



รายงานสหกิจศึกษาระดับสมบูรณ

1. การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบทอสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน
Modification of Fuel Oil Tank and Installation of Piping System for Demineralized Water Storage
2. การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
Reduction of H₂S Gas Releasing from Waste Water System of Hydrodesulfurization Unit in Diesel Production
3. การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ
Modification of Low Sulfur Fuel Oil Transfer System to Oil Tankers

นายทองภพ วัฒนเมธากุล

ภาควิชาวิศวกรรมเคมี

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2561



รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

1. การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน
Modification of Fuel Oil Tank and Installation of Piping System for Demineralized Water Storage
2. การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
Reduction of H₂S Gas Releasing from Waste Water System of Hydrodesulfurization Unit in Diesel Production
3. การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ
Modification of Low Sulfur Fuel Oil Transfer System to Oil Tankers

นายก้องภพ วัฒนเมธากุล

ภาควิชาวิศวกรรมเคมี

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2561

- ชื่อโครงการสหกิจศึกษา 1. การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำ
ปราศจากไอออน
2. การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วย
กำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
 3. การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ

ชื่อ-สกุลนักศึกษา นายก้องภพ วัฒนเมธากุล

คณะ วิศวกรรมศาสตร์

ภาควิชา วิศวกรรมเคมี

ชื่อ-สกุล อาจารย์นิเทศ รศ.ดร.อัญชลีพร วาริทสวัสดิ์ หล่อทองคำ

ชื่อ-สกุล ผู้นิเทศงาน คุณณัฐโชค นามวงษ์ วิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น

คุณวีรพงษ์ ภูไชยแสง วิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น

ชื่อสถานประกอบการ บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)

บทคัดย่อ

โครงการที่ 1 เป็นการปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาที่ไม่ได้ใช้งาน (3T-601B) และคำนวณติดตั้งระบบท่อเพื่อใช้งานสำหรับระบบเก็บสำรองน้ำปราศจากไอออนในกรณีที่ไม่สามารถผลิตน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนได้ แนวทางคือใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 6 นิ้ว ความยาว 30 และ 20 เมตร รับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 และรับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนและจากระบบ Reverse Osmosis - Electrodeionization (RO-EDI) ส่งเข้าถึง 3T-601B ตามลำดับ และใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 8 นิ้ว ความยาว 20 เมตร ส่งน้ำปราศจากไอออนจากถัง 3T-601B ไปยังหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 พร้อมกับติดตั้งอุปกรณ์วัดอุณหภูมิ ผลการคำนวณพบว่าความดันภายในระบบที่รับคอนเดนเสทระบบที่รับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน และระบบ RO-EDI ก่อนเข้าถึง 3T-601B มีค่า 2.6, 1.1 และ 1.5 barg ตามลำดับ ซึ่งสูงกว่าความดันภายในถัง 3T-601B (1 atm) แสดงว่ามีความดันเพียงพอที่จะส่งน้ำปราศจากไอออนเข้าถึง 3T-601B ได้ ส่วนเฮดบวกสุทธิด้านท่อคู่ที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_a) ของท่อส่งน้ำปราศจากไอออนมีค่า 8.6 เมตร ซึ่งสูงกว่าเฮดบวกสุทธิด้านท่อคู่ที่ต้องการ (NPSH_r) คือ 6.2 เมตร แสดงว่าสามารถส่งน้ำปราศจากไอออนจากถัง 3T-601B ไปยังหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 ได้ การปรับปรุงถัง 3T-601B ดังกล่าวจะทำให้เวลาสำรองน้ำปราศจากไอออนเพื่อการใช้งานในโรงกลั่นเพิ่มขึ้น 4 ชั่วโมง 30 นาที (จาก 20 ชั่วโมง 10 นาที เป็น 24 ชั่วโมง 40 นาที) โดยมีค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบที่รับและส่งน้ำปราศจากไอออนประมาณ 9,500,000 บาท

โครงการที่ 2 เป็นการลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล สารประกอบกำมะถันในน้ำมันดีเซลจะถูกเปลี่ยนเป็นแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์และถูกแยกออกจากน้ำมัน ส่วนน้ำมันดีเซลกำมะถันต่ำจะถูกส่งไปยังเครื่องอบแห้งแบบสูญญากาศเพื่อกำจัดน้ำ ซึ่งน้ำที่ควบแน่นและมีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปนอยู่จะไปรวมที่ดรัม 3D-3715 ก่อนส่งลงท่อน้ำทิ้งที่เป็นระบบเปิดและส่งไปบำบัดที่บ่อน้ำเสียต่อไป แก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่ปนกับน้ำที่ส่งลงท่อน้ำทิ้งจะระเหยออกสู่บรรยากาศและส่งกลิ่น ตรวจวัดปริมาณแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ในอากาศบริเวณท่อน้ำทิ้งได้ 125 ppm ซึ่งสูงกว่าค่าควบคุมที่ 50 ppm แนวทางที่จะดำเนินการคือต้องทำให้ น้ำที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์อยู่ในระบบปิด โดยการติดตั้งท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 1 นิ้ว ส่งน้ำที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากดรัม 3D-3715 ไปที่หน่วยไล่กำมะถัน (Sour Water Stripper Unit: SWSU) ด้วยปั๊ม 3P-3703 ที่อัตราการไหล 2 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ประโยชน์ที่ได้รับงานโครงการนี้คือสามารถลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ และนำน้ำที่ผ่านหน่วยไล่กำมะถันกลับมาใช้ใหม่แทนน้ำอุตสาหกรรมได้ คำนวณค่าใช้จ่ายเบื้องต้นที่ลดลงในการบำบัดน้ำประมาณ 730,000 บาทต่อปี โดยยังไม่รวมค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ

โครงการที่ 3 เป็นการปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ เดิมบริษัทจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือที่อัตราการไหล 300 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ซึ่งใช้เวลาดำเนินการ 9 วัน แต่ไม่ทันเวลา 7.5 วัน ตามสัญญาการขนส่ง ทำให้บริษัทต้องเสียค่าปรับจากการดำเนินการล่าช้า ดังนั้นจึงต้องปรับปรุงระบบการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ โดยเพิ่มอัตราการไหลให้สูงขึ้น แนวทางคือจะติดตั้งท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 16 นิ้ว ความยาว 300 เมตร ส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถังเก็บ (T-969 และ T-971) ไป Suction Pump ที่จะติดตั้งใหม่ และใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 12 นิ้ว ความยาว 800 เมตร ส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำจาก Suction Pump ไปเชื่อมกับระบบท่อจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเดิมเพื่อส่งลงเรือ พร้อมกับติดตั้งมาตรวัดน้ำมันเตาจากการคำนวณพบว่าอัตราการส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสม คือ 500 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่จะติดตั้งคือเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่ต้องการ (NPSH_r) ต้องไม่เกิน 8.82 เมตร และมีกำลังอย่างน้อย 57.34 กิโลวัตต์ ซึ่งจะให้ความดันขาออกของระบบท่อเพียงพอที่จะจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ จากโครงการนี้ทำให้ไม่ต้องจ่ายค่าปรับประมาณ 17,820,000 บาทต่อปี โดยยังไม่รวมราคาของปั๊ม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ และค่าดำเนินการของปั๊ม

คำสำคัญ : น้ำปราศจากไอออน หน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ น้ำมันเตากำมะถันต่ำ

- Co-operative Title:** 1. Modification of Fuel Oil Tank and Installation of Piping System for Demineralized Water Storage
2. Reduction of H₂S Gas Releasing from Waste Water System of Hydrodesulfurization Unit in Diesel Production
3. Modification of Low Sulfur Fuel Oil Transfer System to Oil Tankers

Student Intern Name: Mr. Kongpop Wattanametakul

Faculty: Engineering **Department:** Chemical Engineering

Advisor Name: Assoc. Prof. Dr. Anchaleeporn Waritswat Lothongkum

Mentor Name: Mr. Nathachoke Namwong Technical Engineer

Mr. Weerapong Phochaisang Technical Engineer

Company: Bangchak Corporation Public Company Limited

ABSTRACT

The first project is to modify unused fuel oil storage tank (3T-601B) and install piping system for demineralized water storage in case the demineralization water plant (demin plant) cannot produce the demineralized water. The 6-inch carbon steel pipe 30 m in length will be used to deliver condensate from plant 3, and another 6-inch carbon steel pipe 20 m in length will be used to deliver demineralized water from demin plant and from reverse osmosis-electrodeionization (RO-EDI) system to 3T-601B tank. Subsequently, the 8-inch carbon steel pipe 20 m in length is will be used to deliver demineralized water from 3T-601B tank to utility unit and plant 4. Temperature indicator will be installed. According to the calculations, the pressure of piping system for condensate, and for demineralized water from demin plant and from RO-EDI before entering 3T-601B tank are 2.6, 1.1 and 1.5 barg, respectively, which are higher than pressure at 3T-601B tank (1 atm). Thus, the modification can deliver condensate and demineralized water to 3T-601B tank. Due to the available net positive suction head (NPSH_A) of the demineralized water pipeline of 8.6 m is higher than the required net positive suction head (NPSH_R) of 6.2 m, and therefore demineralized water from 3T-601B tank can be delivered to utility unit and plant 4. Based on this project, the storage time of demineralized water using 3T-601B tank can extend to 4 hours and 30 minutes (from 20 hours and 10 minutes to 24 hours and 30 minutes). The modification of 3T-601B tank and the installation of piping systems are approximately 9,500,000 Baht.

The second project is to reduce H₂S gas releasing from waste water system of the hydrodesulfurization unit in Diesel Production. From hydrodesulfurization unit, sulfur compounds was removed from diesel oil and converted to H₂S gas. Low sulfur diesel oil was sent to vacuum dryer to remove water. The condensed water contaminated with H₂S gas is collected at drum 3D-3715 before draining to the open sewer. H₂S gas is then released causing unpleasant smell. The H₂S gas about 125 ppm was detected, while the standard of H₂S gas is 50 ppm. This project is to design the closed sewer. The 1-inch (ID) carbon steel pipe will be used to transfer the condensed water contaminated with H₂S gas from drum 3D-3715 to sour water stripper unit (SWSU) by pump 3P-3703 at a flow rate of 2 m³/h. Based on this project, H₂S gas emission is reduced and the water passing the SWSU can be reused as industrial water. The estimated profit is about 730,000 Baht per year excluding costs of pump and piping system installation.

The third project is to modify low sulfur fuel oil transfer system to oil tankers. Basically, low sulfur fuel oil is kept in T-969 and T-971 tanks and transferred to oil tankers at 300 m³/h in 9 days. Due to a 7.5-day the company has to pay the penalty for delaying. This project purposes the installation of new pipeline with the existing pipeline to transfer low sulfur fuel oil. The 16-inch (ID) carbon steel pipe 300 m in length will be installed from T-969 and T-971 tanks to the new suction pump. The 12-inch (ID) carbon steel pipe 800 m in length will be consequently installed at the suction pump outlet that connected to the existing pipeline. Then, low sulfur fuel oil is transferred to oil tankers. The calculated flow rate of low sulfur fuel oil is 500 m³/h. The required available net positive suction head of the suction pump is 8.82 m and pump power is 57.34 kW. The pressure of the piping system is feasible. Based on this project, no penalty charge about 17,820,000 Baht per year is expected excluding cost of pump, pump operating cost, and cost of piping system installation.

