4</sub>	90.91
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6.43
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.66
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.74
Nitrogen N <sub>2</sub>	0.26
Methane Number	75

Fig. 18은 연료가스공급시스템에 카타르 가스를 적용했을 때 각 구성 기기들의 상태 및 연료가스 조성비 변화 분석을 위한 모델링이다. Table 15는 5군데의 지점에서 연료가스의 압력 및 온도조건 변화 및 조성비 변화에 대한 것이다. 대상 선박의 실제 항해 시 소모량을 바탕으로, 주기관에서 필요로 하는 연료량(질량 유량)은 2000 kg/h, 보조기관은 600 kg/h로 설정했다.

화물탱크 내의 액체연료를 Pump로 이송하여 고압펌프(HP pump)에서 가압하여 기화기(Vaporizer)에서 기체로 상변화가 일어나고 가열기(Heater)를 통해 온도 상승시켜 저압이중연료기관으로 이송하는 흐름이다. 연료가스의 온도와 압력은 흐름에 따라 각 구성 기기를 통해 변화가 일어난다. 하지만 연료가스의 성분별 조성비와 메탄가는 변화가 없다.

즉, 모델링한 연료가스공급시스템에 카타르 가스를 적용하여 시뮬레이션을 한 결과 발전용 이중연료기관에서 요구하는 최소 메탄가를 만족하지 못한다.

Table 15 Condition & Composition of Fuel Gas at each streams

Condition & Composition	1	2	3	4	5
	Pump Inlet	Pump Outlet	HP Pump Outlet	Vaporizer Outlet	Heater Outlet
Pressure [bar]	1.137	6.137	300.8	300.5	6.0
Temperature [°C]	-160	-159.3	-143.3	55.0	47.0
Mass Flow [kg/h]	2600	2600	2600	2600	600
Methane CH <sub>4</sub>	90.91	90.91	90.91	90.91	90.91
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6.43	6.43	6.43	6.43	6.43
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Nitrogen N <sub>2</sub>	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Methane Number	75	75	75	75	75

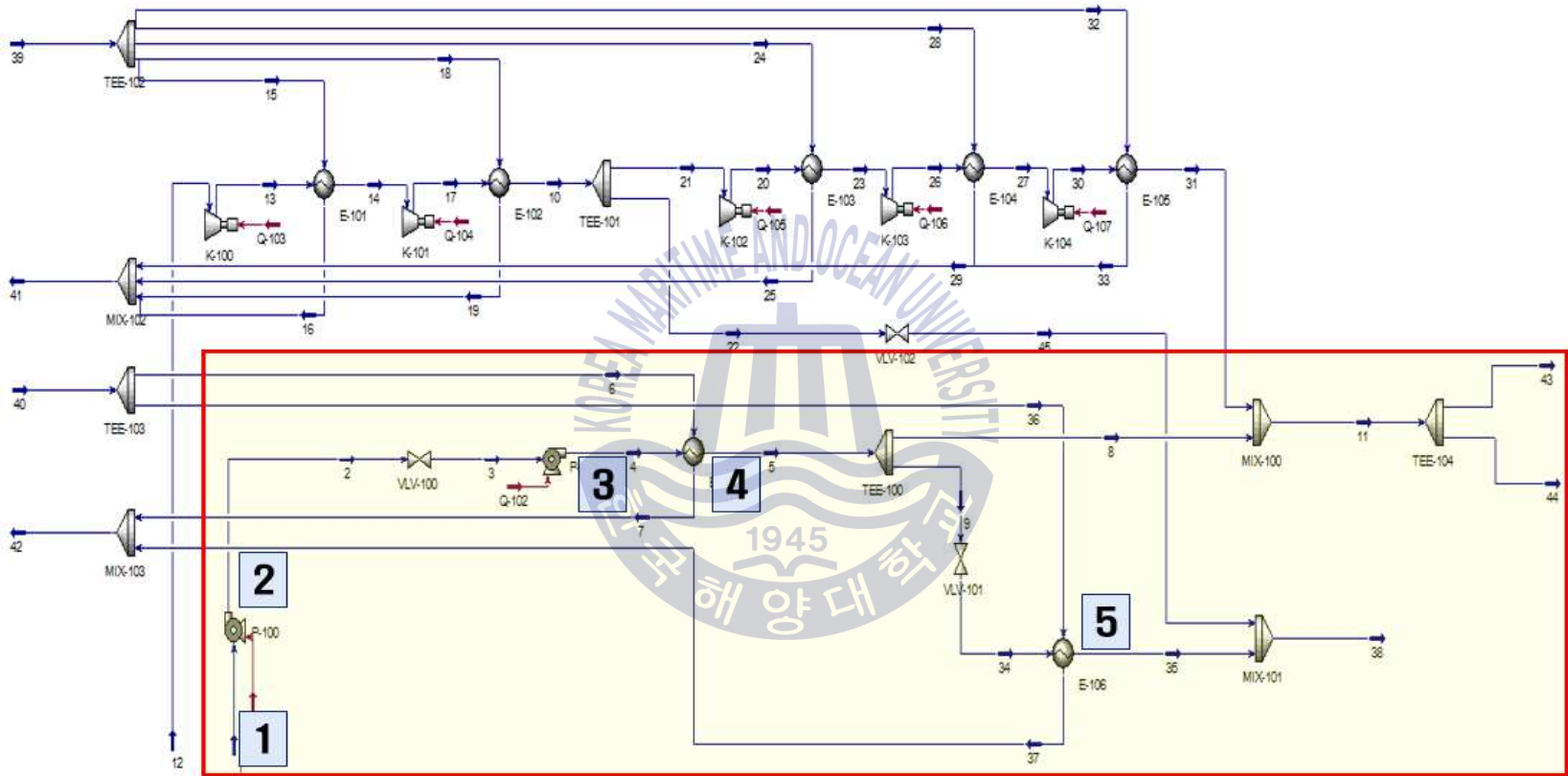


Fig. 18 Simulation Concept of Heavy Hydrocarbon Separation System



### 3.3 메탄가 향상을 위한 연료가스공급시스템 공정 해석

#### 3.3.1 메탄가 향상을 위한 방법

모델링한 연료가스공급시스템이 연료가스 조성에 따라 메탄가를 만족하지 못한다는 결론에 따라, 이중연료기관을 가스모드로 사용할 때 안정적인 연료가스 공급을 위해 메탄가를 향상시킬 방법이 필요하다.

메탄가 향상을 위한 방법은 연료가스의 메탄(CH<sub>4</sub>) 성분을 높이는 것이다. 즉, 메탄을 제외한 에탄, 프로판, 부탄 등의 성분을 연료에서 분리하는 것이다. **Table 16**은 LNG 각 조성별 비등점(Boiling point)을 보여준다. 연료가스 온도를 변화시키면, 서로 다른 비등점에 따라 액체에서 기체로 상변화를 하게 된다. (정진원, 2018)

대기압에서 메탄(CH<sub>4</sub>)은 -161°C 에서 비등하고, 에탄(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)은 -88.6°C 에서 비등한다. 성분의 탄소 개수가 많을수록 비등점이 높아짐을 볼 수 있다. **Fig. 19**는 온도와 압력에 따른 각 성분들의 비등점에 대한 그래프이다.

