



## รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การวิเคราะห์และหาปริมาณการเกิดไฮโดรเจนของแอลเอ็นจี

The analysis and determination of BOG generation rate

ชญญานุช จันทเทมีย์

ภาควิชาวิศวกรรมเคมี

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2562

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชื่อโครงการสหกิจศึกษา การวิเคราะห์และหาปริมาณการเกิดไอระเหยของแอลเอินจี

ชื่อ-สกุล นักศึกษา ชัยญานุช จันทเดมีย์

คณะ วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต

ภาควิชา วิศวกรรมเคมี

อาจารย์นิเทศ ดร. นริศรา ทองบุญชู

ผู้นิเทศงาน นายกิตติพงษ์ ภาวะจันทร์สถิต

สถานที่ประกอบกร บริษัท พีทีที แอลเอินจี (มหาชน) จำกัด

## บทคัดย่อ

โครงการสหกิจนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์หาปัจจัยที่ทำให้เกิดไอระเหยของแอลเอินจี (Boil off gas : BOG) และหาปริมาณการเกิดไอระเหยจากปัจจัยที่วิเคราะห์ เพื่อทำการตรวจสอบความสามารถของเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) ว่าเพียงพอต่อปริมาณการเกิดไอระเหยหรือไม่ โดยใช้สมการในการคำนวณ และใช้โปรแกรม Aspen HYSYS Version 11 ในการจำลองกระบวนการ โดยปัจจัยการเกิดไอระเหยของแอลเอินจีมีทั้งหมด 6 ปัจจัย ได้แก่ 1) การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอินจี 2) การแทนที่ไอระเหยแอลเอินจีที่มีอยู่ในถังโดยการสูบล้างแอลเอินจีที่มีสถานะของเหลว 3) ไอระเหยที่ส่งมาจากเรือแอลเอินจี 4) ไอระเหยที่ส่งมาจากรถบรรทุกแอลเอินจี 5) ไอระเหยจากแอลเอินจีภายในท่อและปั๊มที่ใช้ในการสูบล้าง 6) การเกิดไอระเหยระหว่างการสูบล้างแอลเอินจี ผลจากการคำนวณโดยใช้สมการ และโปรแกรมจำลองกระบวนการเกิดไอระเหยของแอลเอินจี โดยการจำลอง 3 สถานการณ์ คือ การรับเรือ 1 ท่า การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่าพร้อมกัน และการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่าพร้อมกัน พบว่ากรณีที่มี 3 มีการใช้ท่าเรือพร้อมกัน 3 ท่า มีปริมาณการเกิดไอระเหยมากที่สุดทั้งหมด 101.17 ตันต่อชั่วโมง โดยสาเหตุหรือปัจจัยที่ทำให้เกิดไอระเหยของแอลเอินจีมากที่สุดเกิดจากการแทนที่ไอระเหยของแอลเอินจีที่มีอยู่ในถังด้วยแอลเอินจีที่มีสถานะของเหลวโดยมีปริมาณสูงถึง 59.42 ตันต่อชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 58.73 สาเหตุรองลงมาคือ การเกิดไอระเหยระหว่างการสูบล้างแอลเอินจี ที่มีการระเหย 32.72 ตันต่อชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 32.34% อย่างไรก็ตามไอระเหยบางส่วนจะถูกส่งกลับไปยังเรือที่ทำการบรรทุกแอลเอินจีมาส่งที่สถานีรับ เพื่อรักษาความดันของถังเก็บแอลเอินจีบนเรือ ดังนั้นปริมาณของไอระเหยสุทธิของแอลเอินจีที่เครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) จะรองรับมีปริมาณสุทธิ 41.75 ตันต่อชั่วโมง ซึ่งเครื่องอัดความดันของบริษัท พีทีที แอลเอินจี ซึ่งสามารถอัดความดันได้อัตรา 44 ตันต่อชั่วโมง ยังสามารถรองรับปริมาณการเกิดไอระเหยได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**Cooperative Title :** The analysis and determination of BOG generation rate

**Student intern name :** Chanyanuch Chantatemee

**Faculty :** Engineering

**Department :** Chemical Engineering

**Advisor name :** Dr. Narisara Thongboonchoo

**Mentor name :** Mr. Kittipong Phawajunsatit

**Company :** PTT LNG Company Limited

## Abstract

The purpose of this cooperative project is to analyze factors that affect Boil off gas (BOG) and determine BOG rate and to check whether the capacity of the BOG compressors are enough to overcome BOG rate or not. The BOG rate were calculated by using empirical equations and Aspen HYSYS version 11 program. There are six factors that affect boil off gas generation which are 1) LNG Tank boil off 2) Liquid displacement 3) BOG generated from small ship 4) BOG generated from truck loading 5) Pipe heat gain (including pumps) 6) Flashing due to unloading. The estimated BOG rate from 3 scenarios, i.e. use one receiving terminal, use two receiving terminals at the same time, and use two receiving terminals and one exporting terminal at the same time. The scenario that use 3 terminals at the same time exhibits the highest rate of BOG at 101.17 ton/h. The major causes of BOG is Liquid displacement with BOG rate at 59.42 ton/h or 58.73%, follow by flashing due to unloading at 32.7 ton/h or 32.34%. However, some vapor will be return to ship cargo to maintain the pressure of the LNG storage tank on the ship cargo. Therefore, the net BOG generation rate that BOG compressors need to overcome is 41.75 ton/h. The design capacity of the BOG compressors of PTT LNG is 44 ton/h so size of compressor is enough to overcome BOG rate.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) ที่มอบโอกาสให้กับนักศึกษาในการทำสหกิจศึกษาครั้งนี้ ผู้จัดทำรู้สึกประทับใจเป็นอย่างยิ่งกับการได้เข้ามาเป็นส่วนหนึ่งในการทำงานกับทางบริษัท ได้เรียนรู้การจำลองโมเดลเพื่อหาไอระเหยของแอลเอ็นจี และเรียนรู้เกี่ยวกับตัวโปรแกรมจำลอง Aspen HYSYS รวมไปถึงการการได้เรียนรู้ถึงวิสัยทัศน์ ค่านิยม และวัฒนธรรมในองค์กร การปรับตัวเข้าหาพนักงานทุกคนภายในบริษัท จึงขอขอบคุณ คุณกิตติพงษ์ ภาวะจันทร์สถิต วิศวกรแผนกวิศวกรรมกระบวนการผลิต ที่คอยให้ความรู้ตลอดระยะเวลาที่ได้ทำโครงการนี้ และให้คำแนะนำต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นคำแนะนำแนวทางการเรียน ประสบการณ์การใช้ชีวิตในการทำงาน และขอขอบคุณพี่ๆ พนักงานทุกคนที่คอยเป็นกำลังใจในการทำงานตลอดมา

ขอขอบคุณ ดร. นริศรา ทองบุญชู อาจารย์ที่ปรึกษาการทำโครงการสหกิจศึกษาในครั้งนี้ที่คอยให้การสนับสนุน ดูแลเป็นอย่างดี และให้ความรู้ในเรื่องของเนื้อหาวิชาการที่เกี่ยวข้อง อีกทั้งความรู้ในเรื่องของการปรับตัวเข้ากับสังคมสิ่งแวดล้อมการทำงานและการอยู่ร่วมกับผู้อื่น รวมถึงทักษะการดำเนินชีวิต จึงขอขอบคุณมา ณ ที่นี้

สุดท้ายนี้ ขอขอบคุณครอบครัว และเพื่อนๆ ที่ช่วยเหลือและให้กำลังใจตลอดการทำงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งขอขอบคุณครอบครัวของข้าพเจ้าที่คอยให้การอบรมสั่งสอนเป็นอย่างดี คอยสนับสนุนและเป็นกำลังใจในการทำงานตลอดมาจนสำเร็จการศึกษา คอยช่วยเหลือตัวข้าพเจ้าให้ก้าวข้ามผ่านอุปสรรคต่างๆ ที่เข้ามาได้อย่างราบรื่น จึงขอขอบคุณทุกท่านที่มีส่วนเกี่ยวข้องมา ณ ที่นี้

ชญานุช จันทเมธี

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ.....	I
Abstract.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VI
สารบัญภาพ .....	VII
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย .....	2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	2
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	3
2.1 ภาพรวมของก๊าซธรรมชาติ.....	3
2.2 คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ .....	4
2.3 ภาพรวมกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ.....	5
2.4 ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) .....	7
2.5 กระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว.....	8
2.5.1 กระบวนการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Transportation) .....	8
2.5.2 กระบวนการเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Storage).....	10
2.5.3 กระบวนการเปลี่ยนสถานะ (LNG Regasification) .....	10
2.6 การระเหย (Evaporation).....	11
2.7 การถ่ายเทความร้อน (Heat Transfer) .....	13
2.8 การศึกษาการเกิดไอระเหย (Boil off gas) ของแอลเอ็นจี .....	14
2.9 ชนิดของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Exchangers).....	16
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงาน.....	19
3.1 ศึกษารายละเอียดกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว.....	19
3.2 การศึกษาการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี .....	19
3.3 การศึกษาโปรแกรมสร้างแบบจำลองกระบวนการ Aspen HYSYS Version 11.....	19
3.4 การรวบรวมข้อมูล .....	20

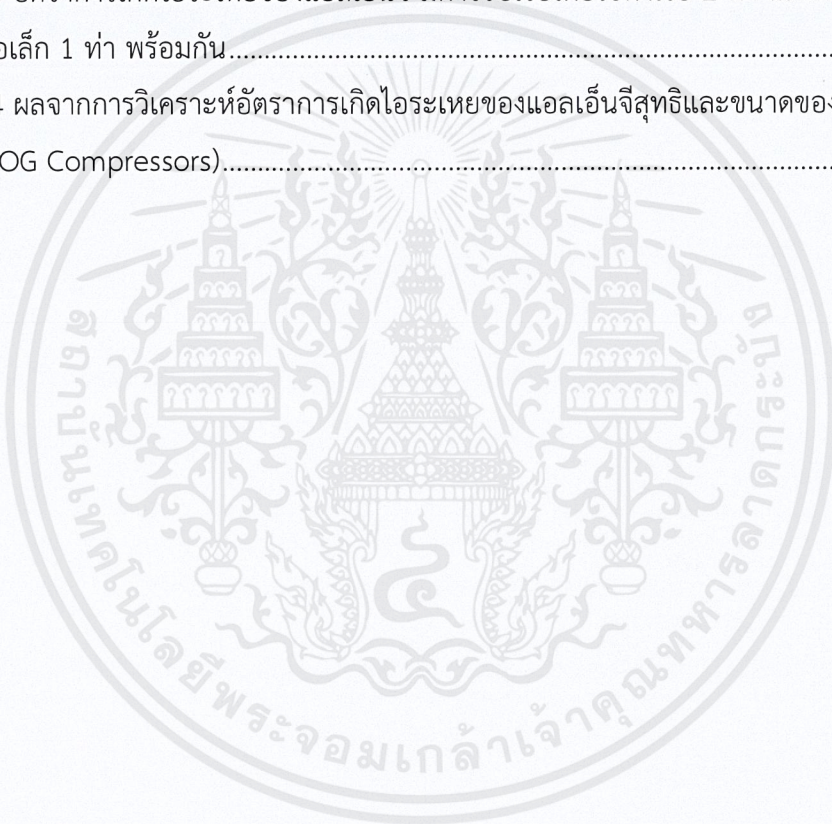
3.5 การเลือกใช้ข้อมูล.....	20
3.6 การออกแบบ และการสร้างแบบจำลองกระบวนการ.....	22
3.7 การวิเคราะห์ผล .....	24
บทที่ 4 ผลการดำเนินงาน .....	25
บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ .....	29
5.1 สรุปผลการวิจัย .....	29
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	30
บรรณานุกรม.....	31
ภาคผนวก ก.....	32
ภาคผนวก ข .....	38
ประวัติผู้เขียน.....	40



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
ตารางที่ 2.1 รายละเอียดของอุปกรณ์ในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพแอลเอ็นจี.....	11
ตารางที่ 3.1 การเลือกใช้ข้อมูลในกระบวนการวิเคราะห์การเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี.....	21
ตารางที่ 3.2 แสดงองค์ประกอบของแอลเอ็นจีกรณีต่าง ๆ.....	22
ตารางที่ 4.1 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า .....	25
ตารางที่ 4.2 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกัน.....	26
ตารางที่ 4.3 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออก โดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกัน.....	26
ตารางที่ 4.4 ผลจากการวิเคราะห์อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิและขนาดของเครื่องอัด ความดัน (BOG Compressors).....	28



## สารบัญภาพ

รูปที่	หน้า
รูปที่ 2.1 ภาพรวมกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ .....	6
รูปที่ 2.2 วิธีการเคลื่อนย้ายก๊าซธรรมชาติ .....	7
รูปที่ 2.3 ขอบเขตความรับผิดชอบของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) .....	8
รูปที่ 2.4 แผนภาพรวมกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซแอลเอ็นจี .....	8
รูปที่ 2.5 เรือ LNG Self-Supporting - MOSS Type .....	9
รูปที่ 2.6 เรือ LNG Membrane Type.....	9
รูปที่ 2.7 แสดงลักษณะการไหลของของไหลภายในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน แบบท่อสองชั้น (double-pipe heat exchanger).....	16
รูปที่ 2.8 การไหลที่แตกต่างกันใน cross flow heat exchangers .....	17
รูปที่ 2.9 Shell and tube heat exchangers 1 shell pass and 1 tube pass .....	17
รูปที่ 2.10 Multi-pass flow arrangements in shell-and-tube heat exchangers.....	17
รูปที่ 2.11 อุปกรณ์ที่ใช้ในการแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล.....	18
รูปที่ 3.1 หน้าต่างของโปรแกรม Aspen HYSYS Version 11 .....	20
รูปที่ 3.2 แบบจำลองกระบวนการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี.....	23
รูปที่ 4.1 กราฟแสดงอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจีโดยวิเคราะห์ทั้งหมด 3 สถานการณ์.....	27

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ที่มาและความสำคัญ [1]

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่มีบทบาทมากขึ้นในปัจจุบันเนื่องจากการนำเข้าไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในยานยนต์ (NGV) และในโรงงานอุตสาหกรรม ทำให้มีความสำคัญเป็นอันดับสองของโลกรองจากน้ำมัน การที่ทั่วโลกต่างให้การยอมรับ เนื่องมาจากปัจจัย 3 ประการ คือ 1.เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม 2.มีปริมาณเพียงพอทั่วโลก 3.ราคาที่แข่งขันได้ แต่เนื่องจากข้อจำกัดทางการขนส่งที่จะต้องส่งผ่านทางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทำให้การซื้อ-ขายก๊าซธรรมชาติข้ามประเทศด้วยระยะทางไกลๆเป็นไปได้ลำบาก และใช้เงินลงทุนสูง จึงมีการพัฒนาเทคโนโลยีที่สามารถเปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติให้กลายเป็นของเหลวเพื่อลดข้อจำกัดในด้านการขนส่ง ทำให้ประหยัดและมีประสิทธิภาพมากกว่า เรียกก๊าซธรรมชาติในรูปของเหลวนี้ว่า LNG (Liquefied Natural Gas)