Keywords: Demineralized water, Hydro-desulfurization unit, Sour water stripper unit, Low sulfur fuel oil

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณผู้บริหารของบริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ที่มอบโอกาสให้ข้าพเจ้าทำโครงการสหกิจศึกษาในหน่วยงานเทคนิค โรงกลั่นของบริษัท โดยมีคุณณัฐโชค นามวงษ์ วิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น คุณวีรพงษ์ ภูไชยแสง วิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น และพี่ๆ วิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น รวมถึงส่วนงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องให้คำแนะนำ แนวคิด ตลอดจนแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ

ขอขอบพระคุณ รศ.ดร.อัญชลีพร วาริตสวัสดิ์ หล่อดอกคำ อาจารย์ที่ปรึกษาโครงการสหกิจศึกษาที่ช่วยเหลือและให้คำแนะนำ รวมทั้งแก้ไขรายงานเล่มนี้

ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และผู้ปกครอง ที่ให้คำปรึกษาในเรื่องต่างๆ รวมทั้งเป็นกำลังใจตลอดมา

ข้าพเจ้าหวังว่าโครงการสหกิจศึกษาเล่มนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการศึกษาเกี่ยวกับการวางระบบท่อ และเป็นประโยชน์ต่อผู้ที่สนใจ หากมีข้อบกพร่องประการใด ข้าพเจ้าขออภัยมา ณ ที่นี้

ก้องภพ วัฒนเมธากุล

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	III
กิตติกรรมประกาศ.....	V
สารบัญ.....	VI
สารบัญตาราง.....	X
สารบัญรูป.....	XI
บทที่ 1 บทนำ.....	1
โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บ น้ำปราศจากไอออน.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	1
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	1
1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ.....	2
โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วย กำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล.....	2
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ.....	2
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	3
1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ.....	3
โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ.....	3
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ.....	3
1.2 วัตถุประสงค์.....	4
1.3 ขอบเขตของโครงการ.....	4
1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ.....	4

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 กระบวนการผลิตน้ำมัน	5
2.2 น้ำปราศจากไอออน	17
2.3 ขั้นตอนการออกแบบระบบท่อสำหรับส่งของเหลว	20
2.4 มาตรฐานในการออกแบบระบบท่อ.....	20
2.5 การคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อ.....	22
2.6 วาล์ว	26
2.7 ปั๊ม.....	28
2.8 น้ำมันเตา.....	30
บทที่ 3 วิธีการดำเนินงาน	32
โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บ น้ำปราศจากไอออน.....	32
3.1 ศึกษากระบวนการใช้งานน้ำปราศจากไอออนและลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออน	32
3.2 กำหนดความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่.....	33
3.3 กำหนดความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่.....	33
3.4 กำหนดเขตบวกลบสุทธิด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH _A)	33
3.5 กำหนดเวลาที่สามารถใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น	34
3.6 ประเมินค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งระบบท่อใหม่.....	34
โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วย กำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล.....	34
3.1 ศึกษากระบวนการกำจัดน้ำของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนและกำหนด แนวทางการแก้ปัญหา	34
3.2 กำหนดเขตบวกลบสุทธิด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH _A)	35
3.3 ประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์.....	35

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ.....	36
3.1 ศึกษากระบวนการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือและกำหนด แนวทางการแก้ปัญหา	36
3.2 กำหนดอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งเรือ.....	36
3.3 เลือกชนิดและข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่ติดตั้งใหม่.....	37
3.4 กำหนดความดันขาออกจากระบบท่อที่ติดตั้งใหม่.....	38
3.5 ประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับ	38
บทที่ 4 ผลการดำเนินงาน	39
โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บ น้ำปราศจากไอออน.....	39
4.1 ผลการศึกษาลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออนและระบบท่อน้ำปราศจากไอออน	39
4.2 ผลการคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่	40
4.3 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่.....	40
4.4 ผลการคำนวณเขตบวกลูกศรด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH _A)	42
4.5 ผลการคำนวณเวลาที่สามารใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น	43
4.6 ผลการประเมินค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อใหม่	44
โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วย กำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล.....	45
4.1 ผลการปรับปรุงระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน	45
4.2 ผลการคำนวณเขตบวกลูกศรด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH _A)	45
4.3 ผลการประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์.....	46
โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ.....	47
4.1 ผลการออกแบบและติดตั้งระบบท่อสำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ.....	47
4.2 ผลการคำนวณอัตราการไหลน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งเรือ ..	48
4.3 ผลการเลือกชนิดและข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่จะติดตั้งใหม่	48

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.4 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่.....	51
4.5 ผลการประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับ	51
บทที่ 5 สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ	52
โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บ	
 น้ำปราศจากไอออน.....	52
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน	52
5.2 ข้อเสนอแนะ	52
โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วย	
 กำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล.....	53
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน	53
5.2 ข้อเสนอแนะ	53
โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ.....	54
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน	54
5.2 ข้อเสนอแนะ	54
บรรณานุกรม.....	55
ภาคผนวก.....	57
ภาคผนวก ก ข้อมูลดิบ.....	58
ภาคผนวก ข ตัวอย่างการคำนวณความเร็วและความดันขาออกจากระบบท่อ	61
ภาคผนวก ค ตัวอย่างการคำนวณเขตบวกลดสุทธิด้านท่อจุดที่สามารถใช้งานได้.....	65
ภาคผนวก ง ตัวอย่างการคำนวณกำลังของปั๊ม	67
ประวัติผู้เขียน.....	69

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 มาตรฐานเกี่ยวกับการออกแบบระบบท่อ	21
2.2 สัมประสิทธิ์การสูญเสียของข้อต่อแบบต่าง ๆ	25
2.3 สัมประสิทธิ์การสูญเสียของวาล์วแบบต่าง ๆ	26
4.1 ผลการคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่.....	40
4.2 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่	42
4.3 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถึง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อรับและส่งน้ำปราศจากไอออน	44
ก.1 รายละเอียดของน้ำปราศจากไอออน	58
ก.2 รายละเอียดของระบบน้ำปราศจากไอออนภายในโรงกลั่น	58
ก.3 รายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับ โครงการที่ 1	59
ก.4 รายละเอียดของน้ำที่จากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน	59
ก.5 รายละเอียดของระบบส่งน้ำทิ้งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ	59
ก.6 รายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับ โครงการที่ 2	59
ก.7 รายละเอียดของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ	60
ก.8 รายละเอียดของระบบส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ.....	60
ก.9 รายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับ โครงการที่ 3	60

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ	5
2.2 หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ	6
2.3 หน่วยแยกแก๊ส	7
2.4 หน่วยกลั่นสุญญากาศ.....	7
2.5 หน่วยแยกน้ำมันรีฟอร์มเมท	8
2.6 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สเชื้อเพลิง	9
2.7 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สปิโตรเลียมเหลว	9
2.8 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเนฟทา	10
2.9 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด	11
2.10 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สออยล์.....	11
2.11 หน่วยกำจัดเบนซีน.....	12
2.12 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำ.....	13
2.13 หน่วยปรับปรุงคุณภาพโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้ว.....	13
2.14 หน่วยไอโซเมอไรเซชัน	14
2.15 หน่วยรีฟอร์มเมอร์.....	15
2.16 หน่วยแตกโมเลกุล	15
2.17 หน่วยผลิตแก๊สไฮโดรเจน.....	16
2.18 หน่วยผลิตกำมะถัน	17
2.19 แผนภาพระบบผลิตไอน้ำและการนำกลับไอน้ำควบแน่น.....	18
2.20 แผนภาพการผลิตน้ำปราศจากไอออนโดยใช้ระบบ RO-EDI.....	19
2.21 มูดีไดอะแกรม (Moody Diagram).....	24
2.22 เกทวาล์ว.....	26
2.23 โกลบวาล์ว	27
2.24 เช็ควาล์ว	27
2.25 ทิศทางการไหลและลักษณะทั่วไปของปั๊มแรงเหวี่ยง.....	28
2.26 น้ำมันเตา	30

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.1 ระบบการใช้น้ำปราศจากไอออน และลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออน	32
3.2 ระบบภายในของกระบวนการกำจัดน้ำ โดยเครื่องอบแห้งแบบสุญญากาศ.....	35
3.3 ระบบการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันสำหรับการขนส่งลงเรือ	36
4.1 เส้นทางการติดตั้งระบบท่อใหม่ที่ทำการออกแบบ.....	39
4.2 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลดกรณีรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3.....	40
4.3 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลดกรณีรับน้ำจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน.....	41
4.4 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลดกรณีรับน้ำจากระบบ RO-EDI.....	42
4.5 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพสุทธิต่อจุดที่สามารถใช้งานได้ ในการส่งน้ำปราศจากไอออนไปยังฯเข้าป้อม	43
4.6 เส้นทางการปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งให้เป็นระบบปิด	45
4.7 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพสุทธิต่อจุดที่สามารถใช้งานได้ ในการส่งน้ำทิ้งไปยังฯเข้าป้อม	46
4.8 เส้นทางการติดตั้งระบบท่อสำหรับการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันต่ำเพิ่มเติม.....	47
4.9 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลดในระบบท่อจากถัง T-971 ไปยังฯทำเรือ	49
4.10 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพสุทธิต่อจุดที่สามารถใช้งานได้ ในการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันต่ำจากถัง T-971 ไปยังฯเข้าป้อม.....	50

บทที่ 1

บทนำ

โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ดำเนินกิจการหลักด้วยการประกอบธุรกิจ โรงกลั่นน้ำมันปิโตรเลียม ตั้งแต่การจัดหาวัตถุดิบจากแหล่งน้ำมันดิบทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนำมากลั่นเป็นน้ำมันสำเร็จรูปที่ได้มาตรฐาน โดยมีกำลังการผลิตสูงสุด 120 กิโลบาร์เรลต่อวัน และจัดจำหน่ายผ่านเครือข่ายสถานีบริการน้ำมันบางจากกว่า 1,000 แห่ง รวมทั้งมีการทำธุรกิจเพิ่มเติมในด้านต่างๆ ได้แก่ ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดจากธรรมชาติ ธุรกิจสำรวจและผลิตน้ำมันปิโตรเลียม ธุรกิจพลังงานชีวภาพ และธุรกิจเกี่ยวเนื่องด้านนวัตกรรม (บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

เดิมระบบเก็บน้ำปราศจากไอออนของโรงกลั่นน้ำมันบางจากมีถังเก็บสำรองน้ำปราศจากไอออน 4 ถัง สำหรับใช้งานภายในโรงกลั่น หากเกิดปัญหาเกี่ยวกับหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนจะมีน้ำปราศจากไอออนสำรองใช้งานได้เป็นเวลา 20 ชั่วโมง 10 นาที บริษัทต้องการเพิ่มเวลาใช้งานน้ำปราศจากไอออนสำรองเมื่อเกิดปัญหาเกี่ยวกับหน่วยผลิตน้ำ โดยการเพิ่มถังสำหรับเก็บสำรองน้ำปราศจากไอออน

เมื่อทำการสำรวจถังที่ไม่ได้ใช้งานภายในหน่วยการผลิตที่ 3 พบว่ามีถังเก็บน้ำมันเตาสำหรับเป็นเชื้อเพลิงของหม้อน้ำที่ไม่ได้ใช้งานคือ ถัง 3T-601A และ 3T-601B เนื่องจากการเปลี่ยนใช้ระบบ โคอเจนเนอเรชั่น (Co-Generation System) ที่ใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงแทนหม้อน้ำ จึงจะเก็บสำรองน้ำมันเตาด้วยถัง 3T-601A เพียงถังเดียวเพื่อใช้ในกรณีแก๊สธรรมชาติไม่เพียงพอ โครงการนี้จึงได้เสนอแนวทางการปรับปรุงถัง 3T-601B และการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อเตรียมระบบเก็บน้ำปราศจากไอออนสำรองให้เพียงพอใช้งาน หากเกิดปัญหาเกี่ยวกับหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนโดยปรับปรุงใช้ถัง 3T-601B และเดินท่อรับส่ง

1.3 ขอบเขตของโครงการ

- 1.3.1 ศึกษาหลักการกลศาสตร์ของไหล (Fluid Mechanics) และการติดตั้งระบบท่อ
- 1.3.2 ศึกษากระบวนการเก็บและการใช้งานน้ำปราศจากไอออนภายในโรงกลั่น
- 1.3.3 ศึกษาลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออน
- 1.3.4 เสนอวิธีปรับปรุงถัง 3T-601B สำหรับเก็บน้ำปราศจากไอออน และติดตั้งระบบท่อรับและส่ง

1.3.5 กำหนดความดันลดและเสถียรภาพสุทธิต้านต่อคูดที่สามารถใช้งานในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่เพื่อยืนยันว่าระบบสามารถใช้งานได้

1.3.6 กำหนดค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อรับและจ่ายน้ำปราศจากไอออน

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ

บริษัทมีเวลาสำรองใช้งานน้ำปราศจากไอออนเพิ่มขึ้นหากเกิดปัญหาเกี่ยวกับหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน ซึ่งจะช่วยให้มีเวลาเพิ่มขึ้นในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นกับหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน

โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

โรงกลั่นน้ำมันบางจากเป็น โรงกลั่นแบบ Complex Refinery ประกอบด้วยขั้นตอนในการผลิตใหญ่ๆ 4 ขั้นตอน คือ การกลั่นลำดับส่วน โดยอาศัยคุณสมบัติของจุดเดือดที่ต่างกัน การปรับปรุงคุณภาพของผลิตภัณฑ์โดยการกำจัดสิ่งเจือปนที่ติดมากับน้ำมัน การเปลี่ยนแปลง โครงสร้างของน้ำมันเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพและมูลค่าสูงขึ้น และการผสมผลิตภัณฑ์หรือเติมสารปรุงแต่งคุณภาพเพื่อทำให้ผลิตภัณฑ์มีคุณภาพได้ตามมาตรฐาน

หน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน (Hydro-desulfurization Unit: HDSU) ในการผลิตน้ำมันดีเซล เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่ปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันดีเซลด้วยการกำจัดกำมะถันออกจากน้ำมันดีเซล โดยใช้ไฮโดรเจนภายใต้ความร้อนและตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นตัวช่วย น้ำมันดีเซลที่ออกมาจากหอกลั่นบรรยากาศจะถูกส่งผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยาเปลี่ยนสารกำมะถันให้เป็นแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ แก๊สนี้จะถูกแยกออกจากน้ำมันและส่งไปกำจัด ส่วนน้ำมันดีเซลกำมะถันต่ำจะถูกส่งไปกำจัดน้ำโดยเครื่องอบแห้งแบบสูญญากาศ และส่งเข้าสู่ถังเก็บเพื่อรอการจำหน่าย ส่วนน้ำและแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่เหลืออยู่ในน้ำมันจะระเหยออกทางยอดของเครื่องอบแห้งไปรวมที่ดรัม 3D-3715 ก่อนปล่อยทิ้งลงท่อน้ำทิ้งซึ่งเป็นระบบเปิดทำให้มีการระเหยของแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกสู่บรรยากาศและส่งกลิ่นเหม็น ปริมาณของแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ในอากาศบริเวณท่อน้ำทิ้งวัดได้ 125 ppm ซึ่งสูงกว่าค่าควบคุมที่ 50 ppm โครงการนี้จึงได้เสนอวิธีการปรับปรุงระบบดังกล่าวให้เป็นระบบปิดเพื่อลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซลออกสู่บรรยากาศ