**Table 16** Normal Boiling Point of LNG compositions

	Methane	Ethane	Propane	Butane	Pentane	Nitrogen
Chemical formula	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>
Boiling point at 1 bar(a)	-161°C	-88.6°C	-42.1°C	-0.5°C	36.1°C	-195°C

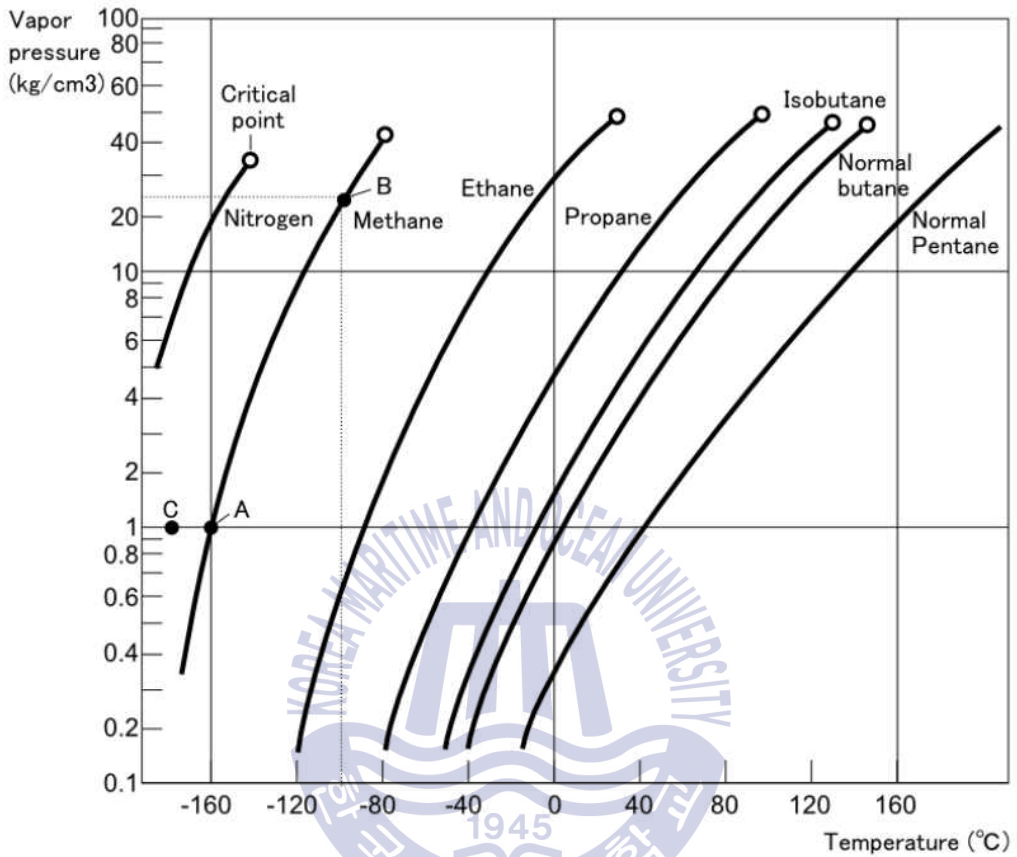


Fig. 19 Liquefied Gas Vapor Pressure Curves

([https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Liquefied\\_Gas\\_Vapor\\_Pressure\\_Curves.PNG](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Liquefied_Gas_Vapor_Pressure_Curves.PNG))

### 3.3.2 중질탄화수소 분리시스템 개념

액화천연가스(LNG)는 메탄보다 무거운 에탄, 프로판, 부탄 같은 탄화수소들을 포함한다. 연료로 사용하는 LNG에서 중질탄화수소 분리가 메탄가 상승의 방법이다. 따라서 연료 LNG를 이송, 가열, 분리하기 위한 설비가 필요하다. (H.Uwitonze et al, 2014)

연료 LNG의 온도 변화를 위해 가열기가 필요하다. 가열기에 의해 가열된 연료는 전체가 비등하기 전까지는 기체와 액체연료가 혼합된 상태이며, 이 혼합 상태인 연료가스에서 기체와 액체를 분리해주기 위한 기액 분리기(Vapor/liquid separator)가 필요하다. Fig. 20은 중질탄화수소 분리시스템의 개념도이다. 연료를 가열하면 비등점에 따라 일부는 기체로 상변화 하여 기액 분리기 상부를 통해 이중연료기관에 연료가스로 공급이 되고, 나머지는 비등하지 못해 액체 상태로 기액 분리기 하부로 이동하여 다시 화물 탱크로 유입된다.

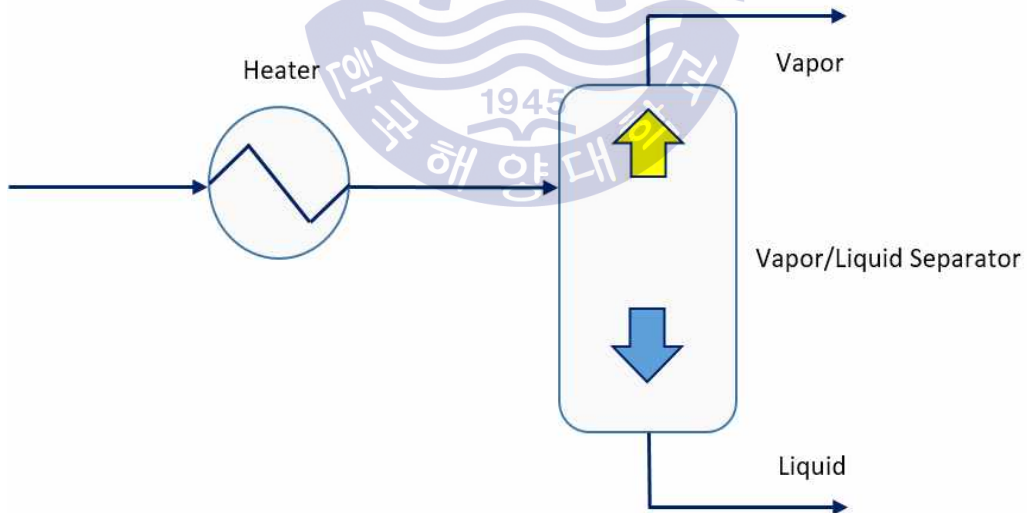


Fig. 20 Concept of Heavy Hydrocarbon Separation System  
(H.Uwitonze et al, 2014)

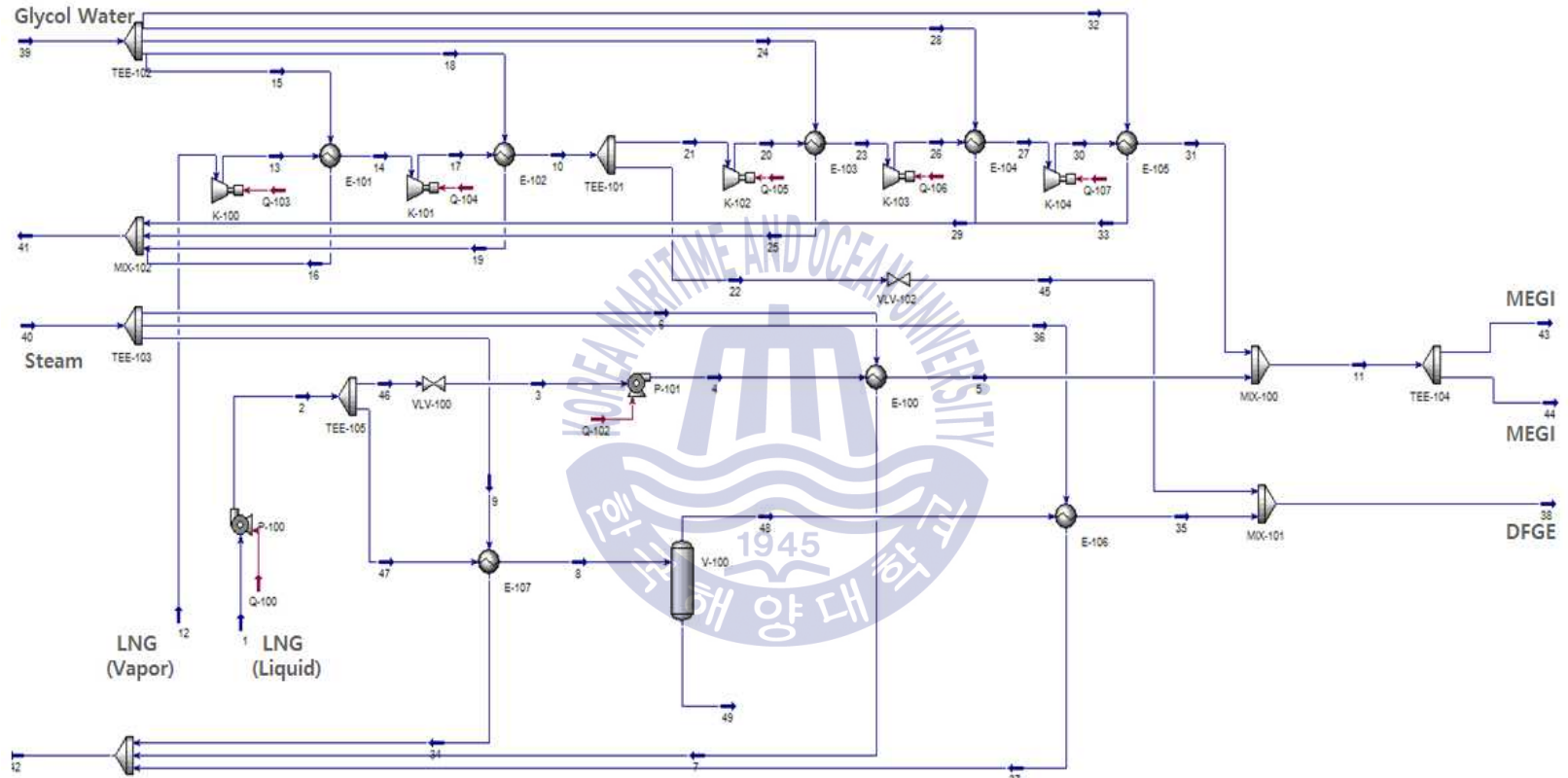


Fig. 21 Heavy hydrocarbon Separation process design (Steady static condition)