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) คือ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกนำมาผ่านกระบวนการลดอุณหภูมิให้แปรสภาพกลายเป็นของเหลวเพื่อประโยชน์ในการขนส่งระยะไกล โดยไม่ต้องวางท่อส่งก๊าซถึงกัน โดยก๊าซธรรมชาติซึ่งมีก๊าซมีเทนเป็นหลัก จะถูกนำมาแยกสิ่งปลอมปนและองค์ประกอบต่างๆ เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โปรท และกำมะถัน เป็นต้น จากนั้นลดอุณหภูมิลงมาที่ประมาณ -160 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 1 บรรยากาศ ทำให้มีปริมาตรลดลงประมาณ 600 เท่าจากสถานะก๊าซ จึงง่ายต่อการขนส่งทั้งทางบกและทางน้ำ แต่อย่างไรก็ตามระหว่างการขนถ่ายและขนส่งจะมีไอระเหยของ LNG ระเหยออกมาได้ ซึ่งเรียกว่า Boil off gas (BOG)

การคำนวณหาปริมาณไอระเหยของ LNG หรือ Boil off gas (BOG) ที่เกิดขึ้นในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวจึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เพื่อที่จะได้ทราบปริมาณของเหลวที่หายไป ทางบริษัท PTTLNG ซึ่งเป็นบริษัทที่ทำธุรกิจในการเป็นผู้ให้บริการสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทยสนใจที่จะวิเคราะห์หาสาเหตุที่ทำให้ก๊าซธรรมชาติเหลวเปลี่ยนสถานะจากของเหลวกลายเป็นก๊าซ คำนวณหาปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้นตั้งแต่กระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพ และการวิเคราะห์ขนาดของเครื่องอัดความดัน (Compressor) ว่าเพียงพอต่อการรองรับปริมาณไอระเหยที่เกิดขึ้นหรือไม่ อีกทั้งยังทำการปรับปรุงสถานีรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวให้มีประสิทธิภาพเพิ่มมากยิ่งขึ้น เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาที่จะเกิดในอนาคตที่จะมีการนำเข้ามาจากต่างประเทศในปริมาณที่มากขึ้นเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการภายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

- 1) เพื่อหาสาเหตุที่ทำให้แอลเอ็นจีเกิดการระเหย
- 2) คำนวณหาอัตราการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีจากสาเหตุทั้งหมด
- 3) ตรวจสอบความสามารถของเครื่องอัดความดัน (Compressor) ว่าเพียงพอต่อการรองรับปริมาณการเกิดไอรระเหยหรือไม่

## 1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1) ศึกษาการรับ เก็บ และแปรสภาพของก๊าซธรรมชาติเหลว รวมถึงจำลองกระบวนการตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทาง และวิเคราะห์หาสาเหตุที่ทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจี ซึ่งสาเหตุที่สามารถทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีมีทั้งหมด 6 สาเหตุ คือ LNG tank boil-off, Liquid displacement, BOG generated from Berth#, BOG generated from tuck loading, Pipe heat gain (including pumps) และ Flashing due to unloading

2) ศึกษากระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพของก๊าซธรรมชาติเหลว รวมทั้งศึกษาอุปกรณ์ที่ใช้งานร่วมกันในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพที่จัดสร้างสถานีขึ้นไม่พร้อมกัน โดยแบ่งระยะการสร้างเป็น 2 ระยะ คือ การสร้างสถานีระยะที่ 1 และการเพิ่มกำลังการผลิตระยะที่ 2

3) การจำลองกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพของก๊าซธรรมชาติเหลวสร้างขึ้นโดยใช้โปรแกรมจำลอง Aspen HYSYS Version11

## 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) สามารถอธิบายสาเหตุของการเกิดไอรระเหยของก๊าซธรรมชาติเหลว และหาปริมาณการเกิดไอรระเหยทั้งหมดของกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวได้

2) ได้รับความรู้และศึกษาการกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวของบริษัทพีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน)

3) ได้รับความรู้ในการสร้างแบบจำลองกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวโดยใช้โปรแกรม Aspen HYSYS Version11

4) ช่วยปรับปรุงและพัฒนากระบวนการการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น และสามารถปฏิบัติงานได้อย่างต่อเนื่อง

## บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีพร้อมหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการทำโครงการ ได้แก่ ภาพรวมของก๊าซธรรมชาติ, คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ, ภาพรวมกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน, ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG), กระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว, การระเหย (Evaporation), การถ่ายเทความร้อน (Heat Transfer) และชนิดของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Exchangers)

### 2.1 ภาพรวมของก๊าซธรรมชาติ [2]

ก๊าซธรรมชาติ คือ ปิโตรเลียมชนิดหนึ่ง เกิดจากซากพืชซากสัตว์ที่ทับถมกันภายใต้ความร้อนหลายร้อยล้านปี และแรงกดดันมหาศาลจนแปรสภาพเป็นปิโตรเลียม ทั้งที่อยู่ในสถานะของแข็ง คือ ถ่านหิน, ของเหลว คือ น้ำมันดิบ และก๊าซ คือ ก๊าซธรรมชาติ โดยก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในสถานะก๊าซ จัดเป็นไฮโดรคาร์บอนที่เป็นแหล่งพลังงานสะอาดเมื่อเทียบกับแหล่งไฮโดรคาร์บอนประเภทอื่นๆ แต่มีข้อจำกัดด้านการจัดเก็บและการขนส่ง เนื่องจากสถานะที่เป็นก๊าซทำให้จัดเก็บและขนส่งได้ยากทำให้มีต้นทุนในการจัดเก็บและการขนส่งสูง ดังนั้นประเทศที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งพลังงานหรือเป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมีจึงมักเป็นประเทศที่มีแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ หรือเข้าถึงแหล่งก๊าซราคาถูกได้ บางประเทศอาจนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านโดยขนส่งทางท่อ หรือนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติเหลว (liquefied natural gas : LNG) ซึ่งต้องมีการลงทุนสูงสำหรับการขนส่งและการจัดเก็บ เช่น เรือและถังที่มีลักษณะเฉพาะ และหน่วยเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการนำเข้า แหล่งก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ประกอบด้วยก๊าซมีเทน ( $\text{CH}_4$ ) เป็นองค์ประกอบหลัก สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรง แต่เนื่องจากความต้องการของครัวเรือนและอุตสาหกรรมต่างๆ รวมทั้งอุตสาหกรรมปิโตรเคมีจึงนิยมนำก๊าซธรรมชาติไปแยกไฮโดรคาร์บอนที่หนักกว่ามีเทนออก เพื่อเพิ่มมูลค่าให้กับก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่ถูกเจาะขึ้นมาจากแหล่งธรรมชาติหรือหลุมผลิตปิโตรเลียม จะประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติและสิ่งเจือปนต่างๆ ซึ่งจะมีทั้งที่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนและไม่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนผสมกันอยู่ ในแต่ละแหล่งที่พบก๊าซธรรมชาติจะมีสัดส่วนขององค์ประกอบดังกล่าวในปริมาณที่แตกต่างกัน โดยส่วนประกอบของก๊าซธรรมชาติที่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนจะประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ส่วนที่มีสถานะเป็นก๊าซ (Gas phase) ซึ่งมีปริมาณมากกว่าส่วนที่มีสถานะเป็นไอ (Vapour phase) ส่วนที่มีสถานะเป็นก๊าซ ได้แก่ มีเทน, อีเทน, โพรเพน, บิวเทน และไอโซบิวเทน เป็นต้น โดยส่วนใหญ่จะมีก๊าซมีเทนเป็นองค์ประกอบหลักประมาณร้อยละ 70-90 แล้วแต่แหล่งที่พบ ส่วนที่อยู่ในสถานะไอ ได้แก่ นอร์มอลเพนเทน, ไอโซเพนเทน, นอร์มอลเฮกเซน, นอร์มอลเฮปเทน และนอร์มอลออกเทน

เป็นต้น และส่วนประกอบของก๊าซธรรมชาติที่ไม่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนซึ่งจะเรียกก๊าซเหล่านี้เป็น  
สิ่งเจือปนที่มีผสมอยู่ในก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีอยู่ในปริมาณน้อย เช่น ก๊าซไนโตรเจน คาร์บอนไดออกไซด์  
ไฮโดรเจนซัลไฟด์ ฮีเลียม และไอน้ำ เป็นต้น

## 2.2 คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ [3]

ก๊าซธรรมชาติที่ถูกเจาะขึ้นมาจากหลุมผลิตในแต่ละแหล่ง จะมีสัดส่วนหรือองค์ประกอบของ  
สารไฮโดรคาร์บอนและสิ่งเจือปนต่างๆที่แตกต่างกัน แต่อย่างไรก็ตามก๊าซธรรมชาติเหล่านี้จะมี  
คุณสมบัติทั่วไปที่เหมือนกัน ได้แก่

- 1) มีคุณสมบัติเช่นเดียวกับสารไฮโดรคาร์บอน
- 2) โดยปกติจะไม่มีสี ไม่มีกลิ่น แต่เพื่อเป็นการเตือนภัยให้รู้ในกรณีที่ก๊าซเกิดการรั่วไหล จึงมี  
การเติมกลิ่นเข้าไป
- 3) เบากว่าอากาศ เมื่อเกิดการรั่วไหลจะลอยขึ้นที่สูง ทำให้ไม่เกิดการสะสมบนพื้นราบ
- 4) สามารถทำให้เป็นของเหลวได้โดยการลดอุณหภูมิและความดัน
- 5) มีความสามารถในการติดไฟ ช่วงการติดไฟที่ร้อยละ 5-15 ของปริมาตรในอากาศ
- 6) มีคุณสมบัติในการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ไม่มีเขม่า จึงถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด

นอกจากนี้ยังมีคุณสมบัติที่สำคัญอีกประการหนึ่ง คือ ค่าความร้อน (calorific value)  
โดยทั่วไปการกำหนดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงจะเป็นการเปรียบเทียบค่าความร้อนกับเชื้อเพลิงชนิด  
อื่นๆ ในหน่วยความร้อนบริติช (British thermal unit, Btu) ต่อลูกบาศก์ฟุต ค่าความร้อนเป็น  
คุณสมบัติของเชื้อเพลิงทุกชนิดที่บ่งบอกถึงประสิทธิภาพในการให้ความร้อนของเชื้อเพลิงชนิดนั้นๆ  
ซึ่งเชื้อเพลิงแต่ละชนิดจะมีค่าความร้อนไม่เท่ากัน และเชื้อเพลิงชนิดเดียวกันแต่มาจากแหล่งต่างกัน  
อาจมีค่าความร้อนต่างกัน โดยค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดจะขึ้นอยู่กับส่วนประกอบของ  
เชื้อเพลิงนั้นว่ามีปริมาณของธาตุคาร์บอนผสมอยู่มากน้อยเพียงใด นอกจากนี้ก๊าซธรรมชาติที่มี  
สิ่งเจือปนที่ไม่ติดไฟจะมีส่วนทำให้ค่าความร้อนต่อหน่วยต่ำลง โดยก๊าซธรรมชาติที่มีสารเหล่านี้เจือปน  
อยู่ในปริมาณสูงจะมีคุณค่าและราคาต่ำกว่าปกติ

## 2.3 ภาพรวมกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ [4]

เมื่อก๊าซธรรมชาติถูกเจาะและนำขึ้นมาจะประกอบด้วยก๊าซที่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนซึ่งมีทั้งที่อยู่ในสถานะก๊าซและไอ และก๊าซที่ไม่เป็นสารไฮโดรคาร์บอนดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ซึ่งจะต้องมีกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติเพื่อแยกสิ่งเจือปนออกก่อน และแยกประเภทของสารไฮโดรคาร์บอนเพื่อนำเอาไปใช้ประโยชน์ต่อไปโดยมีขั้นตอน ดังนี้

1) **หน่วยกำจัดคาร์บอนไดออกไซด์** กำจัดคาร์บอนไดออกไซด์โดยการใช้สารละลายโปแตสเซียมคาร์บอเนต ( $K_2CO_3$ ) ดูดซับก๊าซออกจากก๊าซธรรมชาติ หลังจากนั้นจะนำสารละลายโปแตสเซียมคาร์บอเนตที่อิ่มตัวด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาลดความดันและเพิ่มอุณหภูมิเพื่อแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออก แล้วนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปส่งจำหน่ายต่อไป และหลังจากแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกไปแล้วสามารถนำ สารละลายโปแตสเซียมคาร์บอเนตกลับมาใช้ใหม่ได้

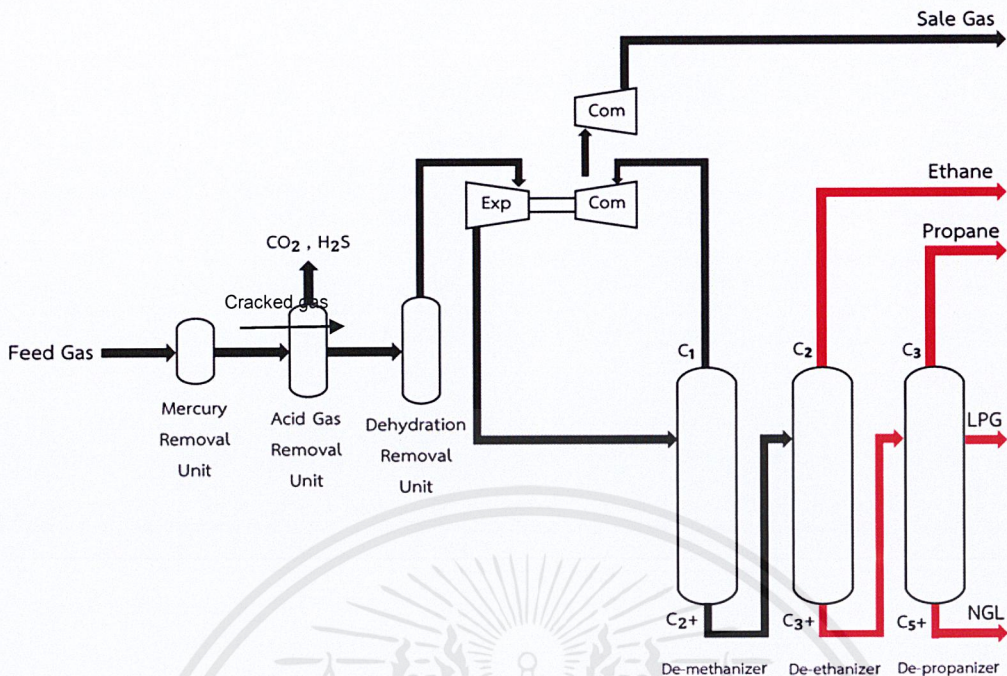
2) **หน่วยกำจัดปรอท** ก๊าซธรรมชาติที่มาจากอ่าวไทยจะมีสารปรอทปนเปื้อนอยู่จึงต้องทำการกำจัดสารปรอทออกจากแก๊สธรรมชาติ เพื่อป้องกันการสุกร่อนของท่อจากการรวมตัวกับปรอท