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

1.3 ขอบเขตของโครงการ

- 1.3.1 ศึกษากระบวนการของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
- 1.3.2 เสนอแนวทางการลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
- 1.3.3 การคำนวณเกี่ยวกับระบบที่ใช้ลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล
- 1.3.4 ค่าใช้จ่ายเบื้องต้นที่ลดลงในการบำบัดน้ำ

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ

- 1.4.1 สามารถลดปริมาณการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซลออกสู่บรรยากาศ
- 1.4.2 สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายจากการซื้อได้ เนื่องจากน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วจะสามารถนำกลับมาใช้งานใหม่แทนน้ำอุตสาหกรรมได้
- 1.4.3 ลดภาระการทำงานของหน่วยบำบัดน้ำทิ้ง เนื่องจากไม่จำเป็นต้องส่งน้ำทิ้งไปบำบัด

โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

การผสมผลิตภัณฑ์เป็นขั้นตอนสุดท้ายในกระบวนการกลั่นน้ำมัน ผลิตภัณฑ์ตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป จะถูกนำมาผสมกันเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพตามมาตรฐานที่กำหนด ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการผสมระหว่างกากน้ำมันจากหอกลั่นสุญญากาศและกากน้ำมันจากหน่วยแตก โมเลกุลด้วยไฮโดรเจน (Hydrocracking Unit) เมื่อนำมาเติมสารปรุงแต่งคุณภาพก็จะได้เป็นน้ำมันเตากำมะถันต่ำและจะถูกส่งไปเก็บที่ถัง T-969 และ T-971 เพื่อรอการส่งขายทางเรือ

หากเกิดปัญหาเกี่ยวกับหอกลั่นสุญญากาศจนไม่สามารถนำกากน้ำมันจากหอกลั่นบรรยากาศมากลับได้ กากน้ำมันจากหอกลั่นบรรยากาศทั้งหมดจะถูกนำไปผลิตเป็นน้ำมันเตากำมะถันต่ำโดยการเติมสารปรุงแต่งคุณภาพ อีกทั้งโรงกลั่นน้ำมันบางจากมีโครงการขยายกำลังการกลั่นจาก 120 กิโลบาร์เรลต่อวัน เป็น 133 กิโลบาร์เรลต่อวัน ทำให้มีกากน้ำมันจากหอกลั่นบรรยากาศที่ผลิตได้ เป็น 6,500 ลูกบาศก์เมตรต่อ

วัน ดังนั้นเมื่อเกิดปัญหากับหอกลับสุญญากาศจะทำให้มีการผลิตน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพิ่มขึ้นทำให้อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำไม่เพียงพอ

การจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำขายทางเรือเดิมมีอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือที่ 300 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จะใช้เวลาในการดำเนินการ 9 วัน ซึ่งไม่ทันเวลา 7.5 วัน ตามสัญญา ทำให้เสียค่าปรับจากการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำล่าช้า ดังนั้นเพื่อไม่ให้เสียค่าปรับและรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตจะต้องปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือให้มีอัตราการจ่ายสูงขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อปรับปรุงอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ลงเรือ โดยการติดตั้งระบบท่อใหม่สำหรับอัตราการจ่ายที่สูงขึ้น

1.3 ขอบเขตของโครงการ

- 1.3.1 ศึกษาระบบการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ
- 1.3.2 กำหนดอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งเรือ
- 1.3.3 เสนอแนวทางการปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ
- 1.3.4 กำหนดความมั่นคงและเสถียรภาพด้านท่อคู่ที่สามารถใช้งานได้ในระบบท่อและปั๊มที่ติดตั้งใหม่เพื่อยืนยันว่าระบบสามารถใช้งานได้
- 1.3.5 กำหนดส่วนต่างที่ไม่ต้องเสียค่าปรับจากการดำเนินการล่าช้า

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ

- 1.4.1 บริษัทสามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือทันเวลา 7.5 วัน ตามสัญญา ดังนั้นจะไม่ต้องเสียค่าปรับจากการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือล่าช้า
- 1.4.2 ระบบท่อจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือสามารถรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตได้

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 กระบวนการผลิตน้ำมัน (บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

โรงกลั่นน้ำมันบางจาก ประกอบด้วยขั้นตอนการผลิตที่สำคัญทั้ง 4 ขั้นตอน

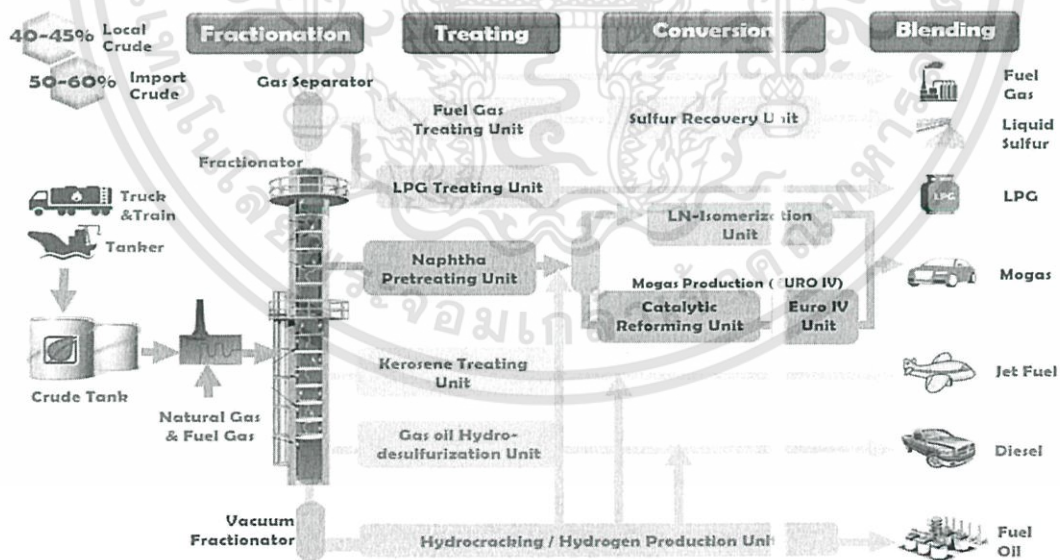
1. การกลั่นลำดับส่วน (Fractionation/Distillation) คือ การแยกน้ำมันดิบโดยใช้หลักคุณสมบัติความแตกต่างของจุดเดือดของส่วนประกอบที่อยู่ในน้ำมันดิบ

2. การปรับปรุงคุณภาพ (Treating) คือ การกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ ที่อยู่ในน้ำมันดิบ และที่ติดมากับผลิตภัณฑ์เพื่อการควบคุมคุณภาพของผลิตภัณฑ์ให้ได้ตามมาตรฐานที่ร้องการ

3. การเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง (Conversion) คือ การเปลี่ยนแปลง โครงสร้างระดับโมเลกุลของน้ำมันเพื่อควบคุมคุณภาพและเพิ่มมูลค่าของผลิตภัณฑ์

4. การผสมผลิตภัณฑ์ (Blending) คือ การผสมผลิตภัณฑ์หรือน้ำมันตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไปเข้าด้วยกัน อาจมีการเติมสารปรุงแต่งคุณภาพ (Additive) เพื่อปรับปรุงคุณภาพของผลิตภัณฑ์ให้ได้ตามมาตรฐานที่กำหนดของกระทรวงพลังงาน หรือตามความต้องการของลูกค้า

ขั้นตอนการผลิตทั้ง 4 ขั้นตอนจะประกอบไปด้วยหน่วยต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.1



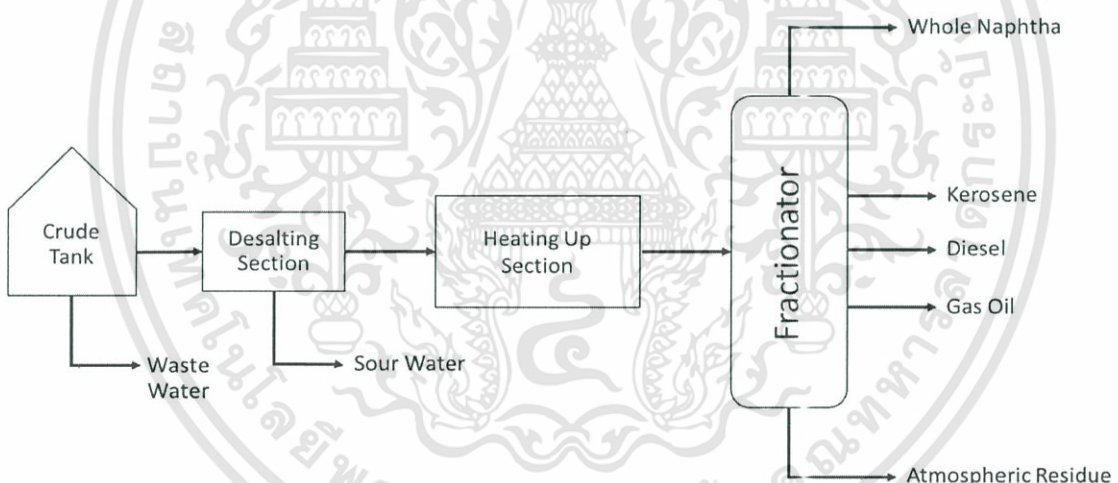
รูปที่ 2.1 กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.1 การกลั่นลำดับส่วน (Fractionation/Distillation)

2.1.1.1 หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ (Topping Unit or Crude Distillation Unit)

ทำหน้าที่แยกน้ำมันดิบให้เป็นน้ำมันกึ่งสำเร็จรูปโดยใช้หลักการที่ว่าสารแต่ละชนิดจะมีความสามารถในการระเหยเป็นไอได้ไม่เท่ากัน ณ อุณหภูมิและความดันเดียวกัน น้ำมันดิบจากถังเก็บจะถูกลำเลียงผ่านเตาต้มน้ำมัน (Furnace) และอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) เพื่อเพิ่มอุณหภูมิก่อนเข้าสู่หอกลั่นแยก (Fractionator) เมื่อให้ความร้อนจนของเหลวผสมกลายเป็นไอบางส่วนแล้วนำไอนั้นไปควบแน่นกลับให้เป็นของเหลว จะได้ของเหลวผสมหลังควบแน่นที่มีส่วนผสมแตกต่างจากของเหลวก่อนการกลั่น น้ำมันที่มีจุดเดือดต่ำสุดจะออกจากหอกลั่นทางด้านบนสุดของหอกลั่น ส่วนน้ำมันที่มีจุดเดือดสูงกว่าจะออกจากหอกลั่นตามระดับที่ต่ำลง และสุดท้ายน้ำมันที่มีจุดเดือดสูงสุดจะออกทางด้านล่างของหอกลั่น ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ คือ น้ำมันเนฟทา (Whole Naphtha) น้ำมันก๊าด (Kerosene) น้ำมันดีเซล (Diesel) น้ำมันแก๊สออยล์ (Gas Oil) และกากน้ำมันเบา (Atmospheric Residue) เหล่านี้จะถูกส่งไปยังกระบวนการกลั่นลำดับต่อไป ดังรูปที่ 2.2

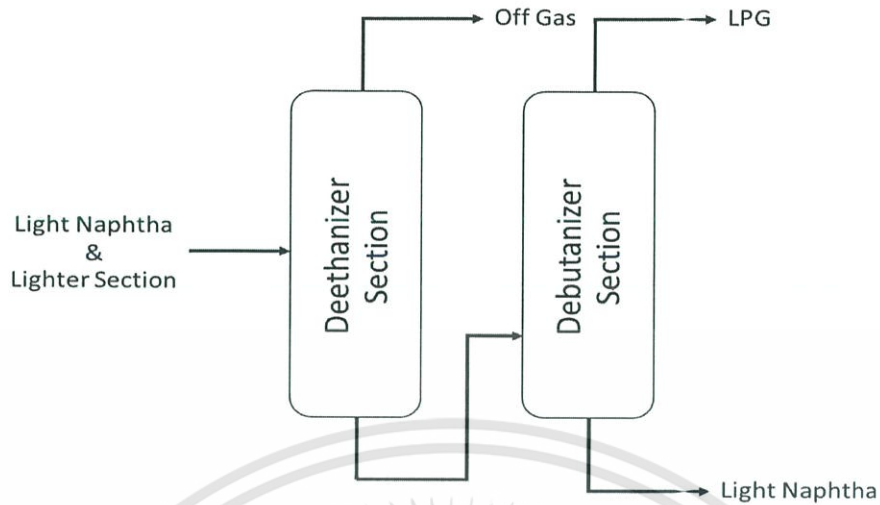


รูปที่ 2.2 หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.1.2 หน่วยแยกแก๊ส (Gas Recovery Unit)