Fig. 21은 대상 선박의 연료가스공급시스템에 중질탄화수소 분리시스템을 적용한 것이다. 기존 연료가스공급시스템 발전용 이중연료기관의 연료가스 공급 라인에 가열기와 기액 분리기를 설치하였다.

Fig. 22는 중질탄화수소 분리시스템 적용에 의한 연료가스 흐름을 보여준다. 화물탱크 내부의 펌프를 통해 연료가스 가열기로 이송한다. 설정된 가열기 출구 온도에 따라 비등한 기체와 비등하지 못한 액체 상태인 연료가스는 기액 분리기를 통과하여 기체와 액체 연료가 분리가 된다. 분리된 기체 연료는 이중연료기관에 공급되기 위해 가열기에서 약 45°C로 가열된다.

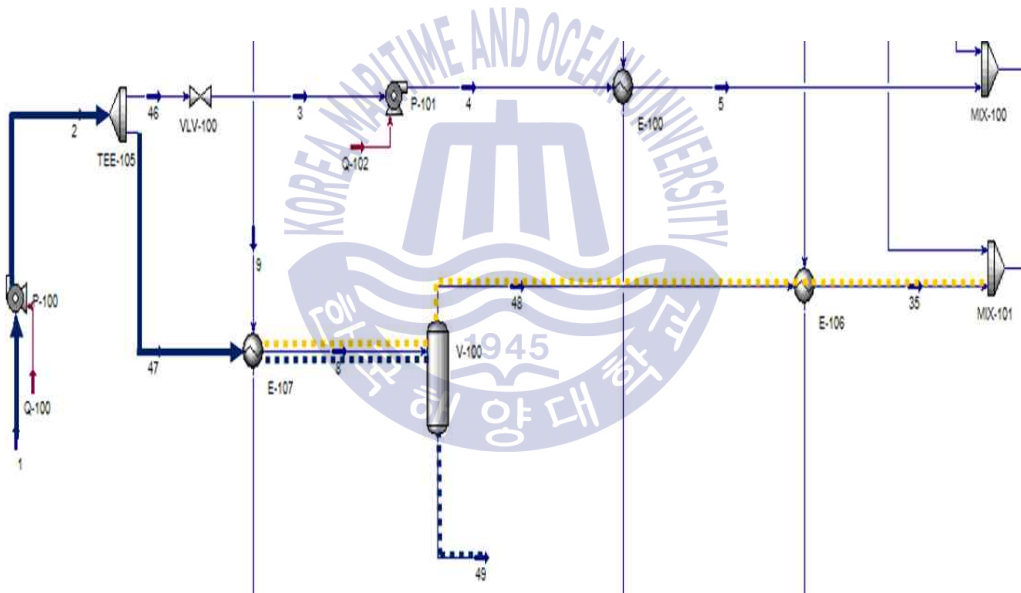


Fig. 22 Flow Process of Fuel Gas on Heavy Hydrocarbon Separation System

### 3.3.3 대상 가스 선정 및 분석 조건 설정

연료가스공급시스템에 중질탄화수소 분리를 위한 장치를 설계하여 모델링하였다. 중질탄화수소 분리를 위한 연료가스 가열온도에 따른 메탄가 변화를 분석하기 위해 대상 가스 선정이 필요했다. Table 17은 선정된 가스와 선정 기준에 대한 것이다. 선정된 카타르 가스의 경우 현재 국내 도입량 1위이며, 리비아 가스의 경우 전 세계에서 가장 메탄가가 낮은 가스이다. 시뮬레이션 대조군 선정을 하고자 메탄가 80 이상의 가스 산지 중에서 예멘 가스를 선택하였다. Table 18은 대상 가스의 조성 성분에 대한 내용이다.

Table 17 List of Target LNG

	카타르 (Qatar)	리비아 (Libya)	예멘 (Yemen)
선정기준	대한민국 LNG 도입량 1위 (35.4%)	메탄가가 가장 낮은 산지	메탄가 80이상 대조군

Table 18 Compositions of Target LNG

Properties	Qatar	Libya	Yemen
	Compositions %	Compositions %	Compositions %
Methane CH <sub>4</sub>	90.91	82.57	93.17
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6.43	12.62	5.93
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1.66	3.56	0.77
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.74	0.65	0.12
Nitrogen N <sub>2</sub>	0.26	0.59	0.02
Methane Number	<b>75</b>	<b>69</b>	<b>82</b>

Table 19는 연료가스공급시스템의 정적상태 모델링을 수행하기 위한 연료가스 공급량과 압력에 대한 것이다. 주기관 및 보조기관 운전을 위해 요구되는 연료가스 유량은 실제 항해 자료를 참조하였다.

Table 19 Required Fuel Gas Pressure and Amount for Engines

	Fuel Gas Supply Pressure	Fuel Gas Amount [mass flow]
Main Engine (MEGI, 2sets)	300 bar	2000 kg/h
Gen. Engine (DFGE, 4sets)	7.182 bar (abs.)	600 kg/h
Min. Amount		2600 kg/h

가열기 출구온도 범위는  $-130^{\circ}\text{C} \sim -50^{\circ}\text{C}$ 로 설정하였다. 온도 범위 설정 기준은 선정 가스들의 비등이 약  $-130^{\circ}\text{C}$  전후에서 시작되어 요구되어지는 최소 유량이 형성되었으며  $-50^{\circ}\text{C}$  이하의 온도에서 선정 가스들의 성분들이 모두 비등을 하였다. 따라서 대상 가스 모두를 고려하여 출구 온도 범위를 설정하였다.

### 3.4 연료가스 가열 온도에 따른 메탄가 변화 분석 결과

#### 3.4.1 카타르 가스 분석 결과

카타르 가스를 중질탄화수소 분리시스템이 설계된 연료가스공급시스템에 적용하였다. Fig. 23은 연료가스 가열 온도에 따른 메탄가 변화를 보여준다. Fig. 24는 연료가스 가열 온도에 따른 연료가스의 메탄 성분의 함량 변화를 보여준다. Fig. 25는 연료가스 가열 온도에 메탄을 제외한 중질 탄화수소의 함량 변화를 보여준다. Fig. 26은 연료가스 가열 온도에 따른 이송 펌프의 이송 유량을 보여준다.