3) **หน่วยกำจัดความชื้น** ใช้หลักการดูดซับ (Adsorption) โดยจะใช้ตัวดูดซับซึ่งเป็นสารที่มีรูพรุน (Molecular Sieve) ดูดซับน้ำออกจากแก๊สธรรมชาติ

สำหรับกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติจะใช้หลักการเดียวกับการกลั่น โดยจะทำการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติให้กลายเป็นสถานะเป็นของเหลว และปรับอุณหภูมิให้มีอุณหภูมิเดียวกับจุดเดือดของก๊าซไฮโดรคาร์บอนแต่ละชนิดที่ต้องการแยก ซึ่งสามารถแบ่งเป็น 2 กระบวนการ คือ

1) **กระบวนการทำให้เป็นของเหลว** โดยก๊าซธรรมชาติที่ทำการกำจัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำแล้วจะถูกส่งเข้าสู่อุปกรณ์ลดความดัน (Expander) เพื่อลดความดันและอุณหภูมิจนทำให้ก๊าซธรรมชาติกลายเป็นของเหลว และส่งไปยังหอกลั่นมีเทนเพื่อทำการแยกก๊าซมีเทนออก

2) **หน่วยแยกผลิตภัณฑ์** จะใช้หลักการกลั่นแยกสาร เพื่อแยกก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในรูปสารบริสุทธิ์ โดยมีหอแยกก๊าซอีเทนเพื่อแยกก๊าซอีเทน, หอกลั่น De-propanizer เพื่อแยกก๊าซธรรมชาติเป็นผลิตภัณฑ์ โพรเพน ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และก๊าซโซลีน ตัวอย่างดังแสดงในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ภาพรวมกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ

เมื่อนำก๊าซธรรมชาติมาผ่านกระบวนการแยกแล้วผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการแยกก๊าซธรรมชาตินั้นขึ้นอยู่กับกรอกแบบโรงแยกก๊าซแต่ละแห่ง และองค์ประกอบที่มีอยู่ในก๊าซธรรมชาติ ได้แก่

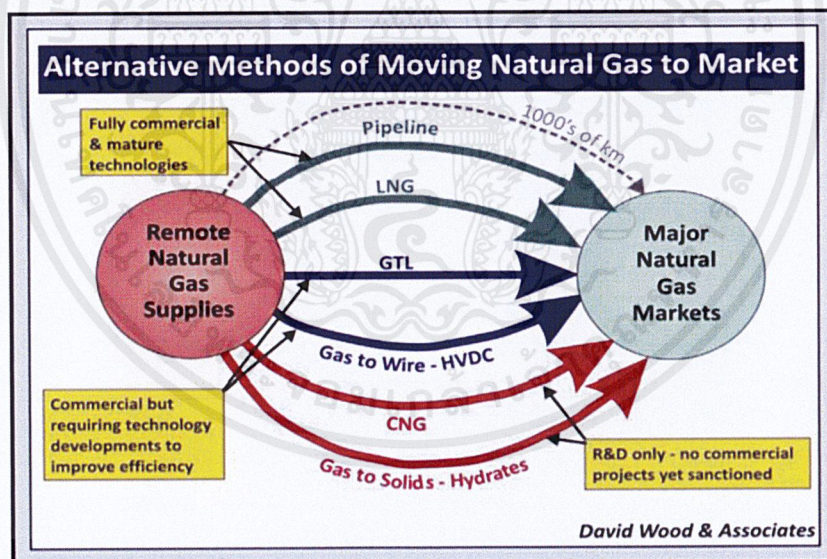
- 1) ก๊าซมีเทน (methane) ใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นหลัก แต่ในบางประเทศใช้เป็นวัตถุดิบตั้งต้นเพื่อผลิตเคมีภัณฑ์ เช่น เมทานอล ปุ๋ยยูเรีย เป็นต้น
- 2) ก๊าซอีเทน (ethane) เป็นวัตถุดิบตั้งต้นสำคัญของอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพื่อใช้ผลิตเป็นเอทิลีน ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีขั้นต้นที่มีปริมาณการใช้มากที่สุด
- 3) ก๊าซโพรเพน (propane) เป็นวัตถุดิบตั้งต้นสำหรับการผลิตโพรพิลีน
- 4) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (liquefied petroleum gas : LPG) เป็นก๊าซผสมระหว่างก๊าซโพรเพนและก๊าซบิวเทน ใช้เป็นเชื้อเพลิงที่ใช้หุงต้มที่ใช้ในครัวเรือน หรือเรียกว่า ก๊าซหุงต้ม และยังใช้เป็นวัตถุดิบตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีอีกด้วย
- 5) แก๊สโซลีนธรรมชาติ (natural gasoline : NGL) ใช้เป็นวัตถุดิบตั้งต้นร่วมกับแนฟทาในโรงงานปิโตรเคมีขั้นต้น

## 2.4 ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) [5]

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) คือ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกเปลี่ยนสถานะเป็นของเหลวภายใต้สภาวะเยือกแข็ง โดยใช้อุณหภูมิประมาณ -160 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 1 บรรยากาศ เพื่อให้เกิดความสะดวกสำหรับการจัดเก็บและการขนส่ง เนื่องจากการเปลี่ยนสถานะเป็นของเหลวจะทำให้มีปริมาตรลดลงประมาณ 600 เท่าจากสถานะก๊าซ

ก๊าซธรรมชาติเหลวมีลักษณะใส มีน้ำหนักเบากว่าอากาศ ดังนั้นเมื่อเกิดการรั่วไหลจะลอยตัวขึ้นในอากาศ โอกาสในการลุกไหม้จากการรั่วไหลเป็นไปได้น้อย เนื่องจากต้องมีความเข้มข้นของก๊าซธรรมชาติเหลวในบรรยากาศอยู่ในช่วง 5-15 เปอร์เซ็นต์ ในสภาพแวดล้อมแบบปิดและมีประกายไฟเกิดขึ้นเท่านั้นถึงจะติดไฟได้ อีกทั้งยังไร้กลิ่น ไร้สี ไม่สะสมในน้ำหรือดิน สันดาปสมบูรณ์ได้ง่าย ไม่มีพิษ และไม่มีฤทธิ์กัดกร่อนเพราะแยกสิ่งปลอมปนต่างๆออกหมดแล้ว

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากแหล่งผู้ส่งออกไปยังผู้รับนั้นทำได้ 6 วิธี ดังแสดงในรูปที่ 2.2 แต่วิธีที่ใช้กันอย่างแพร่หลายและมีประสิทธิภาพนั้นมี 2 วิธี ได้แก่ ผ่านท่อส่งก๊าซ และการเปลี่ยนสถานะให้เป็นของเหลว โดยผู้ใช้จะทำการเปลี่ยนสถานะจากของเหลวให้เป็นสถานะก๊าซแบบเดิม



รูปที่ 2.2 วิธีการเคลื่อนย้ายก๊าซธรรมชาติ [6]

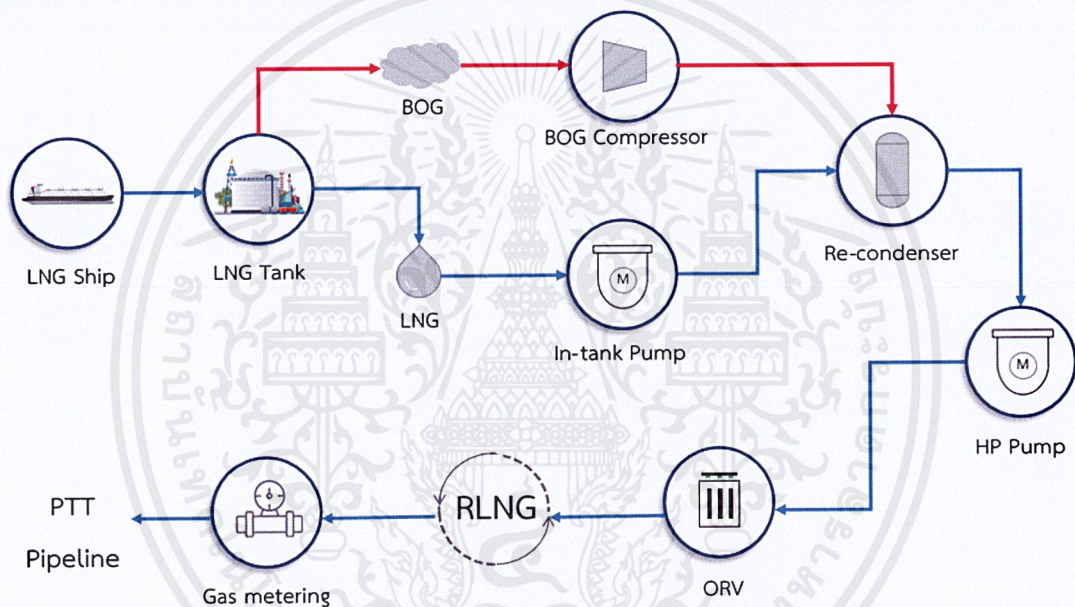
โดยทั้งสองวิธีมีข้อดีและข้อด้อยต่างกัน กรณีที่ระยะทางระหว่างแหล่งผู้ส่งออกและตลาดอยู่ห่างไกลเกินกว่า 1,500 กิโลเมตร การขนส่งด้วยระบบท่อจะทำได้ค่อนข้างยากและใช้เงินลงทุนสูงสำหรับประเทศไทยซึ่งอยู่ห่างจากประเทศที่มีแหล่งก๊าซธรรมชาติค่อนข้างมากการขนส่งก๊าซธรรมชาติโดยเรือจึงเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมากกว่าเนื่องจากเป็นวิธีที่ประหยัด

## 2.5 กระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) ดำเนินธุรกิจในการเป็นผู้ให้บริการ สถานีรับ-จ่าย ก๊าซธรรมชาติเหลว โดยความรับผิดชอบของทางบริษัทแสดงดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.3 ขอบเขตความรับผิดชอบของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน)



รูปที่ 2.4 แผนภาพรวมกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซแอลเอ็นจี

### 2.5.1 กระบวนการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Transportation) [7]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด(มหาชน) มีท่าเทียบเรือจำนวน 2 ท่า โดยเรือขนส่ง LNG คือ เรือเดินสมุทรประเภทหนึ่ง ซึ่งถูกออกแบบมาพิเศษสามารถกันความร้อนได้ดีเพื่อรักษาความดันและอุณหภูมิของ LNG ให้คงสถานะของเหลวไว้ ปัจจุบันได้มีการแบ่งประเภทของเรือขนส่ง LNG ออกเป็น 2 ประเภทหลักๆ ตามประเภทของถังบรรจุ LNG ออกได้เป็น 2 ชนิด ได้แก่

1) Self-Supporting - MOSS Type เรือขนส่ง LNG ประเภทนี้มีลักษณะเฉพาะ คือถังเก็บ LNG มีลักษณะเป็นทรงกลม โดยผนังชั้นในที่สัมผัสกับ LNG โดยตรงสร้างขึ้นจากวัสดุ Aluminum Alloy ส่วนผนังชั้นนอกสร้างขึ้นจากเหล็กกล้า (Steel) และระหว่างผนังชั้นใน และผนังชั้นนอกก็ถูกแทรกด้วยฉนวนกันเก็บความเย็น (Cold Insulation) มีลักษณะดังรูปที่ 2.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.5 เรือ LNG Self-Supporting - MOSS Type [8]

2) Membrane Type มีลักษณะเฉพาะคือ ถังเก็บ LNG มีลักษณะเป็นทรงกล่องสี่เหลี่ยม (Rectangular Box) โดยผนังชั้นในที่สัมผัสกับ LNG โดยตรงสร้างขึ้นจากวัสดุ 36% Nickel Steel Alloy ผนังชั้นกลางสร้างขึ้นจากวัสดุ 36% Nickel Steel Alloy ส่วนผนังชั้นนอกสร้างขึ้นจากเหล็กกล้าแบบพิเศษ ที่ถูกออกแบบให้มีความคงทนต่อสภาวะการลดลงของอุณหภูมิอย่างรวดเร็ว และระหว่างผนังชั้นในกับผนังชั้นกลางและผนังชั้นนอก ก็ถูกแทรก ด้วย Plywood Boxes ที่มีฉนวนกักเก็บความเย็นบรรจุไว้ภายใน (Perlite) มีลักษณะดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 เรือ LNG Membrane Type [9]

ก่อนการรับ และจ่าย LNG จะถูกตรวจวัดปริมาณโดยเครื่องมือที่ติดตั้งในถังและตรวจวัดคุณภาพด้วยระบบ Gas Chromatography เพื่อควบคุมทั้งคุณภาพและปริมาณ การเก็บก๊าซ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ธรรมชาติเหลวทาง Operator จะต่อตัว Unloading arms เข้ากับเรือ โดย Liquid arms จะทำหน้าที่รับ LNG ในรูปของเหลวจากเรือเข้าสู่ถังเก็บ ส่วน Vapor arm จะทำหน้าที่รับไอระเหยที่เกิดในกระบวนการสูบล NG ทั้งนี้อีก๊าซที่ระเหยจากถัง LNG ซึ่งมีอยู่ในถังและระหว่างการสูบลถ่ายบางส่วนจะถูกส่งกลับไปยังเรือแทนที่ LNG

### 2.5.2 กระบวนการเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Storage) [5]

LNG จากเรือจะถูกสูบลถ่ายผ่านปั๊มของเรือผ่าน Unloading arms ตามรูปที่ 2.4 สูบลถังเก็บ LNG โดยถังเก็บ ของทาง พีทีที แอลเอ็นจี ในปัจจุบันมีจำนวน 4 ถัง ขนาด 160,000 ลูกบาศก์เมตร โดยมีการออกแบบให้มีลักษณะพิเศษคือสามารถรักษาสถานะของ LNG ให้อยู่ในสถานะของเหลวได้ผนังชั้นในของถังเก็บ LNG ที่สัมผัสกับ LNG โดยตรงจะใช้วัสดุพิเศษที่เรียกว่า 9% Nickel steel (เหล็กผสมนิเกิล 9%) มีคุณสมบัติทนทานต่อความเย็นและการกัดกร่อน เพื่อรักษาสถานะของ LNG ผนังชั้นกลางจะถูกบรรจุด้วย Perlite เพื่อป้องกันความร้อนจากภายนอก ส่วนผนังด้านนอกจะเป็นคอนกรีตเสริมเหล็ก เพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้แก่ตัวถัง โดยเรียกถังเก็บที่ใช้เทคนิคดังกล่าวว่า Full Containment LNG storage tank โดยการนำ LNG เข้าสู่ถังเก็บจะต้องคำนึงถึงความหนาแน่น (Density) ของ LNG ที่มากับเรือ และ LNG ที่อยู่ภายในถังเพื่อป้องกันการเกิด Rollover หรือการแบ่งชั้นของ LNG ภายในถัง