ทำหน้าที่รวบรวมแก๊สที่ได้จากกระบวนการกลั่นและแยกแก๊สที่ได้ออกเป็นแก๊สปิโตรเลียมเหลว (Liquified Petroleum Gas: LPG) แก๊สเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการกลั่น (Fuel Gas) และน้ำมันเนฟทาเบา ซึ่งจะถูกลำนำไปปรับปรุงคุณภาพโดยการกลั่นลำดับต่อไป ดังรูปที่ 2.3

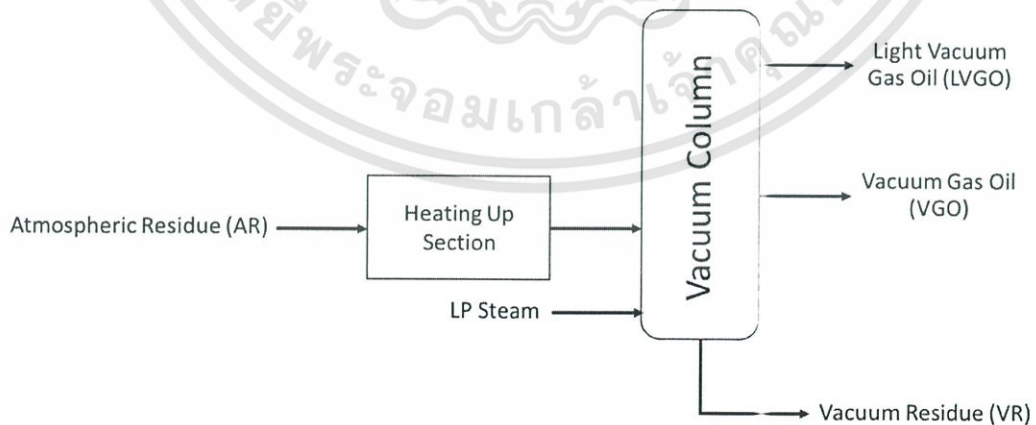


รูปที่ 2.3 หน่วยแยกแก๊ส

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.1.3 หน่วยกลั่นสุญญากาศ (Vacuum Distillation Unit)

ทำหน้าที่นำน้ำมันหนัก (Reduced Crude) และกากน้ำมันเบา (Atmospheric Residue: AR) ที่ออกมาจากได้ออกลั่นน้ำมันดิบมาเพิ่มอุณหภูมิโดยผ่านเตาต้มน้ำมัน (Furnace) จากนั้นนำเข้าสู่หอกลั่นสุญญากาศเพื่อแยกน้ำมันหนักตามคุณสมบัติความแตกต่างของจุดเดือด ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ แก๊สออยล์สุญญากาศชนิดเบา (Light Vacuum Gas Oil: LVGO) จะถูกส่งเข้าหน่วยหน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สออยล์แก๊สออยล์สุญญากาศชนิดหนัก (Vacuum Gas Oil) จะถูกส่งเข้าหน่วยแตก มลกุลน้ำมัน (Hydrocracking Unit) และกากน้ำมันหนัก (Vacuum Residue: VR) ซึ่งจะถูกใช้เป็นน้ำมันเตา ดังรูปที่ 2.4

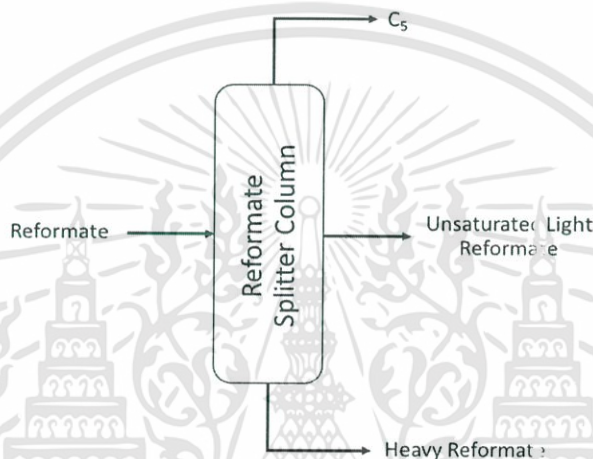


รูปที่ 2.4 หน่วยกลั่นสุญญากาศ

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.1.4 หน่วยแยกน้ำมันรีฟอร์มเมท (Reformate Splitter Unit)

ทำให้น้ำที่กลั่นแยกน้ำมันรีฟอร์มเมท (Reformate) จากหน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Catalytic Reforming Unit) ผลิตภัณฑ์ที่ได้คือ น้ำมันรีฟอร์มเมทชนิดเบาซึ่งไม่อิ่มตัว (Unsaturated Light Reformate) จะถูกส่งเข้าหน่วยกำจัดเบนซีน (Benzene Removal Unit) น้ำมันรีฟอร์มเมทชนิดหนัก (Heavy Reformate) จะถูกใช้ในการผสมเพื่อเป็นน้ำมันแก๊สโซลีน (Gasoline) และสารที่มีคาร์บอนห้าอะตอม (C5) จะถูกส่งเข้าหน่วยผลิตแก๊สไฮโดรเจน (Hydrogen Plant) และถูกใช้ผสมน้ำมันแก๊สโซลีน ดังรูปที่ 2.5



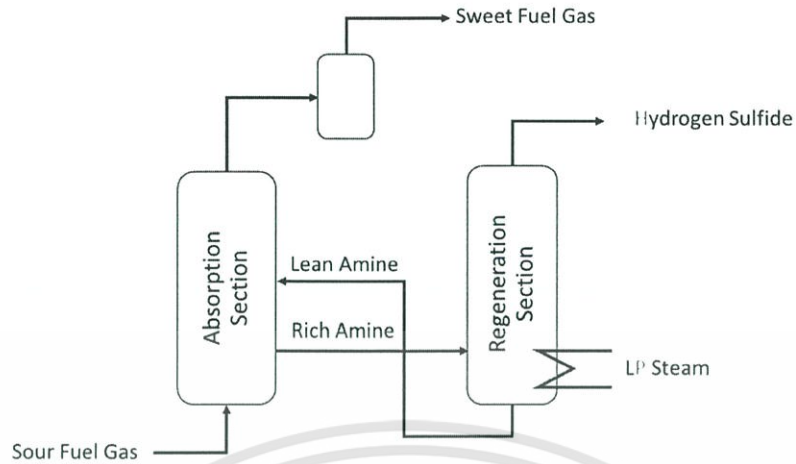
รูปที่ 2.5 หน่วยแยกน้ำมันรีฟอร์มเมท

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2561)

2.1.2 การปรับปรุงคุณภาพ (Treating)

2.1.2.1 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สเชื้อเพลิง (Fuel Gas Treating Unit)

เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันในแก๊สเชื้อเพลิงโดยใช้สารละลายต่างเอมีน (Amine Solution) เป็นตัวช่วย แก๊สเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันเจือปนที่เกิดขึ้นจากกระบวนการกลั่นทั้งหมดจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่แยกสารกำมะถันออก ทำให้แก๊สเชื้อเพลิงที่ออกมาจะมีปริมาณกำมะถันน้อยมากหรือแทบจะไม่มีเลย (Sweet Fuel Gas) แก๊สเชื้อเพลิงเหล่านี้จะถูกใช้ในกระบวนการกลั่นทั้งหมด ส่วนกำมะถันที่แยกได้จะถูกส่งไปยังหน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit) ดังรูปที่ 2.6

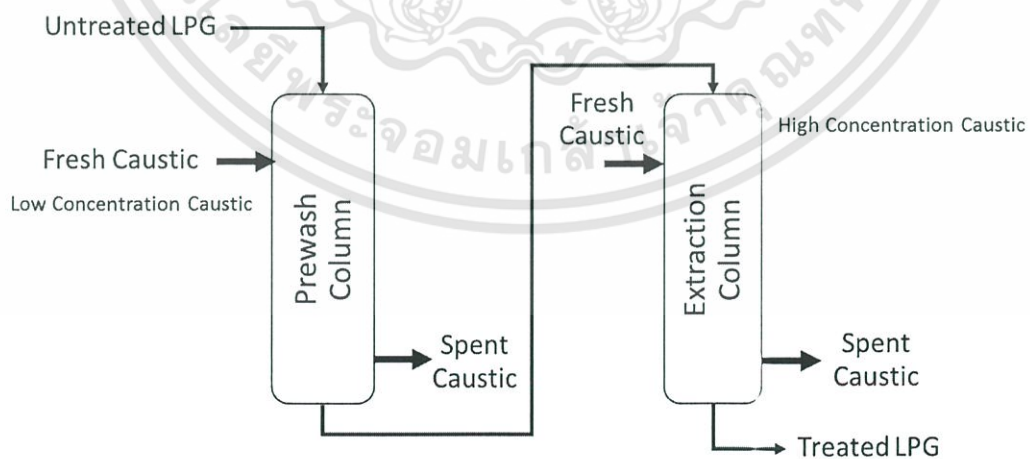


รูปที่ 2.6 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สซอเฟลิง

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.2 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สปิโตรเลียมเหลว (LPG Treating Unit)

เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่เปลี่ยนกำมะถันจำพวกเมอร์แคปแทน (Mercaptan) ในแก๊สปิโตรเลียมเหลวให้กลายเป็นไดซัลไฟด์ (Disulfide) พร้อมทั้งแยกสารกำมะถันเหล่านี้ออกโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) สภาพความเป็นด่าง และอากาศ โดยแก๊สปิโตรเลียมเหลวจากหน่วยแยกแก๊สจะถูกส่งเข้าสู่อุปกรณ์ซึ่งใช้กำจัดกำมะถันในรูปแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ ก่อนที่จะส่งไปยังอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนกำมะถันจำพวกเมอร์แคปแทนเป็นไดซัลไฟด์และแยกไดซัลไฟด์ออก แก๊สปิโตรเลียมเหลวกำมะถันต่ำที่ได้จากกระบวนการนี้จะถูกส่งเข้าสู่ถังเก็บเพื่อรอการจำหน่ายต่อไป ดังรูปที่ 2.7

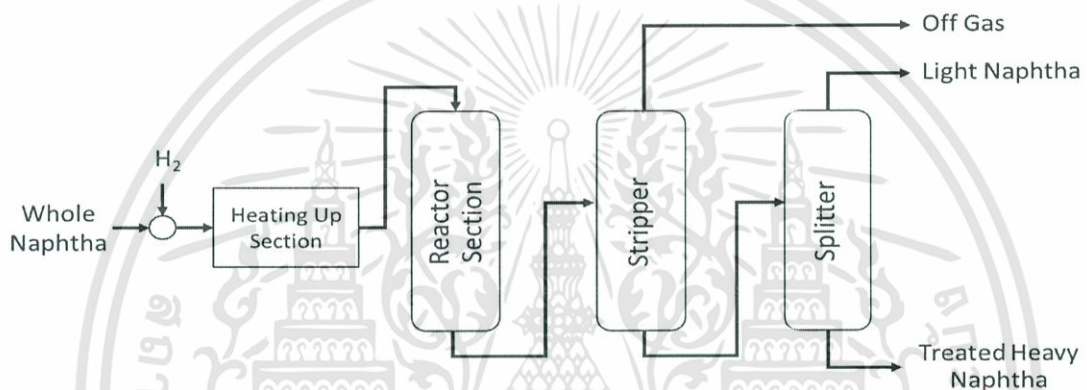


รูปที่ 2.7 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สปิโตรเลียมเหลว

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.3 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเนฟทา (Naphtha Pretreating Unit)

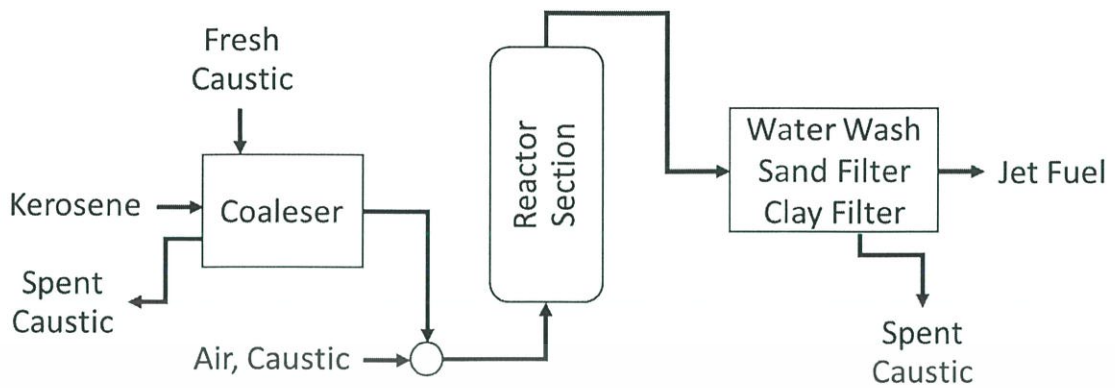
เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดกำมะถันในน้ำมันเนฟทาโดยใช้ความร้อนและตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นตัวช่วย น้ำมันเนฟทาจากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนและเตาต้มน้ำมันเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้เหมาะสม ก่อนส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ (Reactor) ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยาการเปลี่ยนสารกำมะถันเป็นแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ แก๊สนี้จะถูกแยกออกจากน้ำมันไปกับ Off Gas และส่งไปพร้อมกับแก๊สเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันเจือปน (Sour Fuel Gas) ส่วนน้ำมันจะถูกแยกเป็นน้ำมันเนฟทาเบาและน้ำมันเนฟทาทหนักน้ำมันเหล่านี้จะถูกส่งไปยังกระบวนการกลั่นลำดับต่อไปเพื่อเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของน้ำมัน ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเนฟทา
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.4 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด (Kerosene Treating Unit)