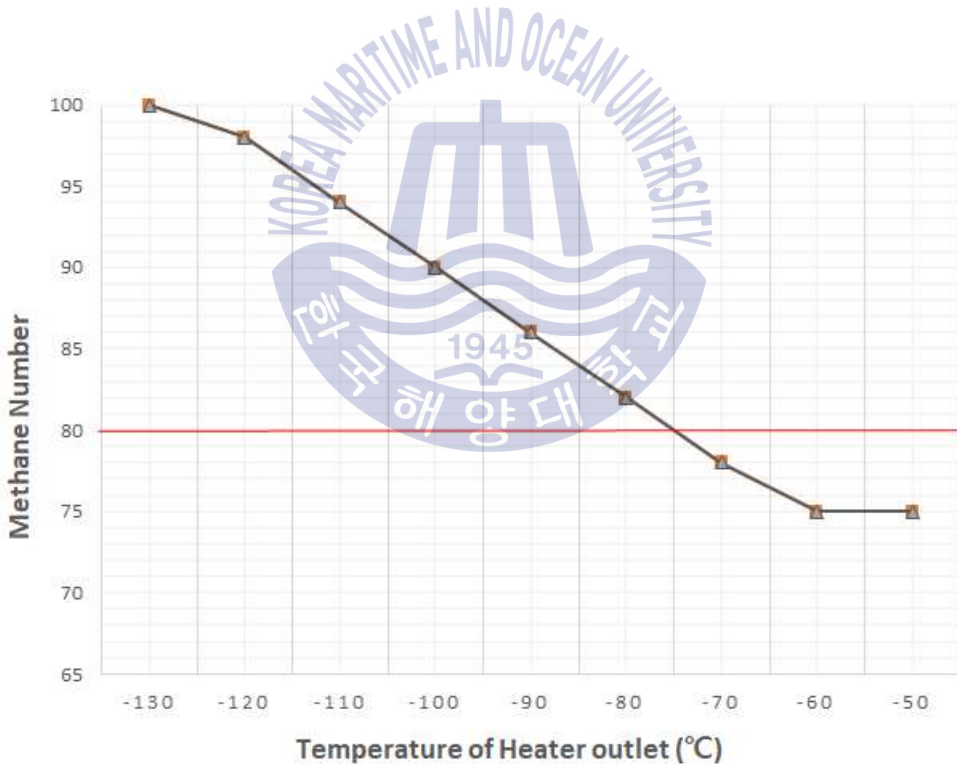


Fig. 23 Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas)



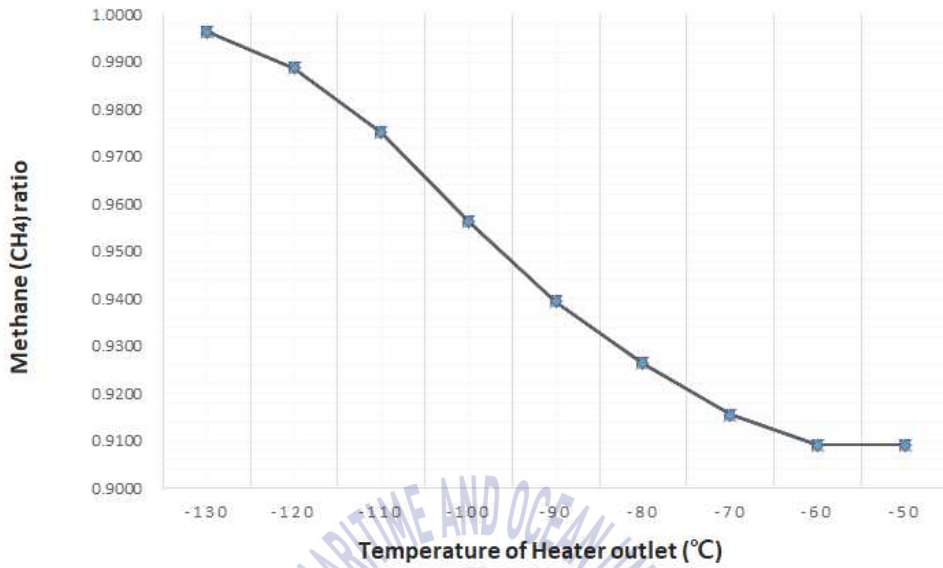


Fig.24 Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas)

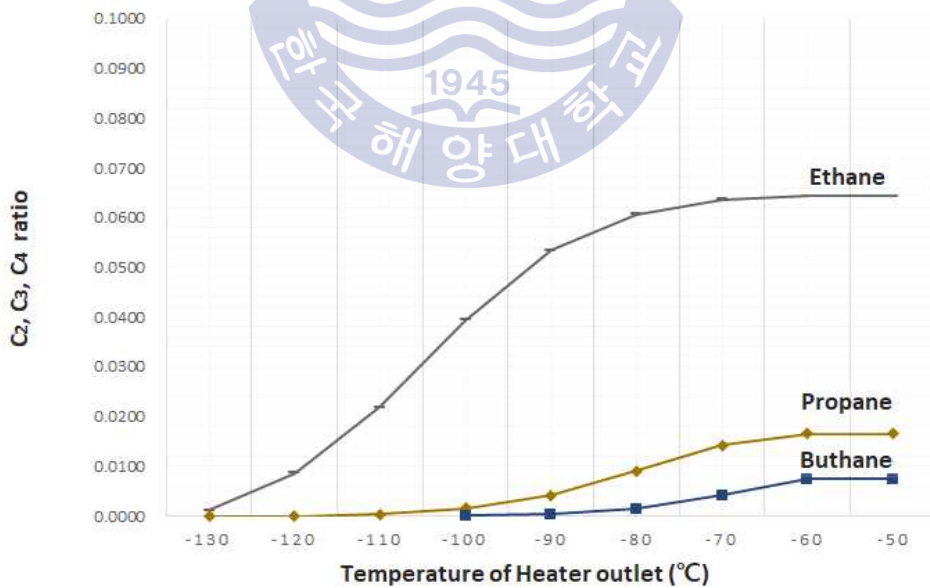


Fig. 25 Variation of C<sub>2+</sub> ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Qatar Gas)

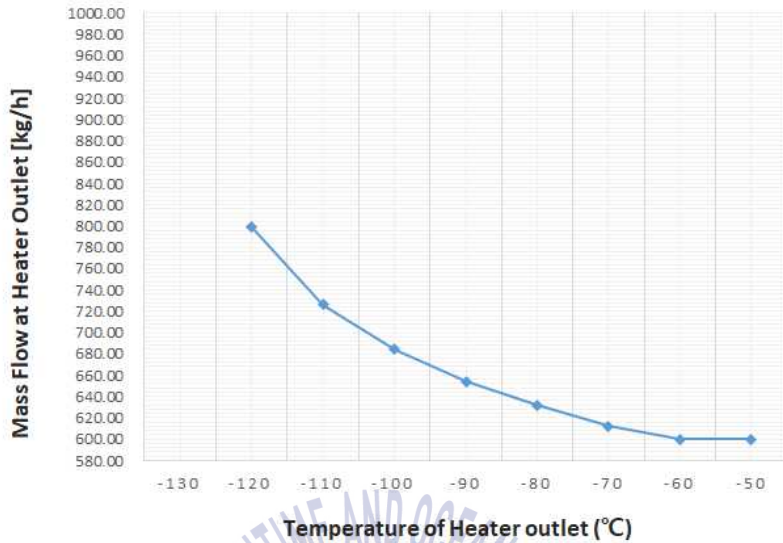


Fig. 26 Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature  
(Case of Qatar Gas)

Table 20은 연료의 가열온도에 따른 조성비, 메탄가, 유량의 변화에 대한 시뮬레이션 데이터를 보여준다. 카타르 가스는  $-130^{\circ}\text{C}$ 에서 비등을 시작하고 메탄 성분이 주를 이루며 높은 메탄가를 보인다. 가열 온도가 상승하면서 메탄 이외의 탄화수소 성분들도 기화를 하여 점차 메탄가가 낮아지고,  $-75^{\circ}\text{C}$ 에서 메탄가 80을 만족하고  $-75^{\circ}\text{C}$  이상의 온도에서는 메탄가가 80 미만으로 낮아진다. 따라서 오토사이클을 적용한 이중연료기관의 경우 메탄가 향상을 위한 연료의 가열온도를  $-75^{\circ}\text{C}$  이하로 설정해야 기관의 안정적인 운전을 위한 최소 요구치인 메탄가 80을 만족한다.  $-60^{\circ}\text{C}$ 에서 모든 탄화수소 성분들이 기화를 하여 카타르 가스 고유의 메탄가 75에 도달한다. 유량의 경우, 가열온도가 높아질수록 감소하며 모든 탄화수소 성분들이 기화된  $-60^{\circ}\text{C}$ 에서 최소 유량이 된다. 메탄가를 상승시키기 위해서는 연료에 포함된 중질탄화수소를 분리해야 하며, 분리된 중질탄화수소는 다시 화물 탱크로 유입되기 때문에 유입되는 양만큼 펌프 이송량은 증가하게 된다. 따라서 카타르 가스의 경우 기관의 안정적인 운전과 연료 이송펌프의 효율을 위한 적정 연료 가열온도는  $-75^{\circ}\text{C}$ 이다.