### 2.5.3 กระบวนการเปลี่ยนสถานะ (LNG Regasification) [5]

จากรูปที่ 2.4 หลังจากสูบลถ่าย LNG ลงสู่ถังแล้ว LNG บางส่วนในถังจะเปลี่ยนเป็นก๊าซแทน เรียกว่า Boil off gas หรือ BOG จะไหลเข้าสู่ BOG Compressor ซึ่งเป็นเครื่องอัดความดันสำหรับไอ ก๊าซ หรือเพิ่มความดัน และส่งต่อไปยัง Re-condenser เพื่อรวมกับ LNG หรือที่เรียกว่า Sub-cool ก่อนส่งรวมไปยัง High pressure pump โดย LNG จากถังเก็บ จะถูกสูบลถ่ายโดย In-tank pump ไปรวมกับ LNG ที่ Re-Condenser ซึ่งขณะนี้เปลี่ยนสภาพจากไอก๊าซเป็นของเหลวแล้ว ไปยัง High Pressure pump เพื่อเพิ่มความดันให้ได้ตามที่ลูกค้าต้องการ จากนั้น LNG จะถูกส่งต่อไปยัง Open Rack Vaporizers หรือ ORV ทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะ LNG ให้กลายเป็นก๊าซ โดยท่อ LNG จะปล่อยให้ LNG ไหลจากด้านล่างไปยังด้านบน ในขณะที่ท่อน้ำทะเลจะปล่อยน้ำทะเลจากด้านบนลงสู่ด้านล่างทางด้านนอกของท่อทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนความร้อนกัน ความร้อนจากน้ำทะเลจะทำให้ LNG เปลี่ยนสถานะเป็นก๊าซ จากนั้นก๊าซจะถูกส่งต่อไปยังหน่วยตรวจวัด หรือ Metering unit เพื่อตรวจวัดปริมาณและคุณภาพก่อนที่จะส่งเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. หน่วยที่ 4 ไปอุปกรณ์หลักๆที่ใช้ในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซแอลเอ็นจีแสดงดังตารางที่ 2.1

## ตารางที่ 2.1 รายละเอียดของอุปกรณ์ในระบบการรับ เก็บ และแปรสภาพแอลเอ็นจี

อุปกรณ์	การทำงาน
Vapor arm	รับ LNG ในรูปของเหลวจากเรือเข้าสู่ถังเก็บ
Liquid arm	รับไอระเหยที่เกิดในระบบการสูบ LNG
Hybrid arm	รับ LNG ในรูปของเหลว หรือรับไอระเหยที่เกิดในระบบการสูบ LNG
ถังเก็บแอลเอ็นจี (LNG Tank)	เก็บแอลเอ็นจีในสถานะของเหลว
ปั๊มสูบแอลเอ็นจีในถังเก็บ (In-tank pump)	สูบถ่ายแอลเอ็นจี
เครื่องอัดความดัน (BOG Compressor)	เพิ่มความดันของ LNG ที่กลายเป็นสถานะก๊าซ หรือเรียกว่า Boil off gas
เครื่องควบแน่น (Re-condenser)	เปลี่ยนสถานะ LNG จากไอก๊าซให้เป็นของเหลว
ปั๊มเพิ่มแรงดัน (High pressure pump)	เพิ่มความดันให้ได้ตามที่ต้องการ
เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Open rack vaporizer)	เปลี่ยนสถานะ LNG จากของเหลวให้กลายเป็นก๊าซ
เครื่องตรวจวัดปริมาณ (Gas metering)	ตรวจวัดปริมาณและคุณภาพ

## 2.6 การระเหย (Evaporation) [10]

การระเหย (Evaporation) หมายถึง การที่ของเหลวเปลี่ยนสถานะจากของเหลวกลายเป็นไออย่างช้าๆ และเกิดขึ้นเฉพาะผิวหน้าของของเหลวเท่านั้น นอกจากนี้การระเหยยังสามารถเกิดได้ทุกๆ อุณหภูมิที่ยังมีของเหลวนั้นอยู่ เช่น น้ำสามารถระเหยได้ที่อุณหภูมิ 0-100 องศาเซลเซียส ที่ความดัน 1 บรรยากาศ

สารในสถานะของเหลวมีการจัดเรียงอนุภาคไม่เป็นระเบียบ และมีช่องว่างอยู่ทั่วไป โมเลกุลของของเหลวจึงเคลื่อนที่ได้เล็กน้อยทำให้เกิดการชนกันเองหรือชนกับผนังภาชนะแล้วมีการถ่ายโอนพลังงานให้แก่กัน ทำให้บางโมเลกุลของของเหลวมีพลังงานจลน์เพิ่มขึ้น และบางโมเลกุลมีพลังงานจลน์ลดลง ถ้าโมเลกุลที่มีพลังงานจลน์เพิ่มขึ้นอยู่บริเวณผิวหน้าของของเหลวหรือสามารถเคลื่อนที่มายังผิวหน้าของของเหลวได้ และมีพลังงานสูงกว่าแรงยึดเหนี่ยวระหว่างโมเลกุล โมเลกุลเหล่านั้น

จะหลุดออกจากผิวหน้าของของเหลวกลายเป็นไอ ขณะที่ของเหลวเกิดการระเหยจะดึงพลังงานส่วนหนึ่งไปใช้ในการเปลี่ยนสถานะทำให้อุณหภูมิของของเหลวลดลง ของเหลวจึงดูดพลังงานจากสิ่งแวดล้อมเข้ามาแทนที่พลังงานส่วนที่เสียไป

สารประกอบอินทรีย์ระเหยง่าย (Volatile Organic Compounds : VOCs) หมายถึง สารเคมีที่มีอะตอมของธาตุคาร์บอน และไฮโดรเจนเป็นองค์ประกอบหลัก และอาจมีองค์ประกอบของธาตุอื่นๆ เช่น ออกซิเจน ฟลูออไรด์ คลอไรด์ โบรไมด์ ซัลเฟอร์ และไนโตรเจน มีคุณสมบัติที่สำคัญ คือระเหยเป็นไอได้ง่ายที่อุณหภูมิห้อง และความดันปกติ ตัวอย่างของ VOCs เช่น เบนซีน โทลูอิน สไตรีน มีเทน ไวนิลคลอไรด์ และคลอโรฟอร์ม เป็นต้น โดยปัจจัยที่มีผลต่อการระเหยมีดังนี้

#### 1) อุณหภูมิ

- ที่อุณหภูมิสูง ของเหลวจะระเหยได้มาก
- ที่อุณหภูมิต่ำ ของเหลวจะระเหยได้น้อย

#### 2) ชนิดของของเหลว

- ของเหลวที่มีแรงยึดเหนี่ยวระหว่างโมเลกุลมาก จะระเหยได้ยาก
- ของเหลวที่มีแรงยึดเหนี่ยวระหว่างโมเลกุลน้อย จะระเหยได้ง่าย

#### 3) พื้นที่ผิวของของเหลว

- ของเหลวที่มีพื้นที่ผิวสัมผัสมาก จะระเหยได้มาก
- ของเหลวที่มีพื้นที่ผิวสัมผัสน้อย จะระเหยได้น้อย

#### 4) ความดันบรรยากาศ

- ความดันบรรยากาศสูง ของเหลวจะระเหยได้ยาก
- ความดันบรรยากาศต่ำ ของเหลวจะระเหยได้ง่าย

#### 5) อากาศเหนือของเหลว

- บริเวณที่มีอากาศถ่ายเทหรือมีลมพัดตลอดเวลา ของเหลวจะระเหยได้มาก
- บริเวณที่ไม่มีอากาศถ่ายเทหรือไม่มีลมพัดตลอดเวลา ของเหลวจะระเหยได้น้อย

#### 6) การคนหรือกวน เมื่อมีการคนหรือกวนของเหลวของเหลวนั้นก็ระเหยได้เร็วขึ้น

## 2.7 การถ่ายเทความร้อน (Heat Transfer) [11]

การถ่ายเทความร้อน คือ การถ่ายเทของพลังงานความร้อนซึ่งเกิดขึ้นเนื่องจากความแตกต่างของอุณหภูมิ โดยการถ่ายเทความร้อนแบ่งได้ 3 ประเภท ได้แก่

1) **Conduction (การนำความร้อน)** คือ ปรากฏการณ์ที่พลังงานความร้อนถ่ายเทภายในวัตถุหนึ่งๆ หรือระหว่างวัตถุสองชิ้นที่สัมผัสกัน โดยที่ตัวกลางไม่มีการเคลื่อนที่

2) **Convection (การพาความร้อน)** คือ เป็นการถ่ายเทความร้อนเนื่องจากการเคลื่อนที่ของของไหล ไม่ว่าจะเป็นของเหลวหรือแก๊ส โดยเคลื่อนที่ผ่านผิววัตถุของแข็ง การพาความร้อนสามารถจำแนกได้ 2 ประเภท คือ

- การพาความร้อนแบบธรรมชาติ (Natural or Free Convection)

การพาความร้อนแบบธรรมชาติ คือ การถ่ายเทของความร้อนระหว่างผิวของของแข็งและของไหลโดยที่ของไหลไม่ถูกทำให้เคลื่อนไหวโดยกลไกภายนอก วัตถุซึ่งมีผิวเรียบอยู่ในของไหลซึ่งอยู่นิ่ง ถ้าอุณหภูมิของผิววัตถุสูงกว่าอุณหภูมิของของไหลความร้อนจะเริ่มถ่ายเทไปยังของไหลที่ติดกับผนังทำให้ความหนาแน่นของของไหลที่อยู่ชิดผนังต่ำลงซึ่งทำให้เกิดแรงผลักดันให้ของไหลลอยตัวขึ้นของไหลที่อยู่ต่ำวาก็จะเคลื่อนเข้ามาแทนที่และทำให้เกิดการหมุนเวียนของของไหล

- การพาโดยการบังคับ (Forced Convection)

การพาความร้อนแบบบังคับ คือ การถ่ายเทของความร้อนระหว่างผิวของของแข็งและของไหล โดยของไหลถูกบังคับให้เคลื่อนที่ไปสัมผัสกับผิวของของแข็งโดยกลไกภายนอก เช่น พัดลม บั๊ม เป็นต้น

3) **Radiation (การแผ่รังสี)** คือ การที่พลังงานถูกปล่อยออกมาจากวัตถุที่มีอุณหภูมิที่อุณหภูมิสูงกว่า 0 องศาสัมบูรณ์ โดยวัตถุนั้นอาจเป็นของแข็ง ของเหลว หรือแก๊สก็ได้ พลังงานของการแผ่รังสีมีการถ่ายเทโดยอาศัยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าหรือเรียกว่า โฟตอน (Photons) ในขณะที่การนำหรือการพาความร้อนจะต้องอาศัยตัวกลางในการถ่ายเท แต่การถ่ายเทโดยการแผ่รังสีนั้นไม่ต้องอาศัยตัวกลาง สามารถเกิดการถ่ายเทในสภาวะที่เป็นสุญญากาศได้

การถ่ายเทความร้อนยังสามารถจำแนกได้ 2 ประเภท ตามสภาวะของระบบ คือ

1) **Steady state heat transfer** หมายถึงการถ่ายเทความร้อนที่สภาวะคงตัว จะเกิดขึ้นในกรณีที่วัตถุได้รับการถ่ายเทความร้อนเป็นเวลานานพอสมควรจนอุณหภูมิในวัตถุไม่เปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะถ่ายเทความร้อนให้วัตถุไปอีกนานเท่าใด อาจกล่าวได้ว่าอุณหภูมิที่จุดหนึ่งจุดใดในตัวกลางที่ความร้อนเคลื่อนที่ผ่านไม่เปลี่ยนแปลงไปตามเวลา และอัตราการเคลื่อนที่ของความร้อนที่จุดใดๆ ในทิศทางของการเคลื่อนที่จะมีค่าเท่ากัน สามารถแสดงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิเทียบกับเวลาได้ดังสมการ

2.1

$$\frac{\partial T}{\partial t} = 0 \quad (2.1)$$

2) Unsteady state heat transfer หมายถึงการถ่ายเทความร้อนในสภาวะที่ไม่คงตัว จะเกิดขณะเริ่มถ่ายเทความร้อนให้แก่วัตถุซึ่งอุณหภูมิของวัตถุยังไม่คงที่ ยังคงเปลี่ยนแปลงเมื่อเวลาเปลี่ยนไป ซึ่งสามารถแสดงการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิเทียบกับเวลาได้ดังสมการที่ 2.2

$$\frac{\partial T}{\partial t} \neq 0 \quad (2.2)$$

## 2.8 การศึกษาการเกิดไอระเหย (Boil off gas) ของแอลเอ็นจี [12]

การเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจีที่เกิดขึ้นในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพของทางบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) เกิดได้จากปัจจัยต่างๆ ดังนี้

### 1) LNG Tank boil-off

การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอ็นจี เนื่องจากถังเก็บแอลเอ็นจีตั้งอยู่กลางแจ้ง ความร้อนจากดวงอาทิตย์อาจทำให้แอลเอ็นจีบางส่วนภายในถังระเหยกลายเป็นไอ ถึงแม้ว่าผนังชั้นกลางของถังเก็บจะถูกบรรจุด้วย Perlite เพื่อป้องกันความร้อนจากภายนอก แต่อย่างไรก็ตามผนัง Perlite อาจลดน้อยลง ทำให้ความร้อนจากภายนอกเข้าสู่ถังเก็บได้ โดยทางบริษัทออกแบบถังเก็บแอลเอ็นจีให้สามารถเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจีภายในถังได้ 0.05 เปอร์เซ็นต์ปริมาตรต่อวัน อัตราการระเหยสามารถคำนวณได้ดังสมการ 2.3

$$BOG_1 \text{ (kg/h)} = \frac{\alpha \rho_L N V_{\text{Tank}}}{24 \text{ hrs}} \quad (2.3)$$

โดยที่	$\alpha$	คือ อัตราการระเหยของแอลเอ็นจีต่อวัน
	$\rho_L$	คือ ความหนาแน่นของแอลเอ็นจีภายในถัง
	$N$	คือ จำนวนถังเก็บ
	$V_{\text{Tank}}$	คือ ปริมาตรของถังเก็บ