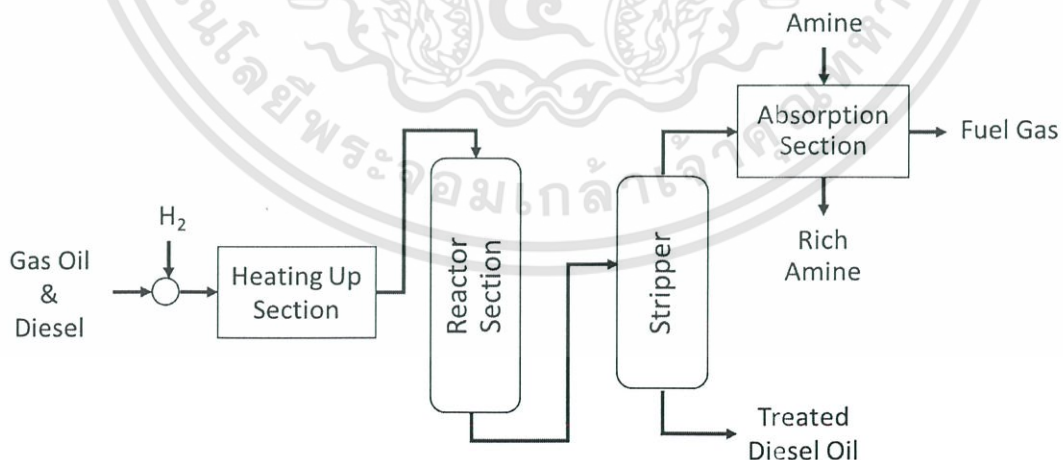
เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่เปลี่ยนกำมะถันพวเคอร์แคปแทนในน้ำมันก๊าดให้กลายเป็นไดซัลไฟด์ โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา สภาพความเป็นด่าง และอากาศ รวมทั้ง ปรับสภาพของน้ำมันดังกล่าวให้เหมาะสมที่จะเป็นน้ำมันเครื่องบิน น้ำมันก๊าดจากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์เพื่อปรับสภาพน้ำมันให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยาการเปลี่ยนเมอร์แคปแทนเป็นไดซัลไฟด์หลังจากนั้นน้ำมันดังกล่าวจึงถูกส่งไปยังอุปกรณ์กำจัดสิ่งเจือปนอื่นๆ ก่อนที่จะส่งเข้าถังเก็บเพื่อรอการจำหน่ายต่อไป ดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.5 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สออยล์ (Gas Oil Hydrodesulfurization Unit)

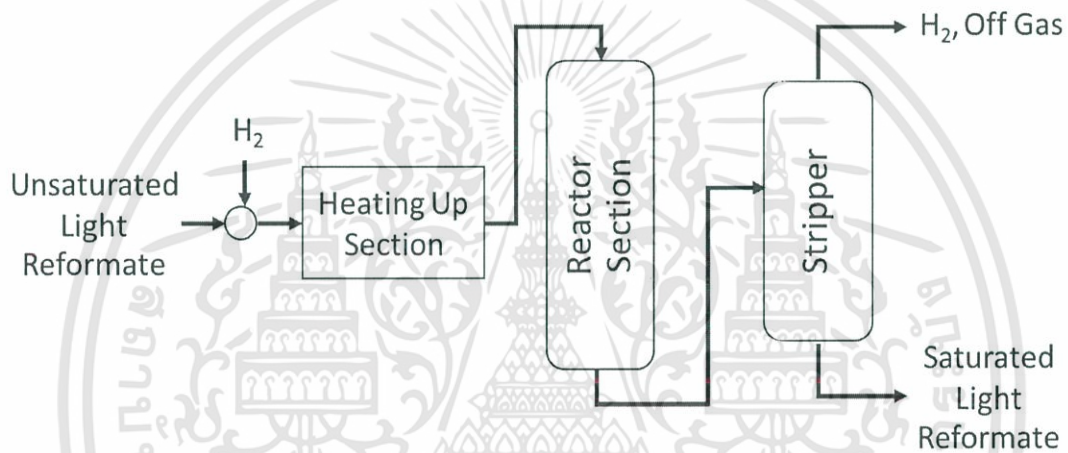
เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดสารประกอบกำมะถันออกจากน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว (High Speed Diesel) โดยใช้แก๊สไฮโดรเจนภายใต้ความร้อนและตัวเร่งปฏิกิริยา น้ำมันดีเซลและน้ำมันแก๊สออยล์จากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนและเตาต้มน้ำมัน เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยาเปลี่ยนสารประกอบกำมะถันให้เป็นแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ แก๊สนี้จะถูกแยกออกจากน้ำมัน และส่งไปรวมกับแก๊สเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันเจือปนเพื่อกำจัดกำมะถันต่อไป ส่วนน้ำมันดีเซลหมุนเร็วกำมะถันต่ำจะถูกส่งเข้าสู่ถังเก็บเพื่อรอการจำหน่ายต่อไป ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 หน่วยปรับปรุงคุณภาพแก๊สออยล์
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.6 หน่วยกำจัดเบนซีน (Benzene Removal Unit)

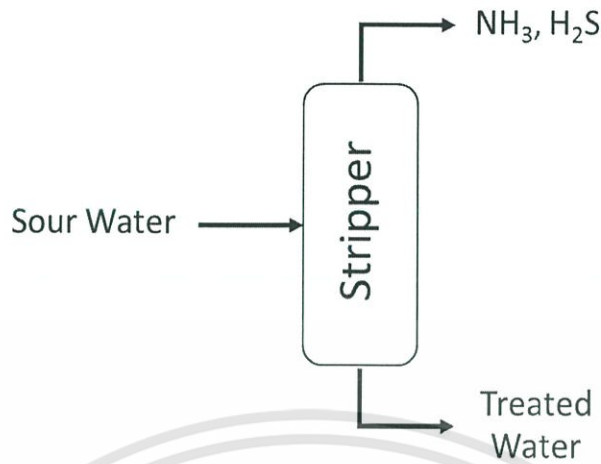
เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดเบนซีน (Benzene) ออกจากน้ำมันรีฟอร์มเมทชนิดเบาซึ่งไม่อิ่มตัว (Unsaturated Light Reformate) โดยใช้ไฮโดรเจนภายใต้ความร้อนและตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นตัวช่วย น้ำมันรีฟอร์มเมทชนิดเบาซึ่งไม่อิ่มตัวจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นคือปฏิกิริยาเปลี่ยนเบนซีนให้เป็นไซโคลเฮกเซน (Cyclohexane) ซึ่งมีความอิ่มตัว จากนั้นแก๊สไฮโดรเจนและ Off Gas จะถูกแยกออกจากน้ำมัน ส่วนน้ำมันรีฟอร์มเมทชนิดเบาอิ่มตัว (Saturated Light Reformate) จะถูกนำไปใช้ในการผสมเพื่อเป็นน้ำมันแก๊สโซลีน (Gasoline) ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 หน่วยกำจัดเบนซีน
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.7 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำ (Sour Water Stripper Unit: SWSU)

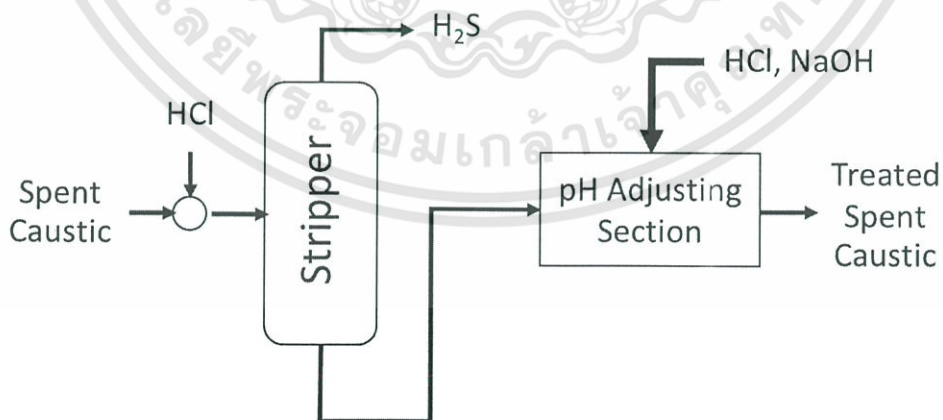
เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์และแก๊สแอมโมเนียออกจากน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิต ได้แก่ น้ำจากหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ หน่วยกำจัดกำมะถันในเนฟทา และหน่วยกำจัดกำมะถันในแก๊สออกไซด์ แก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์และแก๊สแอมโมเนียจะถูกนำไปเผาพร้อมกับเชื้อเพลิงที่หน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ หรือส่งไปหน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit) ส่วนน้ำที่มีกำมะถันปนเปื้อนต่ำจะนำกลับมาใช้ซ้ำบางส่วนและส่งส่วนที่เหลือไปยังหน่วยบำบัดน้ำทิ้ง ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำ
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.2.8 หน่วยปรับปรุงคุณภาพโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้ว (Spent Caustic Treating Unit)

เป็นหน่วยที่ทำหน้าที่กำจัดแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจากโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้วที่ได้จากหน่วยกำจัดกำมะถันในแก๊สปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเครื่องบินโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้วจะถูกปรับสภาพให้เป็นกรดก่อนที่จะถูกส่งเข้าอุปกรณ์ซึ่งใช้กำจัดแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ แก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จะถูกนำไปเผาพร้อมกับเชื้อเพลิงที่เตาในหน่วยกลั่นแยกน้ำมันดิบ ส่วนโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้วที่ผ่านการบำบัดแล้วจะถูกปรับสภาพค่าความเป็นกรดต่างก่อนส่งไปยังหน่วยบำบัดน้ำทิ้ง ดังรูปที่ 2.13

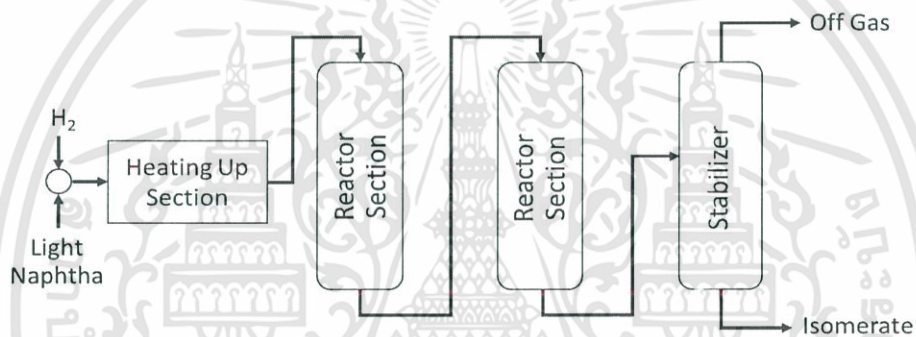


รูปที่ 2.13 หน่วยปรับปรุงคุณภาพโซเดียมไฮดรอกไซด์ที่ใช้แล้ว
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.3 การเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง (Conversion)

2.1.3.1 หน่วยไอโซเมอไรเซชัน (Light Naphtha Isomerization Unit)