**Table 20** Result of Simulation (Case of Qatar Gas)

Qatar Gas	Origin	-130	-120	-110	-100	-90	-80	-70	-60	-50
Methane CH <sub>4</sub>	0.9091	0.9963	0.9887	0.9751	0.9564	0.9394	0.9264	0.9155	0.9091	0.9091
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0643	0.0011	0.0087	0.0219	0.0394	0.0534	0.0606	0.0636	0.0643	0.0643
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0166	0.0000	0.0000	0.0004	0.0015	0.0042	0.0090	0.0142	0.0166	0.0166
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0074				0.0001	0.0004	0.0014	0.0041	0.0074	0.0074
Nitrogen	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026	0.0026
TTL	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Methane Number	75	100	98	94	90	86	82	78	75	75
TTL Mass Flow [kg/h]	Min. 2600	9610.00	2799.10	2726.30	2684.31	2654.09	2631.78	2612.10	2600.00	2600.00
Mass Flow HTR outlet [kg/h]		7610.00	799.10	726.30	684.31	654.09	631.78	612.10	600.00	600.00
Mass Flow for DFGE [kg/h]	Min. 600	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00
Mass Flow Return [kg/h]		7010.00	199.10	126.30	84.31	54.09	31.78	12.10	0.00	0.00

### 3.4.2 리비아 가스 분석 결과

리비아 가스를 중질탄화수소 분리시스템이 설계된 연료가스공급시스템에 적용하였다. Fig. 27은 연료가스 가열 온도에 따른 메탄가 변화를 보여준다. Fig. 28은 연료가스 가열 온도에 따른 연료가스의 메탄 성분의 함량 변화를 보여준다. Fig. 29는 연료가스 가열 온도에 메탄을 제외한 중질 탄화수소의 함량 변화를 보여준다. Fig. 30은 연료가스 가열 온도에 따른 이송 펌프의 이송 유량을 보여준다.

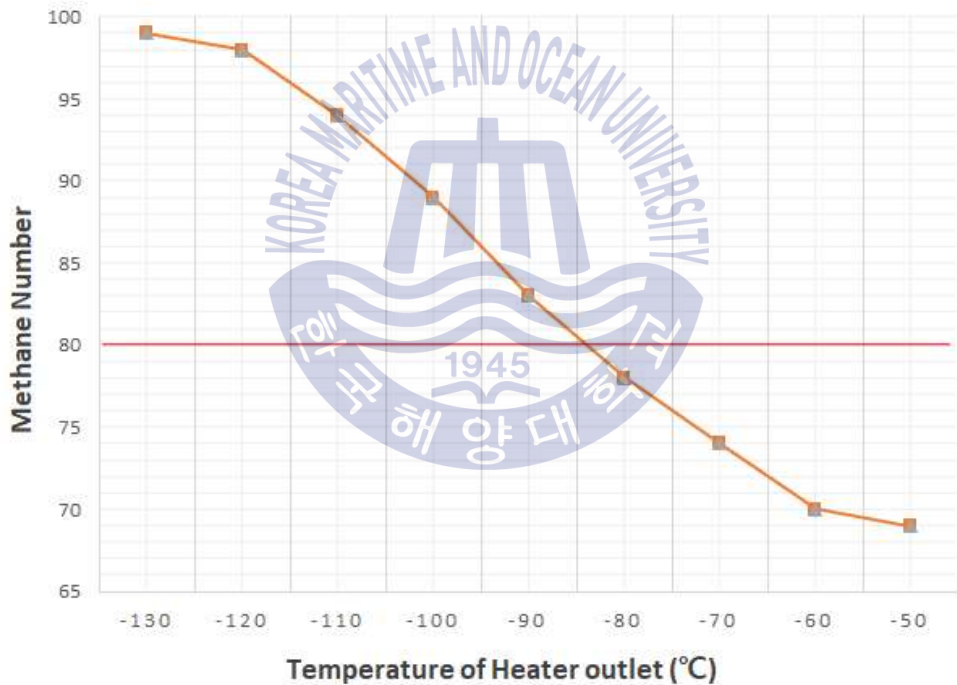


Fig. 27 Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas)

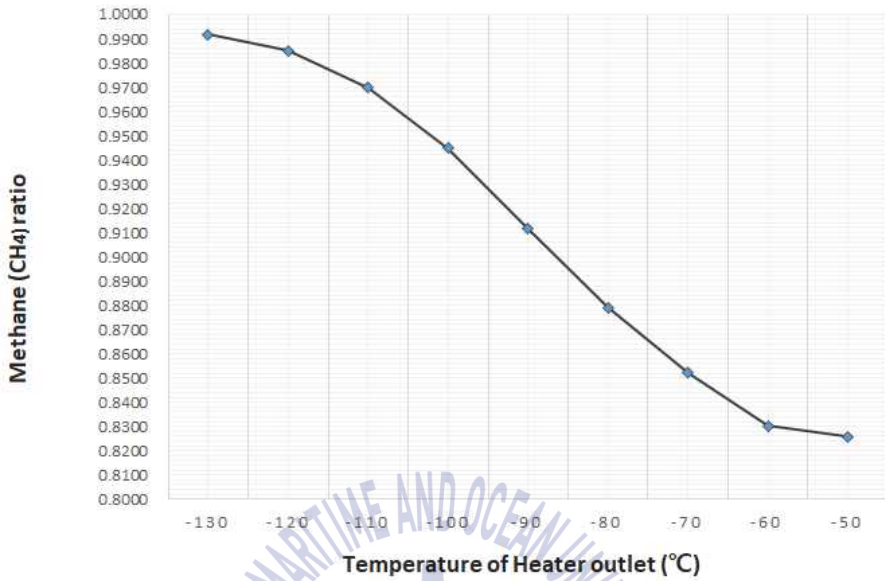


Fig. 28 Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas)

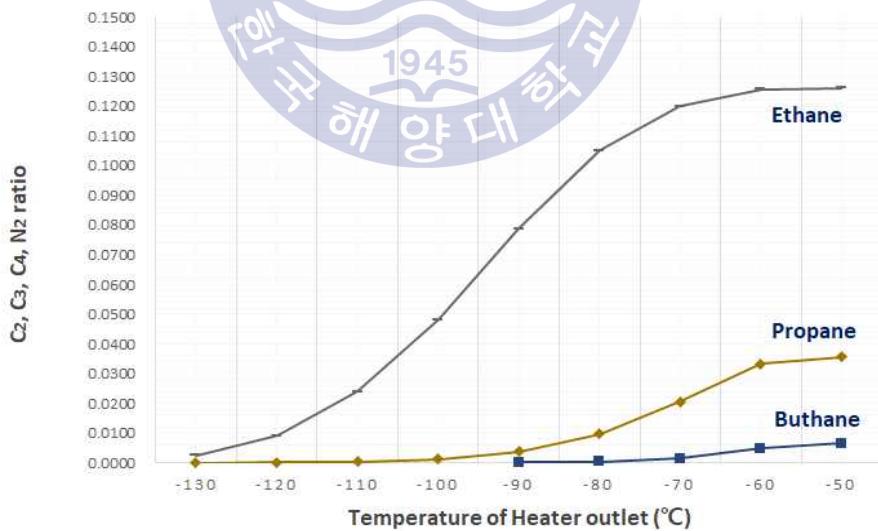


Fig. 29 Variation of C2+ ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Libya Gas)