### 2) Liquid displacement

การแทนที่ไอระเหยแอลเอ็นจีที่อยู่ภายในถังโดยการสูบล้างแอลเอ็นจีที่มีสถานะของเหลวเข้าสู่ถังเก็บ โดยไอระเหยแอลเอ็นจีที่ถูกแทนที่จะถูกส่งไปยัง BOG Header เพื่อส่งต่อไปยัง BOG Compressor อัตราการระเหยสามารถคำนวณได้ดังสมการ 2.4

$$BOG_2 \text{ (kg/h)} = \text{Unloading rate} \times \rho_V \times N \quad (2.4)$$

โดยที่	Unloading rate	คือ อัตราการสูบล่ายแอลเอีนจี
	$\rho_V$	คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอีนจี
	N	คือ จำนวนท่าเรือที่ทำการสูบล่ายแอลเอีนจี

### 3) BOG generated from Berth#3

ท่าเรือเล็กสร้างขึ้นเพื่อขนถ่ายแอลเอีนจีจากถังเก็บสู่เรือเพื่อขนส่งภายในประเทศ หรือ ประเทศใกล้เคียง ดังนั้นจะมีไอระเหยของแอลเอีนจีบางส่วนที่อยู่ในเรือถูกส่งกลับมายังถังเก็บเพื่อรักษาความดันภายในถังเก็บป้องกันการยุบของถัง อัตราการระเหยสามารถคำนวณได้ดังสมการ 2.5

$$BOG_3(\text{kg/h}) = (\text{Loading rate} \times \rho_V) + \left( \frac{\beta \rho_L V_{\text{Cargo Tank}}}{24 \text{ hrs}} \right) \quad (2.5)$$

โดยที่	Loading rate	คือ อัตราการสูบล่ายแอลเอีนจีจากถังเก็บไปสู่เรือ
	$\rho_V$	คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอีนจี
	$\beta$	คือ ปริมาตรถังบนเรือ
	$\beta$	คือ อัตราการระเหยของแอลเอีนจีต่อวันของถังบนเรือ
	$V_{\text{Cargo Tank}}$	คือ ปริมาตรถังของบนเรือ
	$\rho_L$	คือ ความหนาแน่นของแอลเอีนจีภายในถังบนเรือ

### 4) BOG generated from truck loading

การสูบล่ายแอลเอีนจีจากถังเก็บไปยังรถขนส่งแอลเอีนจีจะมีไอระเหยเกิดขึ้นในกระบวนการสูบล่าย ทั้งนี้ไอก๊าซที่ระเหยจะถูกส่งกลับไปยังถังเก็บแทนที่แอลเอีนจีซึ่งถูกส่งมายังรถขนส่งเพื่อรักษาความดันภายในถังเก็บ อัตราการระเหยสามารถคำนวณได้ดังสมการ 2.6

$$BOG_4(\text{kg/h}) = \text{Loading rate} \times \rho_V \quad (2.6)$$

โดยที่	Loading rate	คือ อัตราการสูบล่ายแอลเอีนจีจากถังเก็บไปสู่รถขนส่ง
	$\rho_V$	คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอีนจี

### 5) Pipe heat gain (including pump)

ท่อที่ใช้ในการสูบล่ายแอลเอีนจีทั้งหมดตั้งไว้กลางแจ้ง ดังนั้นความร้อนจากสิ่งแวดล้อมจะเข้ามาสู่แอลเอีนจีขณะที่มีการสูบล่ายภายในท่อ ทำให้แอลเอีนจีบางส่วนระเหยกลายเป็นไอน้ำ ดังนั้นจึงต้องทำให้ท่อที่ใช้ในการสูบล่ายมีอุณหภูมิใกล้เคียงกับแอลเอีนจี (keep cooling) ตลอดเวลาเพื่อลด

การเกิดไอระเหย อีกทั้งประสิทธิภาพของปั๊มที่ลดลงตามการใช้งาน อาจทำให้เกิดความสูญเสียขึ้นในระบบ พลังงานที่สูญเสียไปจากความเสียดทานและการสูญเสียไฮดรอลิกจะเปลี่ยนเป็นความร้อน จึงทำให้แอลเอ็นจีที่มีสถานะของเหลวที่ขนส่งผ่านปั๊มมีอุณหภูมิสูงขึ้นเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอ

### 6) Flashing due to unloading

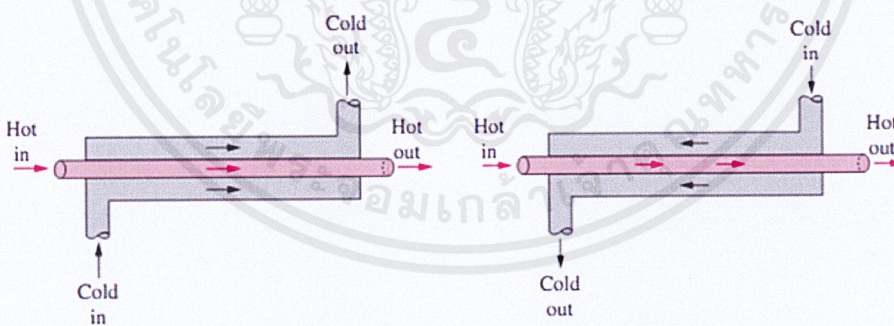
แอลเอ็นจีที่สูบล้างจากเรือเข้าสู่ถังเก็บกับแอลเอ็นจีที่มีอยู่ในถังมีสถานะไม่เหมือนกัน เช่น อุณหภูมิ ความดัน เป็นต้น เมื่อมีการผสมกันจึงทำให้แอลเอ็นจีบางส่วนระเหยกลายเป็นไอ

## 2.9 ชนิดของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Exchangers) [11]

เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน คือ เครื่องมือที่ใช้สำหรับถ่ายเทความร้อนจากของไหลชนิดหนึ่งไปยังของไหลอีกชนิดหนึ่ง โดยความร้อนจะถูกถ่ายโอนจากของไหลที่ร้อนกว่าไปสู่ของไหลที่เย็นกว่า โดยการถ่ายโอนความร้อนจะเกิดผ่านผนังท่อโดยของไหลทั้งสองชนิดจะไม่สัมผัสกันโดยตรง เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนนั้นมีหลากหลายแบบ การจำแนกเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนอาจทำได้โดยพิจารณาทิศทางการเคลื่อนที่ของของไหลในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน และลักษณะของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนในที่นี้จะยกตัวอย่างชนิดของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่นิยมใช้กันมา 4 ประเภท คือ

### 1) เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบท่อสองชั้น (Concentric tube or Double pipe)

เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนชนิดนี้ประกอบด้วยท่อสองท่อสวมเข้าด้วยกันดังรูปที่ 2.7 ส่วนการไหลของของไหลสองชนิดอาจจะเป็นแบบไหลสวนทางกัน เรียกรูปแบบสวนทางกันว่า counter flow หรือไหลขนานกัน เรียกว่า parallel flow หรือ Co-current flow



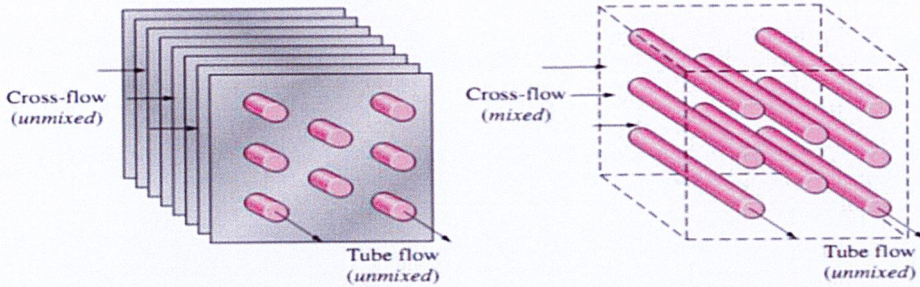
(ก) Parallel flow or Co-current flow

(ข) Counter flow

รูปที่ 2.7 แสดงลักษณะการไหลของของไหลภายในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน แบบท่อสองชั้น (double-pipe heat exchanger) [11]

### 2) เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบที่ของไหลมีทิศทางการตั้งฉากกัน (Cross flow)

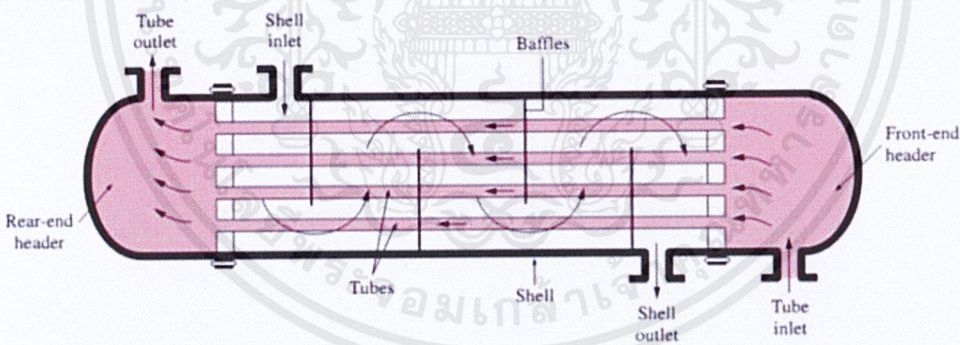
ในเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบนี้ของไหลจะไหลในทิศทางการตั้งฉากกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.8 ซึ่งจะสามารถแบ่งได้เป็น 2 แบบ คือ ของไหลทั้งสองชนิดไม่ผสมกัน และของไหลชนิดหนึ่งสามารถผสมกันได้ ส่วนของไหลอีกชนิดไม่ผสมกัน



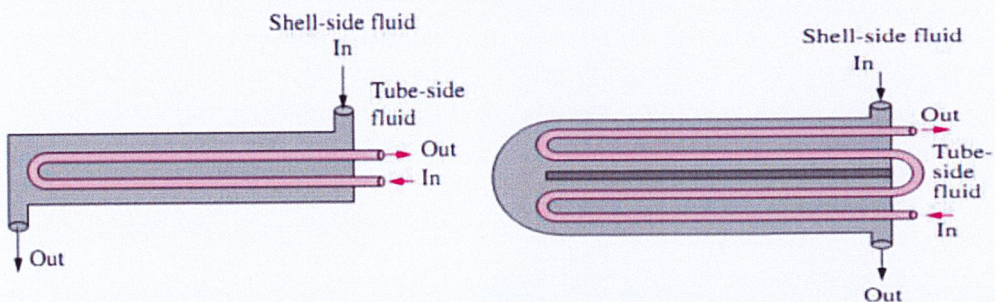
(ก) Both fluids unmixed      (ข) One fluid mixed, one fluid unmixed  
 รูปที่ 2.8 การไหลที่แตกต่างกันใน cross flow heat exchangers [11]

### 3) เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบเชลล์และท่อ (Shell and tube)

เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนชนิดนี้ประกอบด้วยกลุ่มของท่อเล็กที่อยู่ในท่อขนาดใหญ่ (เปลือก) โดยของไหลชนิดหนึ่งจะอยู่ในเชลล์ และอีกชนิดหนึ่งจะอยู่ในท่อ สำหรับการไหลนั้นจะอยู่ในลักษณะไหลสวนทางหรือไหลขนานก็ได้ หรือทั้งสองอย่างในเครื่องเดียวกันก็ได้ นอกจากนี้อาจออกแบบให้ของไหลสามารถไหลในเชลล์และท่อในหลายเที่ยว เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการถ่ายเทความร้อน โดยตัวอย่างของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบเชลล์ และท่อแบบ 1 เที่ยวในเชลล์ และ 1 เที่ยวในท่อ แสดงดังรูปที่ 2.9 ในขณะที่แบบหลายเที่ยวในเชลล์ และท่อแสดงดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.9 Shell and tube heat exchangers 1 shell pass and 1 tube pass [11]

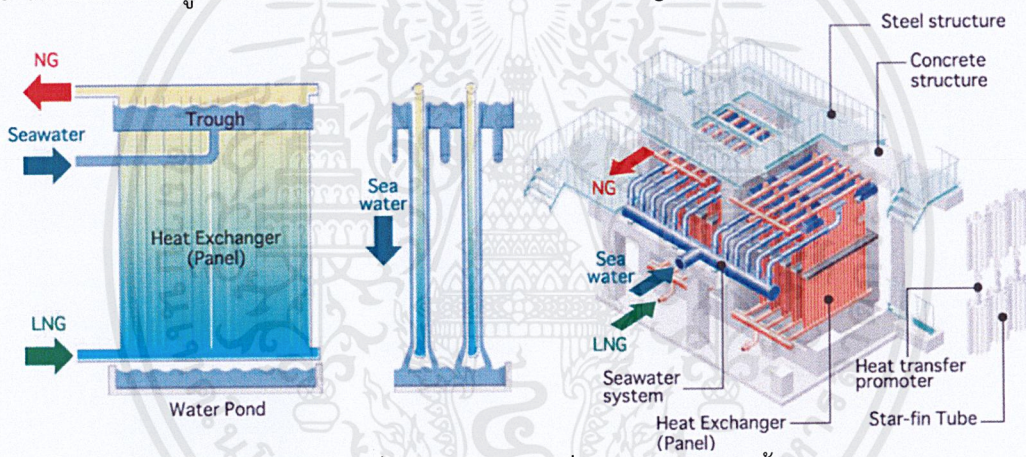


(ก) One-shell pass and two-tube passes      (ข) Two-shell passes and four-tube passes

รูปที่ 2.10 Multi-pass flow arrangements in shell-and-tube heat exchangers [11]

#### 4) Open Rack Vaporizers (ORV) [13]

กระบวนการในการรับ เก็บ และแปรสภาพแอลเอ็นจีของทางบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) จะมีอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะแอลเอ็นจีจากสถานะก๊าซให้กลายเป็นของเหลว โดยแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล อุปกรณ์ที่ใช้มีชื่อว่า Open Rack Vaporizers หรือเรียกย่อๆว่า ORV มีหลักการคล้ายเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบระบายความร้อนด้วยอากาศ (Air cooled heat Exchanger) แต่ใช้น้ำทะเลในการแลกเปลี่ยนความร้อนแทนอากาศ โดยแอลเอ็นจีจาก High Pressure Pump จะส่งไปยัง Open Rack Vaporizers หรือ ORV ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะแอลเอ็นจีให้กลายเป็นก๊าซ โดยท่อแอลเอ็นจีจะปล่อยให้แอลเอ็นจีไหลจากด้านล่างขึ้นไปยังด้านบน ในขณะที่ท่อน้ำทะเลจะปล่อยน้ำทะเลที่มีอุณหภูมิสูงไหลจากด้านบนลงสู่ด้านล่างทางด้านนอกของท่อทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนความร้อนกันระหว่างแอลเอ็นจีภายในท่อกับน้ำทะเลนอกท่อ ดังแสดงในรูปที่ 2.11 ความร้อนจากน้ำทะเลจะทำให้แอลเอ็นจีเปลี่ยนสถานะจากของเหลวกลายเป็นก๊าซ จากนั้นก๊าซจะถูกส่งต่อไปยังหน่วยตรวจวัด หรือ Metering unit ต่อไป