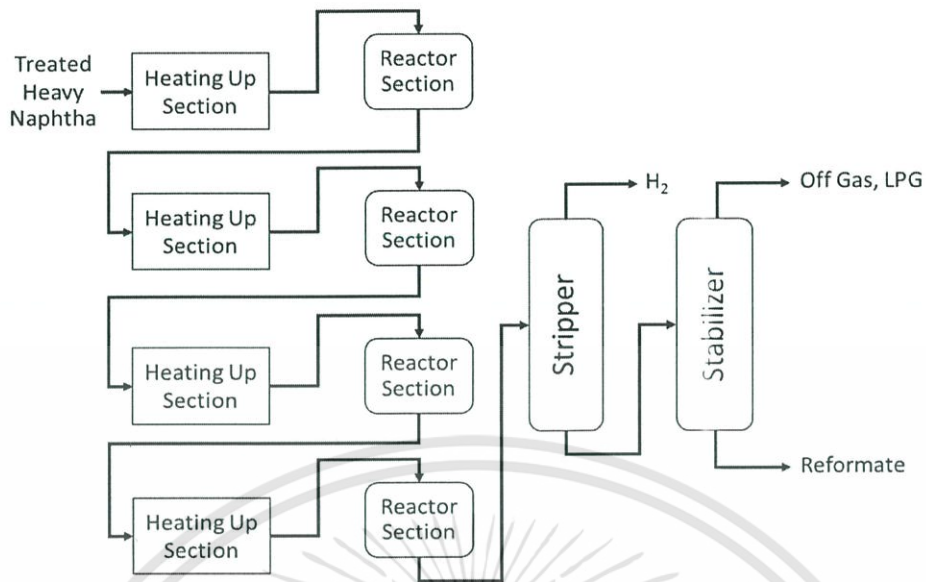
ทำหน้าที่เปลี่ยนน้ำมันเนฟทาเบาให้มีโครงสร้าง โมเลกุลที่มีค่าออกเทนสูงขึ้น หรือที่เรียกว่าน้ำมันไอโซเมอร์เรท (Isomerate) โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาและไฮโดรเจนภายใต้ความร้อนเป็นตัวช่วย การจะทำให้เกิดปฏิกิริยาเปลี่ยน โครงสร้างโมเลกุลแบบเส้นตรง (Normal Form) ให้เป็น โมเลกุลแบบเส้น กิ่ง (Iso Form) ต้องนำน้ำมันเนฟทาเบาผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้ เหมาะสม หลังจากนั้นจึงถูกส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ จึงจะเกิดกระบวนการที่เรียกว่า ไอโซเมอไรเซชัน (Isomerization Reaction) ผลิตภัณฑ์ที่ได้ออกมาจะมีค่าออกเทนที่สูงขึ้น น้ำมันไอโซเมอร์เรทที่ได้จะถูก ส่งเข้าถังเก็บเพื่อรอผสมเป็นน้ำมันเบนซินชนิดต่างๆต่อไป ดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 หน่วยไอโซเมอไรเซชัน
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2561)

2.1.3.2 หน่วยรีฟอร์มเมอร์ (Catalytic Reforming Unit)

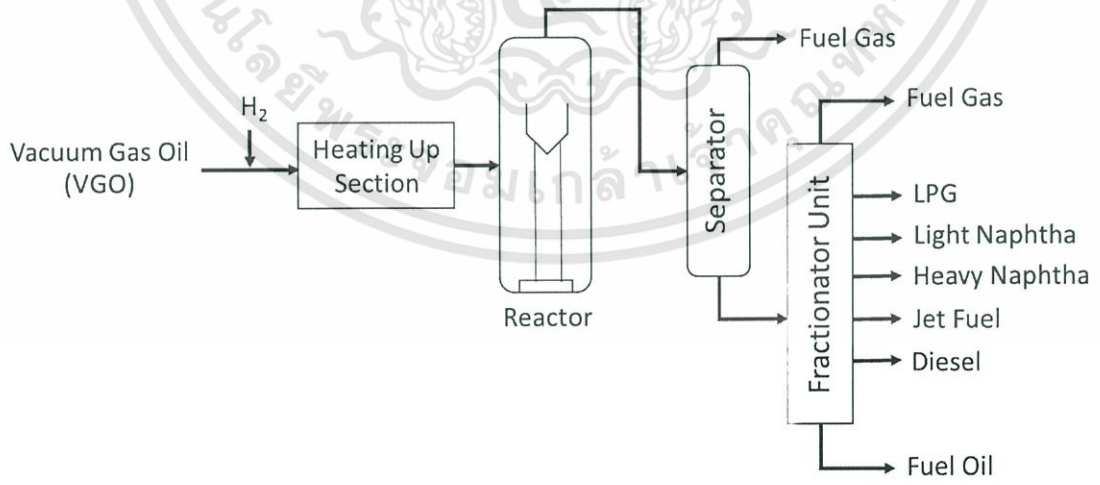
ทำหน้าที่เปลี่ยน โครงสร้าง โมเลกุลของน้ำมันเนฟทาหนักให้มีค่าออกเทนสูงขึ้นเรียกว่า น้ำมันรีฟอร์มเมท (Reformate) โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาและความร้อนเป็นตัว ช่วย น้ำมันเนฟทาหนักจะถูก เพิ่มอุณหภูมิให้เหมาะสมก่อนเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ โดยผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนและเตาต้มน้ำมัน ซึ่งจะทำให้เกิดปฏิกิริยาเปลี่ยน โครงสร้างโมเลกุลให้เป็น โมเลกุลแบบวงแหวน (Ring Form) เรียก กระบวนการนี้ว่า รีฟอร์มมิ่ง (Reforming Reaction) น้ำมันรีฟอร์มเมทที่ได้จะ ถูกส่งเข้าไปเก็บในถังเพื่อการผสมเป็นน้ำมันเบนซินต่อไป ดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 หน่วยรีฟอร์มเมอร์
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.3.3 หน่วยแตกโมเลกุล (Hydrocracking Unit)

ทำหน้าที่แตกตัวน้ำมันหนักเป็นน้ำมันเบาโดยการเติม โมเลกุลของไฮโดรเจนและกำจัดสารประกอบกำมะถัน โลหะหนัก และสารประกอบไนโตรเจนออกจากน้ำมัน ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากหน่วยแตกโมเลกุล ได้แก่ แก๊สเชื้อเพลิง แก๊สปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเนฟทาเบา น้ำมันเนฟทาหนัก น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล ดังรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 หน่วยแตกโมเลกุล
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

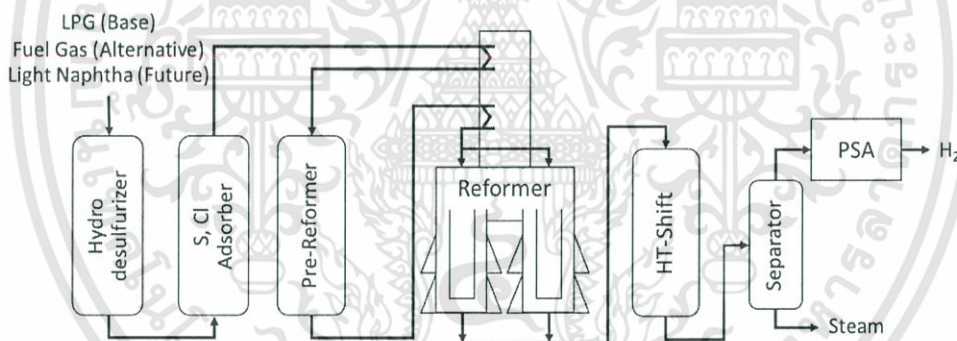
2.1.4 การผสมผลิตภัณฑ์ (Blending)

เป็นการผสมน้ำมันหรือผลิตภัณฑ์ตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป ซึ่งอาจจะมีการเติมสารปรุงแต่งคุณภาพ (Additive) เพื่อให้ผลิตภัณฑ์มีคุณภาพตรงตามมาตรฐานที่กำหนดทั้งของกระทรวงพลังงานและลูกค้า การผสมผลิตภัณฑ์จะเกิดขึ้นเป็นขั้นตอนสุดท้ายในกระบวนการกลั่นน้ำมัน ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป จะนำมาผสมกัน โดยอาจมีการเติมสารปรุงแต่งคุณภาพ เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่มีคุณภาพตามมาตรฐานกำหนด

2.1.5 หน่วยยูทิลิตี้ (Utility Unit)

2.1.5.1 หน่วยผลิตแก๊สไฮโดรเจน (Hydrogen Production Unit)

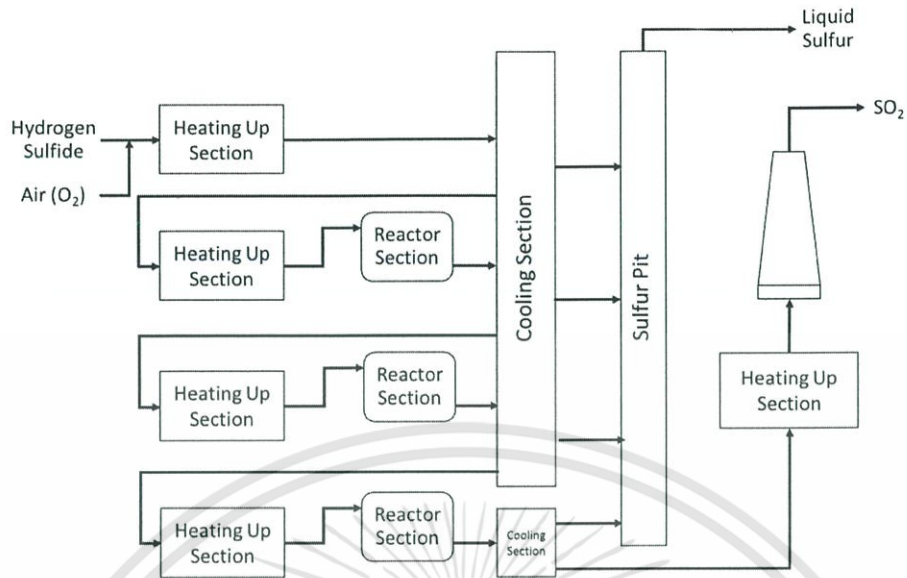
ทำหน้าที่ยูทิลิตี้หน่วยปรับคุณภาพน้ำมันโดยการผลิตแก๊สไฮโดรเจนส่งไปใช้ในหน่วยแตกโมเลกุล สารตั้งต้นเป็นได้ทั้งแก๊สเชื้อเพลิง แก๊สปิโตรเลียมเหลว หรือน้ำมันเนฟทาเบา จะถูกนำไปกำจัดสารประกอบกำมะถัน คอลลอยด์ และโลหะหนักก่อนส่งเข้าทำปฏิกิริยาภายใต้ความร้อนและตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อแยกไฮโดรเจนออกและทำให้บริสุทธิ์ ดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 หน่วยผลิตแก๊สไฮโดรเจน
(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.5.2 หน่วยผลิตกำมะถัน (Sulfur Recovery Unit)

แก๊สเชื้อเพลิงที่มีกำมะถันเจือปนอยู่จะถูกแยกกำมะถันออกให้อยู่ในรูปของเหลวที่หน่วยการผลิตนี้ โดยใช้อากาศ ตัวเร่งปฏิกิริยา และความร้อน กำมะถันที่ได้จากการแยกจะถูกส่งไปเก็บที่ถังเก็บเพื่อรอการจำหน่าย ดังรูปที่ 2.18



รูปที่ 2.18 หน่วยผลิตกำมะถัน

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.1.5.3 หน่วยบำบัดน้ำทิ้ง (Wastewater Treatment Unit)

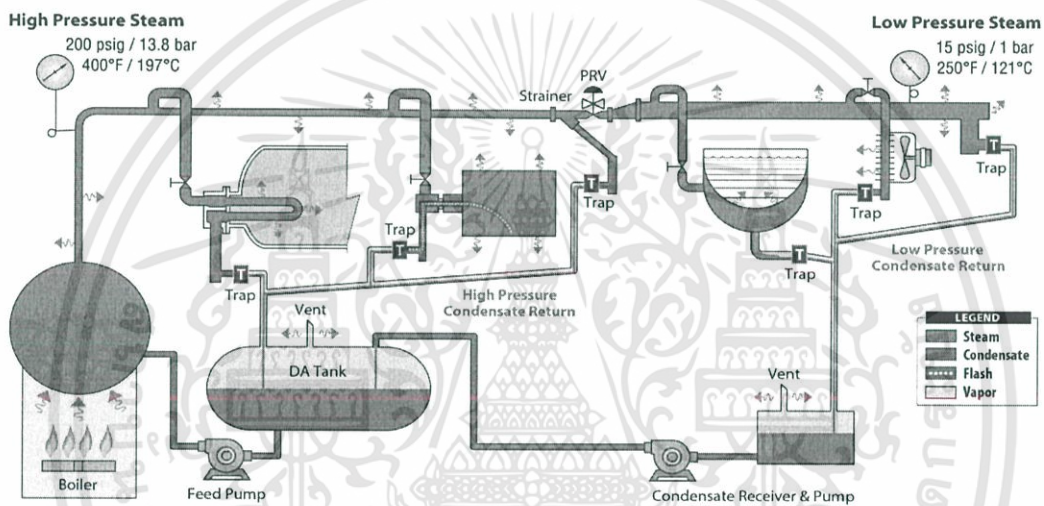
ทำหน้าที่บำบัดน้ำเสียจากระบบต่างๆของ โรงกลั่น โดยน้ำทิ้งจากกระบวนการผลิตห้องปฏิบัติการ น้ำทิ้งจากถังน้ำมันต่างๆ ค้างที่ใช้และน้ำทิ้งจากห้องน้ำ จะผ่านขั้นตอนการแยกน้ำมันที่ลอยอยู่บนผิวน้ำออกจากน้ำโดยใช้อุปกรณ์ดักเก็บน้ำมัน อุปกรณ์แยกน้ำมัน และการใช้ฟองอากาศจากระบบ DAF (Dissolved Air Floatation) ประกอบ ก่อนผ่านเข้าสู่ระบบบำบัดชีวภาพแบบตะกอนเร่ง เพื่อปรับคุณภาพน้ำให้ได้มาตรฐานน้ำทิ้งของกระทรวงอุตสาหกรรม ส่วนน้ำทิ้งจากหอหล่อเย็น หม้อน้ำ หน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า และ หน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน เป็นน้ำทิ้งที่ไม่มีน้ำมันปนเปื้อนจะถูกปรับสภาพให้เป็นกลางก่อน หลังจากนั้นน้ำเสียทั้งหมดจะถูกปล่อยลงสู่บ่อพักน้ำและระบายสู่คลองสาธารณะ