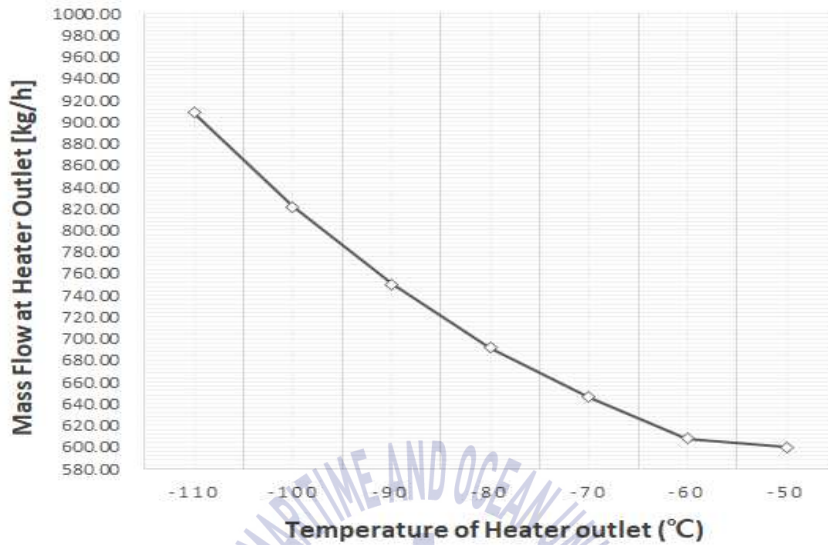


Fig. 30 Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature  
(Case of Libya Gas)

Table 21은 연료의 가열온도에 따른 조성비, 메탄가, 유량의 변화에 대한 시뮬레이션 데이터를 보여준다. 리비아 가스는  $-130^{\circ}\text{C}$ 에서 비등을 시작하고 메탄 성분이 주를 이루며 높은 메탄가를 보인다. 가열 온도가 상승하면서 메탄 이외의 탄화수소 성분들도 기화를 하여 점차 메탄가가 낮아지고,  $-85^{\circ}\text{C}$ 에서 메탄가 80을 만족하고  $-85^{\circ}\text{C}$  이상의 온도에서는 메탄가가 80 미만으로 낮아진다. 따라서 오토사이클을 적용한 이중연료기관의 경우 메탄가 향상을 위한 연료의 가열온도를  $-85^{\circ}\text{C}$  이하로 설정해야 기관의 안정적인 운전을 위한 최소 요구치인 메탄가 80을 만족한다.  $-50^{\circ}\text{C}$ 에서 모든 탄화수소 성분들이 기화를 하여 리비아 가스 고유의 메탄가 69에 도달한다. 유량의 경우, 가열온도가 높아질수록 감소하며 모든 탄화수소 성분들이 기화된  $-50^{\circ}\text{C}$ 에서 최소 유량이 된다. 메탄가를 상승시키기 위해서는 연료에 포함된 중질탄화수소를 분리해야 하며, 분리된 중질탄화수소는 다시 화물 탱크로 유입되기 때문에 유입되는 양만큼 펌프 이송량은 증가하게 된다. 따라서 리비아 가스의 경우 기관의 안정적인 운전과 연료 이송펌프의 효율적인 운전을 위한 적정 연료 가열온도는  $-85^{\circ}\text{C}$ 이다.

**Table 21** Result of Simulation (Case of Libya Gas)

Libya Gas	Origin	-130	-120	-110	-100	-90	-80	-70	-60	-50
Methane CH <sub>4</sub>	0.8258	0.9916	0.9850	0.9697	0.9447	0.9116	0.8790	0.8522	0.8303	0.8258
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.1262	0.0025	0.0090	0.0240	0.0481	0.0787	0.1051	0.1199	0.1257	0.1262
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0356	0.0000	0.0001	0.0004	0.0013	0.0037	0.0096	0.0205	0.0332	0.0356
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0065					0.0001	0.0004	0.0015	0.0049	0.0065
Nitrogen	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059	0.0059
TTL	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Methane Number	69	99	98	94	89	83	78	74	70	69
TTL Mass Flow [kg/h]	Min. 2600	7115.00	3099.00	2908.70	2821.90	2750.40	2691.95	2646.26	2608.07	2600.00
Mass Flow HTR outlet [kg/h]		5115.00	1099.00	908.70	821.90	750.40	691.95	646.26	608.07	600.00
Mass Flow for DFGE [kg/h]	Min. 600	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00
Mass Flow Return [kg/h]		4515.00	499.00	308.70	221.90	150.40	91.95	46.26	8.07	0.00



### 3.4.3 예멘 가스 분석 결과

예멘 가스를 중질탄화수소 분리시스템이 설계된 연료가스공급시스템에 적용하였다. Fig. 31은 연료가스 가열 온도에 따른 메탄가 변화를 보여준다. Fig. 32는 연료가스 가열 온도에 따른 연료가스의 메탄 성분의 함량 변화를 보여준다. Fig. 33은 연료가스 가열 온도에 메탄을 제외한 중질 탄화수소의 함량 변화를 보여준다. Fig. 34는 연료가스 가열 온도에 따른 이송 펌프의 이송 유량을 보여준다.

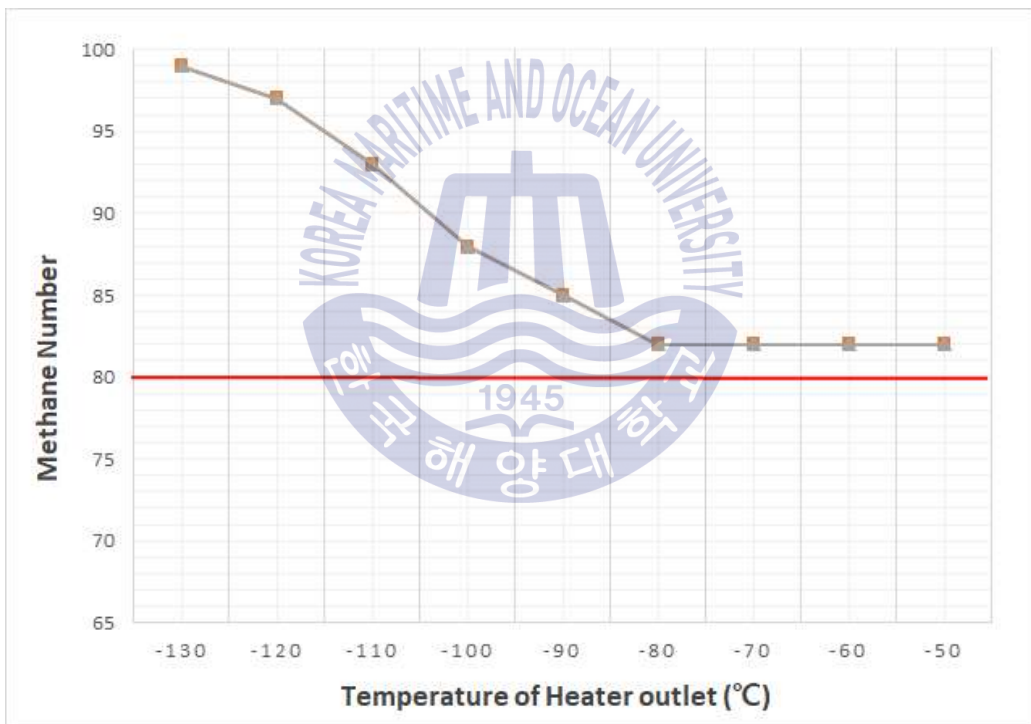


Fig. 31 Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature  
(Case of Yemen Gas)



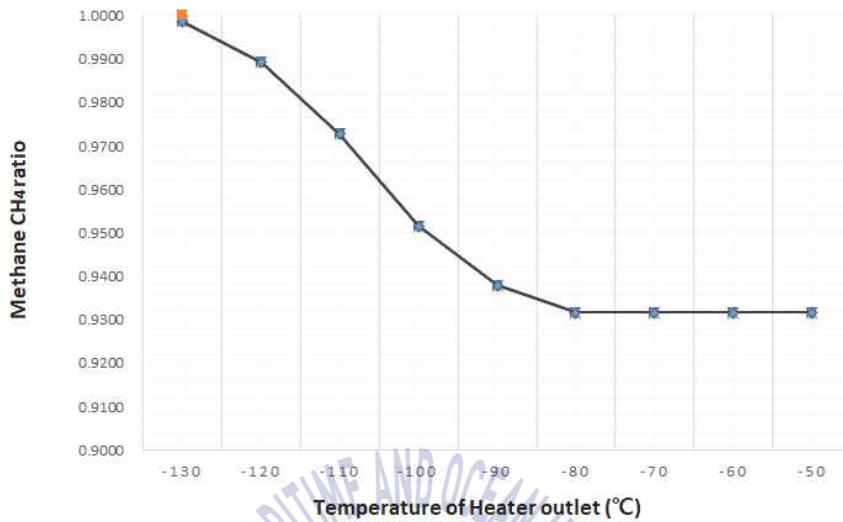


Fig. 32 Variation of Methane ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas)