รูปที่ 2.11 อุปกรณ์ที่ใช้ในการแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล [13]

## บทที่ 3

### วิธีการดำเนินงาน

การดำเนินโครงการวิเคราะห์หาไอระเหยของแก๊สธรรมชาติเหลว(Boil off gas : BOG) มีขั้นตอนในการดำเนินการทั้งหมด 7 ขั้นตอน คือ

- 1) การศึกษารายละเอียดกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว
- 2) การศึกษาการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี
- 3) การศึกษาโปรแกรมสร้างแบบจำลองกระบวนการ Aspen HYSYS Version 11
- 4) การรวบรวมข้อมูล
- 5) การเลือกใช้ข้อมูล
- 6) การออกแบบและสร้างแบบจำลองกระบวนการด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS
- 7) การวิเคราะห์ผล

#### 3.1 ศึกษารายละเอียดกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว

การศึกษารายละเอียดกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว ศึกษาจากการอ่านรายงานของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน) และแผนผังแสดงรายละเอียดของระบบท่อ, อุปกรณ์ และอุปกรณ์วัดคุมต่างๆของกระบวนการผลิต (Piping and Instrumentation Diagram : P&ID) โดยกล่าวรายละเอียดเกี่ยวกับกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวในหัวข้อที่ 2.5

#### 3.2 การศึกษาการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี

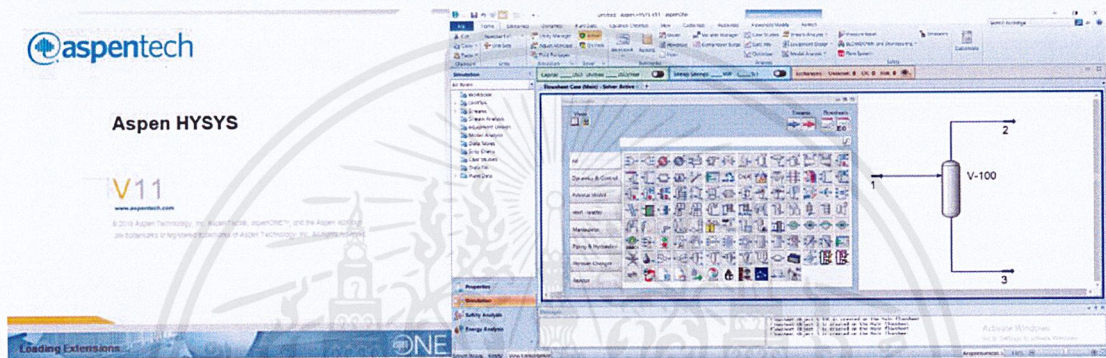
การศึกษาการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี ทำการศึกษาโดยพิจารณาถึงความเป็นไปได้ที่ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG สามารถระเหยกลายเป็นไอได้ โดยใช้หลักการเกี่ยวกับการระเหยของของเหลว (Evaporation) ซึ่งได้กล่าวในหัวข้อที่ 2.6 และการคำนวณหาอัตราการระเหยของก๊าซธรรมชาติเหลวสมการที่ใช้ในการคำนวณอ้างอิงจากรายงานการคำนวณไอระเหยของแอลเอ็นจี ปี 2014 โดยสมการในการคำนวณได้กล่าวในหัวข้อ 2.8

#### 3.3 การศึกษาโปรแกรมสร้างแบบจำลองกระบวนการ Aspen HYSYS Version 11

โปรแกรม Aspen HYSYS เป็นโปรแกรมจำลองการทำงานทางคณิตศาสตร์ที่ใช้จำลองกระบวนการผลิต ซึ่งสามารถแสดงการคำนวณการทำงานของอุปกรณ์ทางวิศวกรรมเคมี โดยอาศัยหลักการที่สำคัญ เช่น สมดุลมวล สมดุลพลังงาน การแลกเปลี่ยนความร้อน ความดันตกคร่อม จลศาสตร์ทางเคมี เป็นต้น โดยสามารถจำลองระบบได้ทั้งสภาวะคงตัว (Steady state) และสภาวะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไม่คงตัว (Unsteady state) ในการออกแบบกระบวนการผลิต จึงใช้กันอย่างแพร่หลายในโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อดูการทำงานของกระบวนการ หรือใช้ปรับเปลี่ยนสภาวะดำเนินงานเพื่อดูความเป็นไปได้ต่างๆ ก่อนทำการปรับเปลี่ยนค่าจริง การเริ่มใช้โปรแกรมสามารถทำได้โดยการเพิ่มรายชื่อองค์ประกอบของสารเคมีทั้งหมดที่ใช้ลงไปเป็นขั้นตอนแรก จากนั้นเลือกชุดสมการทางเทอร์โมไดนามิกส์ที่เหมาะสมกับกระบวนการ ในโครงการเล่มนี้เลือกสมการ Peng-Robinson ซึ่งเป็นสมการที่เหมาะสมกับกระบวนการที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติ จากนั้นทำการสร้างแบบจำลองขึ้นมาโดยเลือกอุปกรณ์ที่ใช้ให้เหมาะสมกับการทำงาน พร้อมทั้งใส่ค่าตัวแปรที่ระบบต้องการให้ครบถ้วน ภาพแสดงหน้าต่างของโปรแกรมแสดงดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 หน้าต่างของโปรแกรม Aspen HYSYS Version 11

### 3.4 การรวบรวมข้อมูล

แหล่งข้อมูลที่ใช้ ได้แก่ แพ้มข้อมูลรายละเอียดโครงการ ที่ประกอบไปด้วยรายละเอียดข้อมูลเฉพาะ แผนภาพกระบวนการผลิตอย่างละเอียด (P&ID) แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างหน่วยการผลิตต่างๆ (PFD) องค์ประกอบของแอลเอ็นจี ข้อมูลสภาวะการดำเนินงานระหว่างการรับ เก็บ และแปรสภาพแอลเอ็นจี รายละเอียดถังเก็บแอลเอ็นจี รายละเอียดระบบท่อ และรายละเอียดอุปกรณ์อื่นๆ

### 3.5 การเลือกใช้ข้อมูล

การเลือกข้อมูลนั้นจะต้องสอดคล้องกับค่าที่โปรแกรมต้องการ ดังตัวอย่างการเลือกใช้ข้อมูลในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 การเลือกใช้ข้อมูลในกระบวนการวิเคราะห์การเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี

อุปกรณ์	ข้อมูลที่ใช้
ถังเก็บแอลเอ็นจี (LNG Tank)	ขนาดและชนิดของอุปกรณ์
ปั๊มของเรือ (Cargo pump)	สายการไหลขาเข้า
ปั๊มภายในถัง (In-tank pump)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ความดัน / อุณหภูมิ</li> <li>• อัตราการไหลเชิงมวลหรือโมล / สารประกอบ</li> <li>• ประสิทธิภาพ (Adiabatic pump)</li> </ul>
ปั๊มเพิ่มแรงดัน (High pressure pump)	<p>ความดัน</p> <p>ประสิทธิภาพ (Adiabatic pump)</p>
เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Open rack vaporizer)	<p>ความดัน</p> <p>ภาระทางความร้อน (Duty)</p>
ท่อ (Pipe)	<p>เส้นผ่านศูนย์กลางภายใน</p> <p>เส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก</p> <p>ความยาวท่อ</p> <p>การถ่ายเทความร้อน (Heat Transfer)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• อุณหภูมิภายนอก (Ambient Temperature)</li> <li>• ชนิดของฉนวนหุ้มท่อ</li> <li>• ความหนาของฉนวนหุ้มท่อ</li> <li>• Thermal conductivity</li> <li>• ตัวกลาง (Ambient medium)</li> <li>• ความเร็วของตัวกลาง (Velocity)</li> </ul>

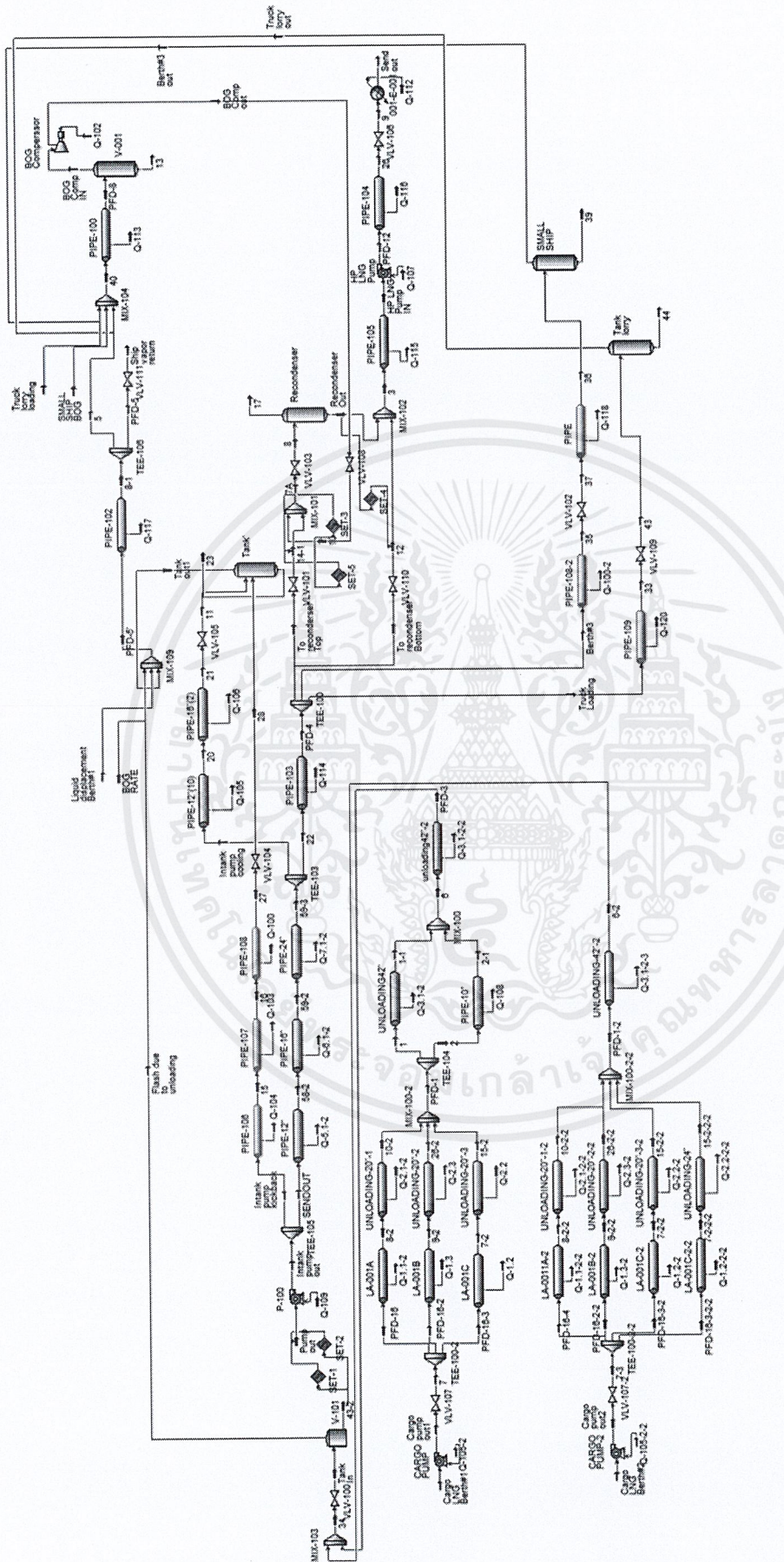
องค์ประกอบของแอลเอ็นจีที่บริษัทวิเคราะห์มีองค์ประกอบแตกต่างกัน 3 องค์ประกอบ คือ Lean composition, Rich composition และ High N<sub>2</sub> composition โดยจะทำการศึกษาและวิเคราะห์องค์ประกอบของแอลเอ็นจีเพียงแต่องค์ประกอบเดียวนั้นคือ Lean composition เนื่องจากเป็นองค์ประกอบที่มีมีเทนสูงสุด สัดส่วนองค์ประกอบทั้ง 3 แสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 แสดงองค์ประกอบของแอลเอีนจีกรณีต่าง ๆ

Composition	Lean	Rich	High N <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	0.00	0.00	0.00
N <sub>2</sub>	0.15	0.00	1.00
C1	99.84	87.24	93.40
C2	0.01	8.45	3.90
C3	0.00	3.15	1.12
i-C4	0.00	1.11	0.58
n-C4	0.00	0.00	0.00
i-C5	0.00	0.05	0.00
Molecular weight	16.06	18.61	17.27
Density @ bubble Point at 1 atm (kg/m <sup>3</sup> )	443.3	469.5	451.9

### 3.6 การออกแบบ และการสร้างแบบจำลองกระบวนการ

การออกแบบจำลองกระบวนการจะออกแบบโดยใช้แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างหน่วยการผลิตต่าง ๆ (Process Flow Diagram : PFD) เป็นต้นแบบ แสดงดังรูปที่ 3.2 ในการเริ่มใช้โปรแกรมจะต้องทำการเพิ่มองค์ประกอบของสารเคมีที่ใช้ลงไป โดยองค์ประกอบของที่ใช้ ได้แก่ Lean composition จากนั้นจะทำการเลือกชุดสมการทางเทอร์โมไดนามิกส์ที่เหมาะสมกับกระบวนการ โดยใช้สมการ Peng-Robinson และจากนั้นทำการสร้างแบบจำลองกระบวนการ โดยแบบจำลองกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวที่สร้างขึ้นโดยใช้โปรแกรม Aspen HYSYS Version 11



รูปที่ 3.2 แบบจำลองกระบวนการเกิดโรสเทยของแอลเอ็นจี

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.7 การวิเคราะห์ผล

จากการศึกษาปัจจัยการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีทั้งหมดจะนำมาหาอัตราการเกิดไอรระเหยโดยใช้สมการในการคำนวณ และใช้โปรแกรม Aspen HYSYS โดยทำการจำลองกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว โดยปัจจัยที่ใช้สมการในการคำนวณ ได้แก่ LNG Tank boil off, Liquid displacement, BOG generated from Berth#3 และ BOG generated from truck loading ส่วนปัจจัยที่ใช้โปรแกรม Aspen HYSYS ช่วยในการคำนวณ ได้แก่ Pipe heat gain (including pump) และ Flash due to unloading วิเคราะห์ผลเพื่อหาว่าปัจจัยใดที่ทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีมากที่สุด และทำการตรวจสอบความสามารถของเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) ที่ทำหน้าที่เพิ่มความดันเพื่อส่งไปเปลี่ยนสถานะแอลเอ็นจีจากก๊าซให้เป็นกลายเป็นเหลวว่าเพียงพอต่อปริมาณไอรระเหยที่เกิดขึ้นหรือไม่