2.2 น้ำปราศจากไอออน (Demineralized Water)

น้ำปราศจากไอออน คือ น้ำบริสุทธิ์ที่ผ่านกระบวนการแลกเปลี่ยนไอออนทำให้ได้น้ำบริสุทธิ์ที่ปราศจากแร่ธาตุมีเพียงแต่โมเลกุลของน้ำบริสุทธิ์เพียงอย่างเดียวสำหรับใช้งานภายในโรงกลั่นน้ำมันบางจากในหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 โดยระบบเก็บน้ำปราศจากไอออนจะรับน้ำจาก 3 สาย ได้แก่ คอนเดนเสทของหน่วยการผลิตที่ 3 หน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน และระบบ Reverse Osmosis - Electrodeionization (RO-EDI) (บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

2.2.1 การรับน้ำปราศจากไอออนจากคอนเดนเสท

น้ำปราศจากไอออนจากวิธีนี้จะได้จากการนำไอ้ควบแน่นจากกระบวนการผลิตกลับมาใช้ใหม่ ซึ่งไอ้ควบแน่นจากกระบวนการผลิตเหล่านี้เป็นไอ้ที่ถูกผลิตภายในหน่วยยูทิลิตี้โดยใช้น้ำปราศจากไอออน ซึ่งเมื่อไอ้ถูกนำไปใช้งานและควบแน่นกลายเป็นของเหลวจะมีอุณหภูมิสูงจะถูกนำไปแลกเปลี่ยนความร้อนกับสารอื่นที่ต้องการเพิ่มอุณหภูมิเพื่อประหยัดพลังงานและใช้น้ำปราศจากไอออนให้เกิดประโยชน์สูงสุด จากนั้นจะถูกส่งไปเก็บรวมกับน้ำปราศจากไอออนที่ผลิตได้จากส่วนอื่นๆ เพื่อนำไปใช้งานต่อไป ดังรูปที่ 2.19



รูปที่ 2.19 แผนภาพระบบผลิตไอ้และการนำกลับไอ้ควบแน่น

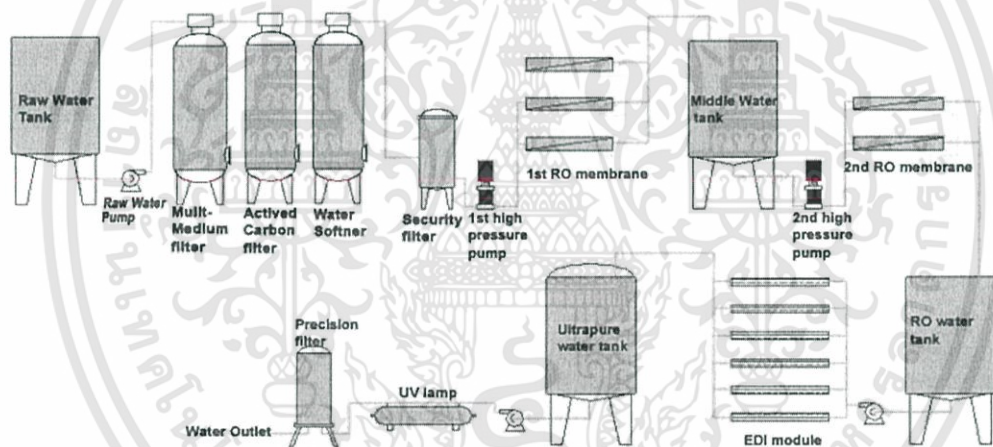
(Armstrong, 2018)

2.2.2 การรับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน

หน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนเป็นการผลิตน้ำปราศจากไอออนโดยใช้เรซินแลกเปลี่ยนไอออน (Ion-Exchange Resin) ทำการแลกเปลี่ยนไอออนระหว่างตัวเรซินกับไอออนที่ละลายอยู่ในน้ำ ซึ่งการผลิตน้ำปราศจากไอออนจะผ่านเรซินแลกเปลี่ยนไอออนบวกเพื่อจับไอออนบวกทุกตัวที่ไม่ใช่ H^+ และแทนที่ด้วย H^+ จากนั้นนำไปผ่านเรซินแลกเปลี่ยนไอออนลบเพื่อจับไอออนลบทุกตัวที่ไม่ใช่ OH^- และแทนที่ด้วย OH^- โดยวิธีนี้มีข้อจำกัดคือต้องมีการใช้สารเคมีเพื่อเปลี่ยนเรซินที่จับไอออนจนอิ่มตัวแล้วให้กลับคืนมาเหมือนเดิม

2.2.3 การรับน้ำปราศจากไอออนจากระบบ RO-EDI

การผลิตน้ำปราศจากไอออนโดยใช้ระบบ RO-EDI เป็นเทคโนโลยีที่ผสมผสานหลักการแลกเปลี่ยนไอออนด้วยเรซินและหลักการแยกไอออนด้วยไฟฟ้าเข้าด้วยกัน ทำให้ไม่ต้องทำการฟื้นฟูสภาพเรซินเหมือนกับระบบแลกเปลี่ยนไอออนธรรมดา ซึ่งต้องทำการฟื้นฟูสภาพอยู่เสมอเมื่อเรซินเกิดการอิ่มด้วยตัวไอออน ระบบ RO-EDI จึงเป็นระบบผลิตน้ำบริสุทธิ์ที่สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องโดยไม่ต้องหยุดเครื่องเพื่อล้างคืนรูปสารกรอง ดังรูปที่ 2.20 โดยระบบ RO-EDI มีประสิทธิภาพในการแยกไอออนในน้ำได้ถึง 95-99% โดยใช้หลักการไฟฟ้าเพื่อสร้างให้เกิดความต่างศักย์ที่ขั้วปลายทั้งสองข้างของแผ่น Anode และ Cathode ซึ่งระบบ RO-EDI เหมาะกับการใช้กำจัดไอออนในทั้งน้ำดิบ และน้ำเสีย หรือในอุตสาหกรรมที่ต้องการใช้น้ำที่มีความบริสุทธิ์สูงในปริมาณมากๆ และมีความโดดเด่นในเรื่องที่ไม่ต้องใช้สารเคมีในการฟื้นฟูสภาพระบบทำให้สามารถผลิตน้ำปราศจากไอออนได้เป็นจำนวนมากและคุ้มค่าสำหรับการใช้งานในระยะยาวอีกด้วย



รูปที่ 2.20 แผนภาพการผลิตน้ำปราศจากไอออนโดยใช้ระบบ RO-EDI

(Sunstar Energy and Technologies Ltd. 2018)

2.3 ขั้นตอนการออกแบบระบบท่อสำหรับส่งของเหลว (คูลยโซติ ชลศึกษา. 2560)

ในการออกแบบระบบส่งของเหลวจะต้องดูความต้องการที่ปลายทางเป็นสิ่งสำคัญว่าต้องการความดัน หรืออัตราไหลเท่าใด และดูว่าต้นทางมีอัตราการไหลและความดันเท่าใด จากนั้นจึงออกแบบระบบท่อให้ได้ตามความต้องการนั้นๆ ทั้งนี้การออกแบบระบบท่อทางวิศวกรรมส่วนใหญ่จะสามารถแจกแจงกระบวนการออกแบบเป็นขั้นตอนได้ดังนี้




- ขั้นที่ 1 ศึกษาข้อกำหนดของระบบท่อ ชนิดและสถานะของของไหลที่ต้องการส่ง อุณหภูมิและความดันของของไหล (ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องถ้าจำเป็น)
- ขั้นที่ 2 กำหนดวัสดุ กำหนดชนิดพิกัดความดัน-อุณหภูมิที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ประกอบ
- ขั้นที่ 3 ระบุตำแหน่งและประเมินความต้องการที่ปลายทางว่าต้องการความดัน และอัตราไหลเท่าใด
- ขั้นที่ 4 พิจารณาอัตราไหลและความดันที่ต้นทางว่าเพียงพอหรือไม่ จำเป็นต้องมีการเพิ่มความดันหรือไม่
- ขั้นที่ 5 ศึกษาแบบสถาปัตยกรรม และออกแบบแนวท่อเบื้องต้น วางตำแหน่งของวาล์วและอุปกรณ์ประกอบ
- ขั้นที่ 6 เลือกขนาดท่อที่เหมาะสมสำหรับส่วนต่างๆ ในระบบท่อและคำนวณความดันสูญเสีย
- ขั้นที่ 7 หากเป็นระบบที่ใช้ความดันสูง หรือมีภาระอื่นๆ ต้องตรวจสอบความเค้นเพื่อกำหนดความหนาของท่อ
- ขั้นที่ 8 เลือกปั๊มหากต้องมีการเพิ่มความดัน
- ขั้นที่ 9 เขียนแบบระบบท่อ และผังอย่างง่ายของระบบ
- ขั้นที่ 10 ปรับแก้ไขแบบให้เข้ากับงานระบบอื่นๆ
- ขั้นที่ 11 ประเมินราคาค่าก่อสร้าง

2.4 มาตรฐานในการออกแบบระบบท่อ

ในการออกแบบระบบท่อจำเป็นต้องอย่างยิ่งที่จะต้องรับรู้และดำเนินการให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง เพราะจะมีผลต่อการรับรองโดยหน่วยงานตรวจสอบต่าง สำหรับประเทศไทย มีมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.) เป็นแนวทาง อย่างไรก็ตามเพียงมาตรฐาน วสท.ยังไม่ครอบคลุม ซึ่งมาตรฐานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบท่อที่นิยมใช้จะแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 มาตรฐานเกี่ยวกับการออกแบบระบบท่อ (คลุยโซติ ชลศึกษ์. 2560)

ชื่อมาตรฐาน	รายละเอียด
	American National Standard Institute (ANSI) เป็นองค์กรเอกชนที่ทำงานด้านการกำหนด พัฒนา และอนุมัติมาตรฐานต่าง ๆ ทั่วไป ของประเทศสหรัฐอเมริกา
	American Petroleum Institute (API) องค์กรนี้มีบทบาทเกี่ยวข้องกับกิจการด้านปิโตรเลียมของประเทศไทย บทบาทของ API อาทิเช่น การวิจัยพัฒนา การเก็บข้อมูลสถิติ การออกมาตรฐานและการรองรับมาตรฐาน ซึ่งมาตรฐานส่วนหนึ่ง ที่ออกโดย API จะเป็นมาตรฐานเกี่ยวกับงานท่อในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม
	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) มีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาการออกแบบระบบทำความร้อนระบบทำความเย็นและระบบปรับอากาศ เนื่องจากระบบนี้มีท่อเป็นส่วนประกอบหลัก มาตรฐาน ASHRAE จึงมีบางส่วนที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบท่อด้วย
	American Society of Mechanical Engineers (ASME) มีบทบาทในการพัฒนาศาสตร์ทางด้านวิศวกรรมเครื่องกล โดยมีมาตรฐานเกี่ยวข้องกับการออกแบบท่อที่สำคัญ คือ มาตรฐานเกี่ยวกับหม้อไอน้ำและถังความดัน และมาตรฐานสำหรับออกแบบท่อ
	American Society of Testing and Materials (ASTM) ทำหน้าที่กำหนดมาตรฐานเกี่ยวกับวัสดุเป็นหลัก
	American Water Works Association (AWWA) เป็นองค์กรไม่แสวงผลกำไรในรูปแบบของสมาคมวิชาชีพด้านการจัดการน้ำ
	Factory Mutual Research Corporation (FM) เป็นหน่วยงานมุ่งรักษาทรัพย์สินสาธารณะ ด้วยการกำหนดมาตรฐานของอุปกรณ์ต่าง ๆ และให้การรับรองในด้านความปลอดภัยต่อการเกิดเพลิงไหม้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า
	International Organization for Standardization (ISO) หน้าที่ประสานระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนเพื่อกำหนดมาตรฐานในการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ ทั้งมาตรฐานด้านการจัดการ และมาตรฐานของงานทางเทคนิคในสาขาต่าง ๆ เช่น วิศวกรรม วิทยาศาสตร์ เป็นต้น

	National Fire Protection Association (NFPA) เป็นองค์กรทางวิชาการเกี่ยวกับการป้องกัน และควบคุมเพลิงไหม้ ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ที่ยอมรับยึดถือเป็นแนวทางในการออกแบบท่อน้ำดับเพลิง
	National Sanitation Foundation (NSF) เป็นองค์กรที่ดูแลและกำหนดมาตรฐานเกี่ยวกับระบบสาธารณสุขโลก
	Underwriters Laboratories (UL) เป็นองค์กรอิสระที่ทำงานด้านความปลอดภัยเป็นหลัก องค์กรนี้ทำการทดสอบ ออกข้อกำหนด มาตรฐาน และให้การรับรองวัสดุ อุปกรณ์ และผลิตภัณฑ์ต่างๆ ที่มีผลต่อความปลอดภัยของสาธารณะชน