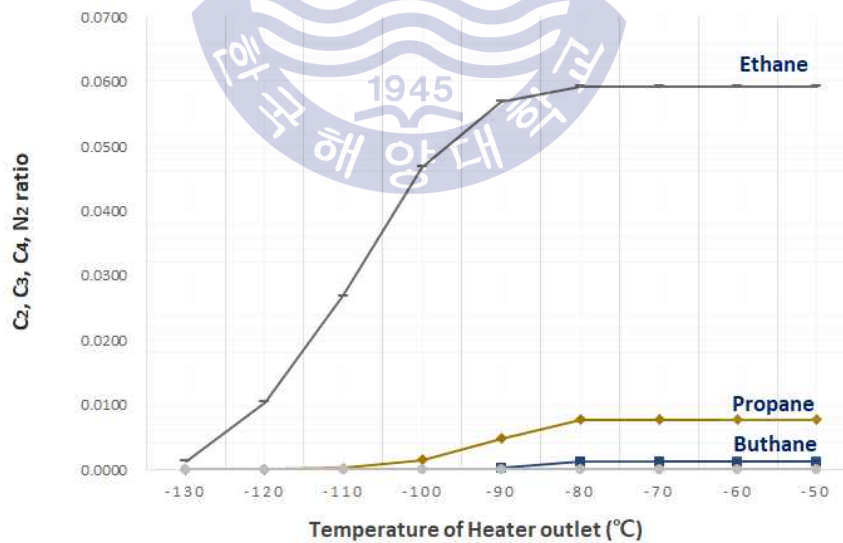


Fig. 33 Variation of C2+ ratio by Fuel Gas Heating Temperature (Case of Yemen Gas)

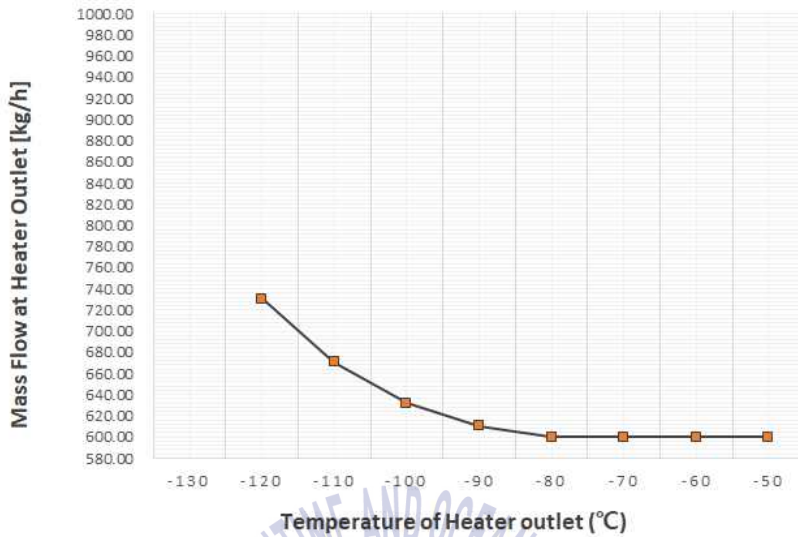


Fig. 34 Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature  
(Case of Yemen Gas)

Table 22는 연료의 가열온도에 따른 조성비, 메탄가, 유량의 변화에 대한 시뮬레이션 데이터를 보여준다. 예멘 가스는  $-130^{\circ}\text{C}$ 에서 비등을 시작하고 메탄성분이 주를 이루며 높은 메탄가를 보인다. 가열 온도가 상승하면서 메탄 이외의 탄화수소 성분들도 기화를 하여 점차 메탄가가 낮아지고,  $-80^{\circ}\text{C}$ 에서 예멘 가스 고유의 메탄가 82에 도달한다. 따라서 예멘 가스의 경우 오토사이클을 적용한 이중연료기관에서 요구하는 최소 요구치인 메탄가 80을 항상 만족한다. 유량의 경우, 가열온도가 높아질수록 감소하며 모든 탄화수소 성분들이 기화된  $-80^{\circ}\text{C}$ 에서 최소 유량이 된다. 결론적으로, 예멘 가스의 경우 연료의 가열온도에 상관없이 항상 메탄가 82이상을 유지하며, 이송펌프의 효율적인 운영을 위한 적정 연료 가열 온도는  $-80^{\circ}\text{C}$ 이다.

**Table 22** Result of Simulation (Case of Yemen Gas)

Yemen Gas	Origin	-130	-120	-110	-100	-90	-80	-70	-60	-50
Methane CH <sub>4</sub>	0.9317	0.9986	0.9893	0.9727	0.9516	0.9379	0.9317	0.9317	0.9317	0.9317
Ethane C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0593	0.0013	0.0105	0.0269	0.0468	0.0569	0.0593	0.0593	0.0593	0.0593
Propane C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0077	0.0000	0.0001	0.0003	0.0015	0.0048	0.0077	0.0077	0.0077	0.0077
i-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0012					0.0003	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
Nitrogen	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
TTL	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Methane Number	82	99	97	93	88	85	82	82	82	82
TTL Mass Flow [kg/h]	Min. 2600	4760.00	2730.40	2670.50	2632.16	2610.37	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00
Mass Flow HTR outlet [kg/h]		2760.00	730.40	670.50	632.16	610.37	600.00	600.00	600.00	600.00
Mass Flow for DFGE [kg/h]	Min. 600	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00	600.00
Mass Flow Return [kg/h]		2160.00	130.40	70.50	32.16	10.37	0.00	0.00	0.00	0.00

Fig. 35는 대상 가스인 카타르, 리비아, 예멘 가스의 연료가스 가열온도에 따른 메탄가 변화이다. Fig. 36은 연료가스 가열온도에 따른 펌프 유량 변화이다.

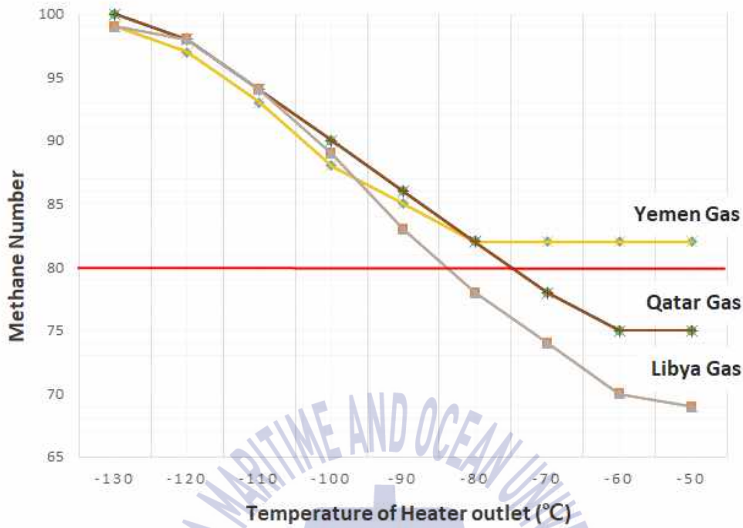


Fig. 35 Variation of Methane Number by Fuel Gas Heating Temperature (All Target Gases)