## บทที่ 4

### ผลการดำเนินงาน

ในบทนี้จะอธิบายถึงผลที่ได้จากการคำนวณ และการจำลองหาอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจีโดยใช้โปรแกรม Aspen HYSYS ซึ่งทำการวิเคราะห์หองค์ประกอบแบบ Lean composition เนื่องจากเป็นองค์ประกอบที่มีมีเทนมากที่สุด โดยทำการวิเคราะห์ทั้งหมด 3 สถานการณ์ ดังนี้

#### 4.1 การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า

ปัจจุบันมีการรับเรือจำนวนหนึ่งท่าเรือในการนำเข้าแอลเอ็นจีจากต่างประเทศ โดยอัตราการเกิดไอระเหยของแต่ละปัจจัยแสดงดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า

Causes of BOG generation	Boil off gas rate (t/h)	% Boil-off gas
LNG Tank boil-off	5.91	10.85%
Liquid displacement	29.71	54.52%
BOG generated from Berth#3	0.00	0%
BOG generated from truck loading	1.36	2.50%
Pipe heat gain (including pump)	0.63	1.16%
Flash due to unloading	16.88	30.98%
Total	54.49	100%

#### 4.2 การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกัน

สำหรับในอนาคตความต้องการแอลเอ็นจีอาจมีเพิ่มมากขึ้น จึงอาจมีการรับแอลเอ็นจีโดยใช้ท่าเรือพร้อมกันทั้งสองท่า โดยอัตราการเกิดไอระเหยของแต่ละปัจจัยแสดงดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกัน

Causes of BOG generation	Boil off gas rate (t/h)	% Boil-off gas
LNG Tank boil-off	5.91	5.91%
Liquid displacement	59.42	59.40%
BOG generated from Berth#3	0.00	0%
BOG generated from truck loading	1.36	1.36%
Pipe heat gain (including pump)	0.63	0.63%
Flash due to unloading	32.72	32.71%
Total	100.04	100%

4.3 การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกัน

สำหรับในอนาคตความต้องการแอลเอ็นจีอาจมีเพิ่มมากขึ้น และสถานีรับแอลเอ็นจียังมีการส่งออกเพื่อขายให้กับประเทศเพื่อบ้านหรือส่งออกเพื่อใช้ภายในประเทศ โดยอัตราการเกิดไอระเหยของแต่ละปัจจัยแสดงดังตารางที่ 4.3

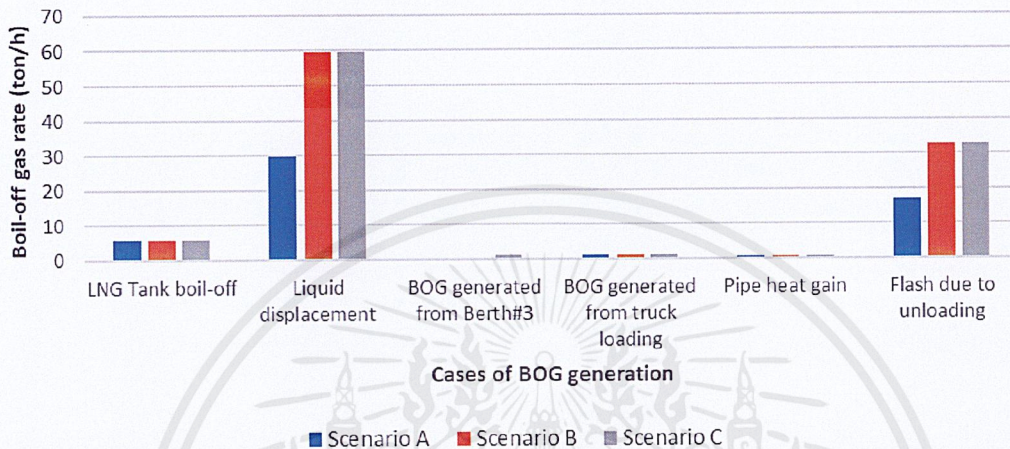
ตารางที่ 4.3 อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอ็นจี มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกัน

Causes of BOG generation	Boil off gas rate (t/h)	% Boil-off gas
LNG Tank boil-off	5.91	5.84%
Liquid displacement	59.42	58.73%
BOG generated from Berth#3	1.13	1.12%
BOG generated from truck loading	1.36	1.34%
Pipe heat gain (including pump)	0.63	0.62%
Flash due to unloading	32.72	32.34%
Total	101.17	100%

จากการวิเคราะห์ปัจจัยการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีทั้ง 3 สถานการณ์ นำมาสร้างกราฟเพื่อเปรียบเทียบอัตราการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีได้ดังรูปที่ 4.1

รูปที่ 4.1 กราฟแสดงอัตราการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีโดยวิเคราะห์ทั้งหมด 3 สถานการณ์

Comparison the BOG generation rate



การวิเคราะห์การรับท่าเรือทั้ง 3 สถานการณ์ จากตารางที่ 4.1-4.3 จะเห็นว่า การรับท่าเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า จะทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีมากที่สุด อีกทั้งผลที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS ในส่วนของปัจจัย Pipe heat gain (including pump) และ Flash due to unloading ของทั้ง 3 สถานการณ์ มีประมาณ 33% จากอัตราการเกิดไอรระเหยทั้งหมด และจากรูปที่ 4.1 จะเห็นได้ชัดว่าปัจจัยที่ทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีมากที่สุดได้แก่ Liquid displacement หรือการแทนที่ไอรระเหยแอลเอ็นจีที่อยู่ภายในถังโดยการสูบล้างแอลเอ็นจีที่มีสถานะของเหลวเข้าสู่ถังเก็บ ซึ่งเป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีมากที่สุดไม่ว่าจะทำการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า, 2 ท่า หรือ 3 ท่า แต่อย่างไรก็ตามจะมีปัจจัยที่ทำให้ไอรระเหยของแอลเอ็นจีหายไปด้วย นั่นคือจะมีไอรระเหยบางส่วนถูกส่งกลับไปยังเรือที่ทำการบรรทุกแอลเอ็นจีมาส่งที่สถานีรับ เพื่อรักษาความดันของถังเก็บแอลเอ็นจีบนเรือ โดยจะส่งไอรระเหยในส่วนของ Liquid displacement กลับไปยังเรือ ดังนั้นการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า จะเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 24.78 ตันต่อชั่วโมง, การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกันจะเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 40.62 ตันต่อชั่วโมง และการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกันจะเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 41.75 ตันต่อชั่วโมง

เมื่อทราบอัตราการเกิดไอรระเหยสุทธิแล้ว จะทำการตรวจสอบขนาดของเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) ที่ทำหน้าที่เพิ่มความดันเพื่อส่งไปเปลี่ยนสถานะแอลเอ็นจีจากก๊าซให้เป็นกลางของเหลว ซึ่งขนาดของเครื่องอัดความดันแต่ละตัวที่มีค่าเท่ากับ 11 ตันต่อชั่วโมง โดยมีทั้งหมด 4 ตัว ดังนั้นความสามารถของเครื่องอัดความดันทั้งหมดที่สามารถรองรับการเกิดไอรระเหยของแอลเอ็นจีได้มี

ค่าเท่ากับ 44 ต้นต่อชั่วโมง จากความสามารถของเครื่องอัดความดันนี้ จะเห็นว่าเพียงพอต่อการรองรับ อัตราการเกิดโอระเหยของแอลเอ็นจีทั้ง 3 สถานการณ์ โดยตารางที่ 4.4 จะแสดงอัตราการเกิดโอระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิของทั้ง 3 สถานการณ์ และขนาดของเครื่องอัดความดันทั้ง 4 ตัว (BOG Compressors)

ตารางที่ 4.4 ผลจากการวิเคราะห์อัตราการเกิดโอระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิและขนาดของเครื่องอัดความดัน (BOG Compressors)

อัตราการเกิดโอระเหยของแอลเอ็นจีสุทธิ (ต้นต่อชั่วโมง)			ความสามารถของ เครื่องอัดความดัน (รวม) (ต้นต่อชั่วโมง)	ผลลัพธ์
รับเรือ 1 ท่า	รับเรือ 2 ท่า	รับเรือ 1 ท่า และส่งออก 1 ท่า		
24.78	40.62	41.75	44.00	ยอมรับได้



## บทที่ 5

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 5.1 สรุปผลการวิจัย

การทำโครงการวิเคราะห์หาวสาเหตุ และอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีโดยใช้สมการในการคำนวณ และใช้โปรแกรมจำลอง Aspen HYSYS Version 11 ซึ่งทำการวิเคราะห์ปัจจัยที่ทำให้เกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีพบว่ามีทั้งหมด 6 ปัจจัย ได้แก่

- 1) LNG Tank boil-off : การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอเอ็นจี
- 2) Liquid displacement : การแทนที่ไอระเหยแอลเอเอ็นจีที่อยู่ภายในถัง
- 3) BOG generated from Berth#3 : ไอระเหยจากท่าเรือเล็กส่งกลับมาที่ถังเก็บ
- 4) BOG generated from truck loading : ไอระเหยจากรถบรรทุกส่งกลับมาที่ถังเก็บ
- 5) Pipe heat gain (including pump) : การเกิดไอระเหยจากท่อและปั๊มที่ใช้ในการสูบน้ำ
- 6) Flashing due to unloading : การเกิดไอระเหยระหว่างการสูบน้ำแอลเอเอ็นจี

และจากการวิเคราะห์ปัจจัยการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจี พบว่ามีปัจจัยที่ทำให้ไอระเหยของแอลเอเอ็นจีหายไปด้วย นั่นคือการส่งไอระเหยที่เกิดขึ้นจากกระบวนการสูบน้ำบางส่วนกลับไปยังเรือเพื่อรักษาความดันของถังเก็บแอลเอเอ็นจีบนเรือ โดยจะส่งไอระเหยในส่วนที่เกิดจากการแทนที่ไอระเหยแอลเอเอ็นจีที่อยู่ภายในถังโดยการสูบน้ำแอลเอเอ็นจีที่มีสถานะของเหลวเข้าสู่ถังเก็บ หรือ Liquid displacement กลับไปยังเรือบรรทุกแอลเอเอ็นจี

โดยการวิเคราะห์อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีทั้งหมด 3 สถานการณ์ คือ การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า, การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า ซึ่งการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่าเป็นสถานการณ์ที่เกิดขึ้น ณ ปัจจุบันของทางบริษัท ส่วนการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และ 3 ท่า ยังไม่เกิดขึ้น ผลลัพธ์ที่ได้ คือ การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 24.78 ตันต่อชั่วโมง, การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกันอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 40.62 ตันต่อชั่วโมง และการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกันอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีสุทธิเท่ากับ 41.75 ตันต่อชั่วโมง และเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) สามารถรองรับการเกิดไอระเหยได้ทั้งหมด อีกทั้งในอนาคตหากมีการนำเข้าแอลเอเอ็นจีเพิ่มขึ้นโดยมีการรับเรือ 2 ท่า หรือ 3 ท่า พร้อมกัน ขนาดของเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) ยังสามารถรองรับอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีได้ทั้งหมด

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

การวิเคราะห์อัตราการผลิตระเหยของแอลเอเอ็นจีเป็นการวิเคราะห์โดยใช้สมการในการคำนวณ และใช้โปรแกรม Aspen HYSYS ช่วยคำนวณบางส่วน โดยผลที่ได้จากการวิเคราะห์นั้นไม่สามารถนำมาเปรียบเทียบกับเกิดการระเหยของแอลเอเอ็นจีที่เกิดขึ้นจริงในกระบวนการได้เนื่องจากทางสถานีไม่มีอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับวัดสารประกอบอินทรีย์ระเหยง่าย ดังนั้นควรจัดหาอุปกรณ์ที่เหมาะสมเพื่อวัดอัตราการระเหยของแอลเอเอ็นจีที่เกิดขึ้นในกระบวนการจริง และในอนาคตหากมีการรับเรือพร้อมกันควรติดตั้งเครื่องอัดความดัน (BOG Compressor) เพิ่มขึ้น เนื่องจากผลที่ได้จากการวิเคราะห์การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า หรือการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้ท่าเรือเล็ก 1 ท่า มีอัตราการเกิดการเกิดไอระเหยที่ใกล้เคียงกับขนาดของเครื่องอัดความดันที่สามารถทำงานได้



## บรรณานุกรม

- [1] บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน), “www.pttlng.com,” [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 18 November 2019].
- [2] ฝ่ายสื่อสารองค์กรบริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน). 2554. สารานุกรมปิโตรเคมี. ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร : บริษัท มีเดียเอกซ์เพอร์ทีส อินเทอร์เน็ตเนชั่นแนล (ประเทศไทย) จำกัด.
- [3] โรงแยกก๊าซธรรมชาติ จ.ระยอง, “www.pttplc.com,” 2555. [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 20 December 2019].
- [4] ส่วนประชาสัมพันธ์กลุ่มสำรวจ ผลิต และก๊าซธรรมชาติ. ชุดความรู้เกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ. เล่มที่ 5. ครั้งที่ 1. ระยอง : โรงแยกก๊าซธรรมชาติ.
- [5] บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน), “www.pttlng.com,” [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 20 December 2019].
- [6] ภูวนัย แสงภาคนีย์, “www.cuir.car.chula.ac.th,” 2559. [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 5 January 2020].
- [7] ลาวัญย์ ดันหยงมาศกุล, “www.pttlng.com,” 2017. [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 23 December 2019].
- [8] โตโยต่านนท์บุรี, “www.toyotanont.com,” [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 23 December 2019].
- [9] ประชาชาติธุรกิจ, “www.prachachat.net,” 17 September 2019. [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 23 December 2019].
- [10] ฟิสิกส์ราชชมงคล, “http://www.atom.rmutphysics.com/,” [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 26 December 2019].
- [11] Yunus A. Çengel และ Afshin J. Ghajar. 2014. Heat and Mass Transfer Fundamentals & Applications. ครั้งที่ 5. Singapore : McGraw Hill Education.
- [12] บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน). 2014. “BOG Calculation Report,” Rayong.
- [13] Sumitomo Precision Productions Co.,Ltd., “www.spp.co.jp,” [ออนไลน์]. [วันที่เข้าถึง 27 December 2019].