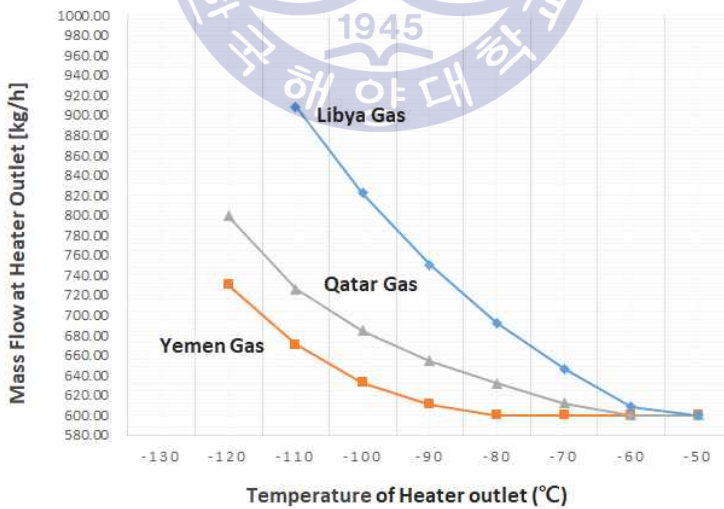


Fig. 36 Variation of Mass Flow by Fuel Gas Heating Temperature (All Target Gases)

## 제 4 장 결 론

본 논문은 실제 운항 중인 LNGC에 적용된 연료가스공급시스템의 구성 및 항해 특성에 따른 운용 방법을 소개하고, 오토사이클을 적용한 이중연료기관의 안정적인 연료가스 공급을 위해 메탄가를 향상시킬 수 있는 중질탄화수소 분리 시스템을 모델링 및 해석하였다. 대상 선박인 174,000m<sup>3</sup> LNGC의 연료가스공급 시스템 분석을 통해 메탄가 80 미만인 카타르 가스(메탄가 75)를 연료로 사용하는 경우 오토사이클을 적용한 이중연료기관 제조사에서 요구하는 메탄가 80을 만족하지 못해 노킹 및 출력감소가 발생할 가능성이 있다는 것을 확인하였다. 따라서 메탄가 80 미만의 LNG를 연료로 사용하는 경우 노킹현상 없이 안정적인 연료 공급을 위해 연료가스공급시스템에 메탄가 향상을 위한 시스템을 적용하여 다음과 같은 결론을 얻었다.

### 1. 메탄가 향상을 위한 시스템 구성

메탄가 향상을 위해 메탄을 제외한 다른 성분들을 연료에서 분리하는 중질탄화수소 분리시스템을 연료가스공급시스템에 적용하여 해석하였다. 중질탄화수소 분리는 가열기와 기액 분리기로 구성되어 있다. 해석 결과 연료의 가열온도에 따른 탄화수소 성분들의 비등점 차이에 의해 메탄 이외의 에탄, 프로판, 부탄 같은 중질탄화수소를 분리하여 메탄가가 향상됨을 공정해석 프로그램을 이용한 시뮬레이션을 통해 확인하였다.

### 2. LNG 성분비에 따른 최적의 연료가스 가열온도 도출

성분비와 메탄가가 서로 다른 카타르, 리비아, 예멘 산지의 가스를 대상으로 중질탄화수소 분리시스템을 이용하여 연료의 가열온도에 따른 메탄가 및 유량 변화를 분석하였다. 또한, 메탄가를 만족하고 이송펌프의 효율적인 운전을 위한 최적의 연료 가열온도를 도출하였다. 연료의 메탄가 향상과 유량의 변화가 밀접한 관계가 있어 두 사항을 모두 고려하여 연료의 적정 가열온도가 결정되어야 한다.

선박기인 배출가스 규제를 만족하기 위해 LNG를 연료로 사용하는 선박이 계속 증가 할 것으로 예상되며, 이중연료기관의 특성에 따라 고려해야할 사항들의 연구가 활발히 이루어져 보다 안전하고 신뢰성이 있는 연료공급시스템의 개발이 진행될 것이라 사료된다. 현재 메탄가를 향상시킬 수 있는 다양한 방법들이 연구되고 있으며, 이중연료기관 제조사의 경우 낮은 메탄가를 가진 연료를 사용할 수 있는 기관을 개발하는데 많은 연구가 진행 중이다. 가스 연료에 있어 메탄가는 안정적인 기관 운전에 중요한 요소이므로 메탄가를 향상시킬 수 있는 다양한 방법과 연료가스공급시스템의 개선 방안에 대한 연구를 후속연구로 진행할 예정이다.



## 참고문헌

석지훈, 2012. 선박기인대기오염에 대한 기국의 국제책임에 관한 연구. 박사학위논문. 부산: 한국해양대학교

A. Armellinia, S. Daniottia, P. Pinamontia, M. Reinib, 2018. *Evaluation of gas turbines as alternative energy production systems for a large cruise ship to meet new maritime regulations*, Applied Energy 211, pp.306-317

Bin Lin, Cherng-Yuan Lin, 2006. *Compliance with international emission regulations: Reducing the air pollution from merchant vessels*, Marine Policy 30, pp.220-255

김남길, 2005. 대형 LNG선의 추진기 종류 및 영향 변수에 따른 경제성 평가. 공학석사학위논문. 부산: 부산대학교

Joško Dvornik, Srđan Dvornik, 2014, *TRANSACTIONS ON MARITIME SCIENCE*, Dual-Fuel-Electric Propulsion Machinery Concept on LNG Carriers)

Dongil Yeo, Byungsam Ahn, Jinmo Kim, Ilyong Kim. Samsung Heavy Industries Co., Ltd. *PROPULSION ALTERNATIVES FOR MODERN LNG CARRIERS*

천정민, 2017. 액화천연가스 고압 연료공급시스템의 운전특성에 관한 연구. 공학석사학위논문. 부산: 한국해양대학교

최우정, 2014. 액화천연가스( LNG) 를 연료로 하는 친환경 선박 개발에 따른 기술평가 경제성 분석. 공학박사학위논문. 부산: 한국해양대학교

윤상국, 2016. LNG선박용 BOG 부분재액화 시스템 특성 연구, 한국마린엔지니어링학회, Vol.40, No.3, pp.174~179

정문화, 2016. 가스연료 추진선박용 연료공급시스템의 운전 특성에 관한 연구, 공학석사학위논문. 부산: 한국해양대학교

정진원, 2018. LNG 추진 선박의 HAZID 사례를 통한 연료공급시스템의 위험성 분석에 관한 연구, 공학석사학위논문. 부산: 한국해양대학교

Dag Stenersen, Ole Thonstad, 2017. *GHG and NOx emissions from gas fuelled engines. Mapping, verification, reduction technologies*. Report No. OC2017 F-108

Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómezb, Javier Romero Gómez, A. Álvaro Baaliña Insua, 2017. *Review of propulsion systems on LNG carriers. Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67. pp.1395~1411

Daejun Chang, Taejin Rhee, Kiil Nam, Kwangpil Chang, Donghun Lee, Samheon Jeong, 2008. *A study on availability and safety of new propulsion systems for LNG carriers. Reliability Engineering and System Safety* 93. pp.1877~1885



*Natural gas — Calculation of methane number*, Technical Report, ISO/TR 22302, Final Edition 2014

Andrea Tucci, 2015, *WinGD low-speed engine Licenses conference 2015*, X-DF low pressure dual fuel engine Technology

임정훈, 2016. *New LNG선박 주기관과 가스연료 공급장치의 경제성 분석에 관한 연구*. 공학석사학위논문. 부산: 부산대학교

California Air Resources Board, *Appendix D - Methane Number and Fuel Composition*, <https://www.arb.ca.gov/regact/cng-lpg/appd.pdf>

Aspen HYSYS Ver.10.0

조정호, 이지환, 2010. 비이상적 상거동을 보이는 이성분계 혼합물의 기액 상평형 추산을 위한 상태방정식과 액체 활동도계수 모델 사이의 비교연구, 한국산화기술학회논문지. Vol. 11, No. 5, pp.1747~1753

한국가스공사(KOGAS), 주요산업, 천연가스공급, 도입수송, [www.kogas.or.kr/portal/contents.do?key=1305](http://www.kogas.or.kr/portal/contents.do?key=1305)

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

WIKIMEDIA COMMONS, Liquefied Gas Vapor Pressure Curves,

[https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Liquefied\\_Gas\\_Vapor\\_Pressure\\_Curves.PNG](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Liquefied_Gas_Vapor_Pressure_Curves.PNG)

Hosanna Uwitonze, Sangil Han, Choi Jangryeok, Kyu Suk Hwang, 2014. *Design process of LNG heavy hydrocarbons fractionation: Low LNG temperature recovery* *Chemical Engineering and Processing* 85, pp.187-195