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ภาคผนวก ก

1. การคำนวณหาอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจี โดยที่มีการรับเรือโดยใช้เวลาเรือ 1 ท่า

1.1 LNG Tank boil-off หรือ การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอเอ็นจี  
สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_1 (\text{kg/h}) = \frac{\alpha \rho_L N V_{\text{Tank}}}{24 \text{ hrs}}$$

โดยที่  $\alpha$  คือ อัตราการระเหยของแอลเอเอ็นจีต่อวัน เท่ากับ 0.05% ปริมาตรต่อวัน

$\rho_L$  คือ ความหนาแน่นของแอลเอเอ็นจีภายในถัง เท่ากับ 443.25 kg/m<sup>3</sup>

$N$  คือ จำนวนถังเก็บ 4 ถัง

$V_{\text{Tank}}$  คือ ปริมาตรของถังเก็บ เท่ากับ 160,000 ลูกบาศก์เมตร

$$BOG_1 = \frac{0.05 \times 443.25 \times 4 \times 160,000}{100 \times 24} = 5.91 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีจากสาเหตุ LNG Tank boil-off มีค่าเท่ากับ 5.9 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

1.2 Liquid displacement หรือ การแทนที่ไอระเหยแอลเอเอ็นจีที่อยู่ภายในถัง  
สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_2 (\text{kg/h}) = \text{Unloading rate} \times \rho_V \times N$$

โดยที่ Unloading rate คือ อัตราการสูบล้างแอลเอเอ็นจี เท่ากับ 14,000 m<sup>3</sup>/h

$\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอเอ็นจี เท่ากับ 2.122 × 10<sup>-3</sup> kg/m<sup>3</sup>

$N$  คือ จำนวนท่าเรือที่ทำการสูบล้าง 1 ท่า

$$BOG_2 = 14,000 \times (2.122 \times 10^{-3}) \times 1 = 29.71 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีจากสาเหตุ Liquid displacement มีค่าเท่ากับ 29.71 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

1.3 BOG generated from Berth#3 หรือ ไอระเหยที่ส่งมาจากเรือแอลเอเอ็นจี  
สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_3 (\text{kg/h}) = (\text{Loading rate} \times \rho_V) + \left( \frac{\beta \rho_L V_{\text{Cargo Tank}}}{24 \text{ hrs}} \right)$$

โดยที่	Loading rate	คือ อัตราการสูบลำแอลเอเอ็นจีจากถังเก็บไปสู่เรือ
	$\rho_V$	คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอเอ็นจี
	$\beta$	คือ อัตราการระเหยของแอลเอเอ็นจีต่อวันของถังบนเรือ
	$V_{\text{Cargo Tank}}$	คือ ปริมาตรถังของบนเรือ
	$\rho_L$	คือ ความหนาแน่นของแอลเอเอ็นจีภายในถังบนเรือ

แต่เนื่องจากสถานการณ์การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 1 ท่า ไม่ได้ใช้ท่าเรือเล็ก (Berth#3) ในการส่งออกแอลเอเอ็นจี จึงทำให้ไม่มีการเกิดไอระเหยจากสาเหตุนี้

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีจากสาเหตุ BOG generated from Berth#3 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

1.4 BOG generated from truck loading หรือ ไอระเหยที่ส่งมาจากรถบรรทุกทุกแอลเอเอ็นจี สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$\text{BOG}_4(\text{kg/h}) = \text{Loading rate} \times \rho_V$$

โดยที่ Loading rate คือ อัตราการสูบลำแอลเอเอ็นจีจากถังเก็บสู่รถ เท่ากับ  $640 \text{ m}^3/\text{h}$   
 $\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอเอ็นจี เท่ากับ  $2.122 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$

$$\text{BOG}_4(\text{kg/h}) = 640 \times (2.122 \times 10^{-3}) = 1.36 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจีจากสาเหตุ BOG generated from truck loading มีค่าเท่ากับ 1.36 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

2. การคำนวณหาอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอเอ็นจี โดยที่มีการรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกัน

2.1 LNG Tank boil-off หรือ การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอเอ็นจี สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$\text{BOG}_1(\text{kg/h}) = \frac{\alpha \rho_L N V_{\text{Tank}}}{24 \text{ hrs}}$$

โดยที่  $\alpha$  คือ อัตราการระเหยของแอลเอเอ็นจีต่อวัน เท่ากับ 0.05% ปริมาตรต่อวัน  
 $\rho_L$  คือ ความหนาแน่นของแอลเอเอ็นจีภายในถัง เท่ากับ  $443.25 \text{ kg/m}^3$   
 $N$  คือ จำนวนถังเก็บ 4 ถัง  
 $V_{\text{Tank}}$  คือ ปริมาตรของถังเก็บ เท่ากับ 160,000 ลูกบาศก์เมตร

$$BOG_1 = \frac{0.05 \times 443.25 \times 4 \times 160,000}{100 \times 24} = 5.91 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอินจีจากสาเหตุ LNG Tank boil-off มีค่าเท่ากับ 5.9 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

2.2 Liquid displacement หรือ การแทนที่ไอระเหยแอลเอินจีที่อยู่ภายในถัง สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_2(\text{kg/h}) = \text{Unloading rate} \times \rho_v \times N$$

โดยที่ Unloading rate คือ อัตราการสูบล้างแอลเอินจี เท่ากับ 14,000 m<sup>3</sup>/h

$\rho_v$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอินจี เท่ากับ 2.122x 10<sup>-3</sup> kg/m<sup>3</sup>

N คือ จำนวนท่าเรือที่ทำการสูบล้าง 1 ท่า

$$BOG_2 = 14,000 \times (2.122 \times 10^{-3}) \times 2 = 59.42 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอินจีจากสาเหตุ Liquid displacement มีค่าเท่ากับ 59.42 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

2.3 BOG generated from Berth#3 หรือ ไอระเหยที่ส่งมาจากเรือแอลเอินจี สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_3(\text{kg/h}) = (\text{Loading rate} \times \rho_v) + \left( \frac{\beta \rho_L V_{\text{Cargo Tank}}}{24 \text{ hrs}} \right)$$

โดยที่ Loading rate คือ อัตราการสูบล้างแอลเอินจีจากถังเก็บไปสู่เรือ

$\rho_v$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอินจี

$\beta$  คือ อัตราการระเหยของแอลเอินจีต่อวันของถังบนเรือ

$V_{\text{Cargo Tank}}$  คือ ปริมาตรถังของบนเรือ

$\rho_L$  คือ ความหนาแน่นของแอลเอินจีภายในถังบนเรือ

แต่เนื่องจากสถานการณ์การรับเรือโดยใช้ท่าเรือ 2 ท่า พร้อมกัน ไม่ได้ใช้ท่าเรือเล็ก (Berth#3)

ในการส่งออกแอลเอินจี จึงทำให้ไม่มีการเกิดไอระเหยจากสาเหตุนี้

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอินจีจากสาเหตุ BOG generated from Berth#3 มีค่าเท่ากับ 0 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

2.4 BOG generated from truck loading หรือ ไอระเหยที่ส่งมาจากรถบรรทุกแอลเอินจี สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$BOG_4(\text{kg/h}) = \text{Loading rate} \times \rho_v$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โดยที่ Loading rate คือ อัตราการสูบล้างแอลเอีนจีจากถังเก็บสุรต เท่ากับ  $640 \text{ m}^3/\text{h}$   
 $\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอีนจี เท่ากับ  $2.122 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$

$$\text{BOG}_4(\text{kg/h}) = 640 \times (2.122 \times 10^{-3}) = 1.36 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอีนจีจากสาเหตุ BOG generated from truck loading มีค่าเท่ากับ 1.36 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

3. การคำนวณหาอัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอีนจี โดยที่มีการรับเรือโดยใช้เวลาเรือ 2 ท่า และการส่งออกโดยใช้เวลาเรือเล็ก 1 ท่า พร้อมกัน

3.1 LNG Tank boil-off หรือ การเกิดไอระเหยจากถังเก็บแอลเอีนจี

สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$\text{BOG}_1(\text{kg/h}) = \frac{\alpha \rho_L N V_{\text{Tank}}}{24 \text{ hrs}}$$

โดยที่  $\alpha$  คือ อัตราการระเหยของแอลเอีนจีต่อวัน เท่ากับ 0.05% ปริมาตรต่อวัน

$\rho_L$  คือ ความหนาแน่นของแอลเอีนจีภายในถัง เท่ากับ  $443.25 \text{ kg/m}^3$

N คือ จำนวนถังเก็บ 4 ถัง

$V_{\text{Tank}}$  คือ ปริมาตรของถังเก็บ เท่ากับ 160,000 ลูกบาศก์เมตร

$$\text{BOG}_1 = \frac{0.05 \times 443.25 \times 4 \times 160,000}{100 \times 24} = 5.91 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอีนจีจากสาเหตุ LNG Tank boil-off มีค่าเท่ากับ 5.9 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

3.2 Liquid displacement หรือ การแทนที่ไอระเหยแอลเอีนจีที่อยู่ภายในถัง

สามารถคำนวณได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$\text{BOG}_2(\text{kg/h}) = \text{Unloading rate} \times \rho_V \times N$$

โดยที่ Unloading rate คือ อัตราการสูบล้างแอลเอีนจี เท่ากับ  $14,000 \text{ m}^3/\text{h}$

$\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอระเหยแอลเอีนจี เท่ากับ  $2.122 \times 10^{-3} \text{ kg/m}^3$

N คือ จำนวนท่าเรือที่ทำการสูบล้าง 1 ท่า

$$\text{BOG}_2 = 14,000 \times (2.122 \times 10^{-3}) \times 2 = 59.42 \text{ kg/h}$$

ดังนั้น อัตราการเกิดไอระเหยของแอลเอีนจีจากสาเหตุ Liquid displacement มีค่าเท่ากับ 59.42 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

3. BOG generated from Berth#3 หรือ ไอร่หะเหยที่ส่งมาจากเรือแอลเอั้นจี  
สามารถคำนวณได้ดั่งสมการดั่งต่อไปนี้

$$\text{BOG}_3(\text{kg/h}) = (\text{Loading rate} \times \rho_V) + \left( \frac{\beta \rho_L V_{\text{Cargo Tank}}}{24 \text{ hrs}} \right)$$

โดยที่ Loading rate คือ อัตราการสูบถ่ายแอลเอั้นจีจากถังเก็บไปสู่เรือ เท่ากับ 350 m<sup>3</sup>/h

$\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอร่หะเหยแอลเอั้นจี เท่ากับ  $2.122 \times 10^{-3}$  kg/m<sup>3</sup>

$\beta$  คือ อัตราการระเหยของแอลเอั้นจีต่อวันของถังบนเรือ 0.47%ปริมาตรต่อวัน

$V_{\text{Cargo Tank}}$  คือ ปริมาตรถังของบนเรือ เท่ากับ 2500 m<sup>3</sup>

$\rho_L$  คือ ความหนาแน่นของแอลเอั้นจีภายในถังบนเรือ เท่ากับ 443.25 kg/m<sup>3</sup>

$$\text{BOG}_3 = (350 \times 2.122 \times 10^{-3}) + \left( \frac{0.47 \times 443.25 \times 2500}{100 \times 24 \text{ hrs}} \right) = 1.13 \text{ kg/h}$$

ดั่งนั้น อัตราการเกิดไอร่หะเหยของแอลเอั้นจีจากสาเหตุ BOG generated from Berth#3 มีค่าเท่ากับ 1.13 กิโลกรัมต่อชั่วโมง

3.4 BOG generated from truck loading หรือ ไอร่หะเหยที่ส่งมาจากรถบรรทุกแอลเอั้นจี  
สามารถคำนวณได้ดั่งสมการดั่งต่อไปนี้

$$\text{BOG}_4(\text{kg/h}) = \text{Loading rate} \times \rho_V$$

โดยที่ Loading rate คือ อัตราการสูบถ่ายแอลเอั้นจีจากถังเก็บสู่รถ เท่ากับ 640 m<sup>3</sup>/h

$\rho_V$  คือ ความหนาแน่นของไอร่หะเหยแอลเอั้นจี เท่ากับ  $2.122 \times 10^{-3}$  kg/m<sup>3</sup>

$$\text{BOG}_4(\text{kg/h}) = 640 \times (2.122 \times 10^{-3}) = 1.36 \text{ kg/h}$$

ดั่งนั้น อัตราการเกิดไอร่หะเหยของแอลเอั้นจีจากสาเหตุ BOG generated from truck loading มีค่าเท่ากับ 1.36 กิโลกรัมต่อชั่วโมง



ภาคผนวก ข  
คำตัวแปรต่างๆ ในกระบวนการรับ เก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Parameter	Data
<b>Send out condition</b>	
Send out rate	1000 ton/h
Send out gas pressure(max)& Temperature at battery limit	86.2 barg & 15.6-48.6 °C
<b>LNG storage tank including in-tank pump</b>	
LNG tank pressure during unloading	165 mbarg
LNG tank capacity	160,000 m <sup>3</sup>
LNG tank boil-off rate @ 40°C	0.05 vol%/day
<b>LNG carrier process technical data</b>	
LNG carrier size (Berth #1,2)	266,000 m <sup>3</sup>
LNG carrier size (Berth #3)	2,500 m <sup>3</sup>
LNG cargo normal pressure during unloading	100 mbarg
LNG cargo design saturated pressure	100 mbarg
LNG carrier boil-off rate (Berth #1,2)	0.135 wt%/day
LNG carrier boil-off rate (Berth #3)	0.47 wt%/day
Unloading rate (Berth #1,2)	14,000 m <sup>3</sup> /h
Unloading rate (Berth #3)	350 m <sup>3</sup> /h
Ship return gas temperature	-139.5 °C
<b>Truck loading design data</b>	
Loading rate	640 m <sup>3</sup> /h
Operating pressure	< 2.0 barg
<b>Rotating machine efficiency</b>	
In-tank pump efficiency	68%
HP LNG pump efficiency	68%
BOG compressor efficiency	75%
Ship Cargo pump efficiency	75%

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ประวัติผู้เขียน

- ชื่อ-สกุล นักศึกษา : ชัญญานุช จันทเดมิย์
- วัน/เดือน/ปีเกิด : 5 กันยายน 2540
- ที่อยู่ : 50/8 หมู่ 6 ตำบลเสม็ดเหนือ อำเภอบางคล้า จังหวัดฉะเชิงเทรา 24110
- อีเมล : 59010305@kmitl.ac.th
- ประวัติการศึกษา : - 2011-2016 : มัธยมศึกษาตอนต้นและมัธยมศึกษาตอนปลาย แผนการเรียนวิทย์-คณิต โรงเรียนเบญจมราชรังสฤษฎิ์ ฉะเชิงเทรา  
- 2016-ปัจจุบัน : คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมเคมี สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- ประวัติการทำงาน : - แผนกวิศวกรรมกระบวนการผลิต โรงแยกก๊าซธรรมชาติ จ.ระยอง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)  
รับผิดชอบในส่วนการติดตั้งอุปกรณ์ระบายแรงดันด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS, หารกรณีที่ทำให้เกิดแรงดันส่วนเกิน (Over Pressure) สูงสุดและคำนวณหาแรงดันส่วนเกินที่อุปกรณ์ระบายแรงดันต้องระบายออก  
- นักศึกษาฝึกงาน แผนกวิศวกรรมกระบวนการผลิต บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (มหาชน)  
รับผิดชอบในส่วนการหาสาเหตุ และการคำนวณไอระเหยของแอลเอ็นจี หรือเรียกว่าไอระเหยนี้ว่า Boil off gas (BOG) โดยใช้โปรแกรม Aspen HYSYS