2.5 การคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อ

การไหลภายในท่อจะคำนึงถึงความดันลดภายในระบบท่อเป็นหลักเพื่อยืนยันว่าระบบท่อสามารถใช้งานได้ ซึ่งไม่มีเกณฑ์ตายตัวขึ้นอยู่กับสภาพการใช้งานแต่สามารถพิจารณาแนวทางการออกแบบระบบท่อให้มีความดันขาออกจากระบบท่อสูงกว่าความดันที่ตำแหน่งปลายทาง จึงจะทำให้ของไหลภายในระบบท่อสามารถไหลได้ โดยความดันขาออกจากระบบท่อสามารถหาได้จากสมการที่ 2-1

$$\text{ความดันขาออกจากระบบท่อ} = (\text{ความดันเริ่มต้น} + \text{ความดันจากปั๊ม}) - \text{ความดันลดภายในระบบท่อ} \quad (2-1)$$

สำหรับของไหลที่มีความหนาแน่นคงที่ (Constant Density) ระบบอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady State) และไม่มีปั๊มเข้ามาเกี่ยวข้อง สามารถคำนวณความดันลดภายในระบบท่อได้จากสมการที่ 2-2

$$\frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) + (P_1 - P_2) + \rho g (z_1 \pm z_2) = \rho g h_L \quad (2-2)$$

- เมื่อ
- v_1 = ความเร็วของของไหลภายในระบบท่อด้านทาง (m/s)
 - v_2 = ความเร็วของของไหลภายในระบบท่อปลายทาง (m/s)
 - $(P_1 - P_2)$ = ความดันลดภายในระบบท่อ (Pa)
 - $(z_1 \pm z_2)$ = การเปลี่ยนระดับความสูงของระบบท่อ (m)
 - h_L = ความสูญเสียรวมภายในระบบท่อ (m)
 - ρ = ความหนาแน่นของน้ำ (kg/m³)
 - g = ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก (m/s²)

ความเร็วของของไหลภายในระบบท่อคำนวณได้จากสมการที่ 2-3

$$Q = Av \quad (2-3)$$

เมื่อ Q = อัตราการไหลของของไหลภายในระบบท่อ (m^3/h)
 A = พื้นที่หน้าตัดภายในของท่อ (m^2)
 v = ความเร็วของของไหลภายในระบบท่อ (m/s)

ความสูญเสียรวมภายในระบบท่อ (h_L) เกิดจากสองสาเหตุหลักคือ การสูญเสียหลักซึ่งเป็นการสูญเสียพลังงานเนื่องจากแรงเสียดทานระหว่างผิวท่อกับของไหล และการสูญเสียรองซึ่งเป็นการสูญเสียพลังงานเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงโมเมนตัมของการไหล (การเปลี่ยนแปลงขนาดและทิศทางของความเร็ว) ซึ่งการสูญเสียทั้งสองส่วนนี้ทำให้พลังงานในของไหลลดลง โดยมีรายละเอียดในการคำนวณการสูญเสียรวมในระบบท่อได้จากสมการที่ 2-4 ดังนี้

$$h_L = \frac{v^2}{2g} \left[\frac{fL}{d} + \sum K_L \right] \quad (2-4)$$

เมื่อ h_L = ความสูญเสียรวมภายในระบบท่อ (m)
 f = สัมประสิทธิ์ความเสียดทานของท่อ
 L = ความยาวของระบบท่อ (m)
 d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (m)
 K_L = สัมประสิทธิ์การสูญเสียในระบบท่อ (m)
 g = ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก (m/s^2)

โดยที่ f หาได้จาก มูดี้ไดอะแกรม (Moody Diagram) จากรูปที่ 2.21 ซึ่งขึ้นกับคุณสมบัติและลักษณะการไหลของของไหล โดยจะมีปริมาณไร้มิติที่ใช้อธิบายลักษณะของการไหล คือ เรย์โนลด์ส์ นัมเบอร์ (Reynolds Number) ซึ่งเรย์โนลด์ส์ นัมเบอร์สำหรับการไหลในท่อสามารถหาได้จากสมการ 2-5 ดังนี้

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (2-5)$$

เมื่อ Re = เรย์โนลด์ส์ นัมเบอร์
 ρ = ความหนาแน่นของน้ำ (kg/m^3)

v = ความเร็วของน้ำภายในถัง (m/s)

d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (m)

μ = ความหนืดของน้ำ ($Pa \cdot s$)

เรย์โนลด์ส์นัมเบอร์บอกถึงสัดส่วนระหว่างอิทธิพลของโมเมนตัมของการไหลต่ออิทธิพลของความหนืด ซึ่งจะแบ่งลักษณะการไหลได้ 3 ลักษณะ คือ การไหลแบบราบเรียบ (Laminar Flow) การไหลแบบทรานซิชัน (Transition Flow) และ การไหลแบบปั่นป่วน (Turbulent Flow) โดยที่

$Re \leq 2,000$ เป็นการไหลแบบราบเรียบ

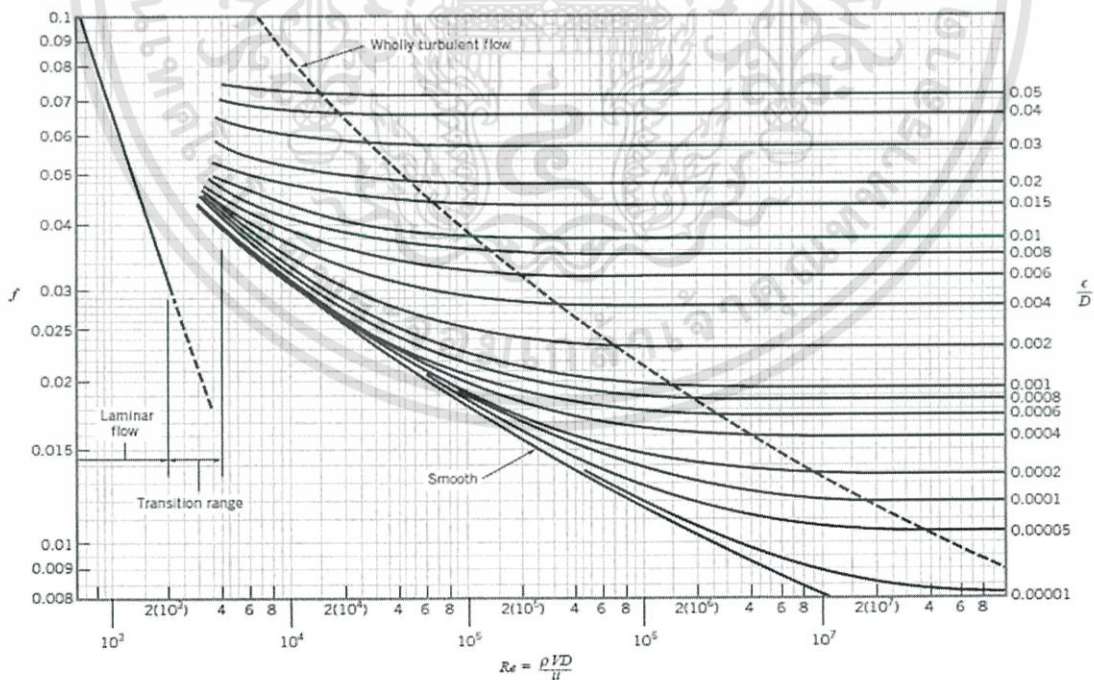
$2,000 < Re \leq 4,000$ เป็นการไหลแบบทรานซิชัน

$Re > 4,000$ เป็นการไหลแบบปั่นป่วน

หากการไหลแบบราบเรียบสามารถหาค่า f ได้จากสมการที่ 2-6

$$f = \frac{16}{Re} \quad (2-6)$$

สำหรับการไหลแบบปั่นป่วน เรายังไม่สามารถหาค่า f ได้จากทางทฤษฎีล้วนๆ ดังนั้นจึงต้องพึ่งพาผลจากการทดลองในสภาวะต่างๆ แล้วนำค่ามาสรุปรวมกันไว้ในมูดี้ไดอะแกรม โดยต้องทราบค่าความหยาบของผิวท่อด้วย



รูปที่ 2.21 มูดี้ไดอะแกรม (Moody Diagram)

(Munson, B.R. et al. 2009)

อย่างไรก็ตามการหาค่า f จากมูดีไดอะแกรมอาจไม่สะดวกในการคำนวณ Colebrook (1983) ได้เสนอสมการเพื่อประมาณค่าจากมูดีไดอะแกรมในช่วงที่มีการไหลแบบปั่นป่วนได้อย่างใกล้เคียงโดยใช้สมการที่ 2-7 (Munson, B.R. et al. 2009)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\frac{6.9}{\text{Re}} + \left(\frac{\mathcal{E}/d}{3.7} \right)^{1.11} \right] \quad (2-7)$$

- เมื่อ f = สัมประสิทธิ์ความเสียดทาน
 Re = เรย์โนลด์นัมเบอร์
 \mathcal{E} = ความขรุขระของผิวในท่อ (m)
 d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ (m)

การสูญเสียรอง (Minor Loss) เกิดจากการเปลี่ยนแปลงโมเมนตัมของการไหลเมื่อของไหลไหลผ่านข้อต่อ ข้องอ และวาล์ว โดยค่า K_L ในข้อต่อแบบต่างๆ แสดงในตารางที่ 2.2 และค่า K_L สำหรับวาล์วแบบต่างๆ ขณะเปิดเต็มที่แสดงในตารางที่ 2.3 (คูลย โซติ ชลศึกษ์. 2560)

ตารางที่ 2.2 สัมประสิทธิ์การสูญเสียของข้อต่อแบบต่าง ๆ

ข้อต่อ	K
ข้องอฉาก	0.25
ข้องอฉากรัศมีใหญ่	0.18
ข้องอ 45 องศา	0.18
ข้อต่อสามทาง (ไหลตรง)	0.30
ข้อต่อสามทาง (ท่อกิ่ง)	0.75
ข้อต่อตัววาย	0.50
ทางเข้า	
-ปากแตร	0.05
-ขอบมน	0.25
-ขอบเหลี่ยม	0.50
-ท่อยื่น	0.80
ทางออก	1.00

หมายเหตุ

- ให้เพิ่มค่า K สำหรับท่อที่เล็กกว่า 300 มม. โดย 5% ทุกๆ 25 มม. ที่ขนาดลดลง
- ค่าในตารางเป็นค่าประมาณ อาจคลาดเคลื่อนได้มากกว่า -20% ถึง 30%

ตารางที่ 2.3 สัมประสิทธิ์การสูญเสียของวาล์วแบบต่าง ๆ

วาล์ว	K
บอลวาล์ว	0.04
วาล์วปีกผีเสื้อ	0.16 – 0.35
โกล์บวาล์ว	4.0 – 6.0
โกล์บวาล์วหักมุม (Angle valve)	1.8-2.9
เกทวาล์ว	0.1 – 0.3
เข็ควาล์วแบบสวิง	0.6 – 2.2

หมายเหตุ

- สำหรับวาล์วขนาด 300 มม. ที่ความเร็วของไหลประมาณ 2 m/s วาล์วขนาดเล็กลงจะมีค่า K สูงขึ้น
- ค่าในตารางเป็นค่าประมาณ อาจคลาดเคลื่อนได้มากกว่า -20% ถึง 50%

2.6 วาล์ว (Smith and Zappe. 2004)

วาล์วเป็นอุปกรณ์สำคัญมีหน้าที่เปิดปิดและควบคุมอัตราการไหลตามความต้องการของระบบท่อ โดยวาล์วที่ใช้งานในโครงการทั้ง 3 โครงการ ประกอบด้วยวาล์วประเภทต่างๆ ดังนี้

2.6.1 เกทวาล์ว (Gate Valve)

ทำหน้าที่ปิดเปิด หากใช้เป็นวาล์วปรับอัตราการไหลจะทำให้หน้าวาล์วเกิดการสั่นสะเทือนและสึกกร่อน แต่ถ้าใช้กับของไหลที่มีความเร็วต่ำก็สามารถใช้ได้เช่น วาล์วกิโยติน (Guillotine gate valve) ใช้กับเยื่อกระดาษ ข้อดีของเกทวาล์วคือสามารถปิดได้สนิท มีความดันตกน้อย และใช้กับของไหลได้ทั้งสองทาง ส่วนข้อจำกัดคือเปิดและปิดได้ช้า มักเกิดการสึกกร่อนที่หน้าวาล์วทำให้รั่วเนื่องจากเกิดความเร็วสูงระหว่างปิด-เปิด ใช้พื้นที่ติดตั้งเพื่อการเข้าถึงมาก และการซ่อมแซมในสถานที่ติดตั้งทำได้ยาก เกทวาล์วมีลักษณะดังรูปที่ 2.22



รูปที่ 2.22 เกทวาล์ว

(Leengate Valves. 2018)

2.6.2 โกลบวาล์ว (Globe Valve)

ทำหน้าที่เปิดปิดและปรับอัตราการไหลแบ่งเป็น 3 แบบคือรูปตัวที ตัววาย และแบบมุม ทำให้สามารถเลือกการติดตั้งได้ ถ้าใบไม่ติดกับแกนสามารถใช้เป็นวาล์วกันย้อนและเปิดปิดได้แต่มีความดันตกมากถึงแม้จะเปิดจนสุด ต้องใช้แรงมากในการปิดวาล์ว วาล์วโกลบมีลักษณะดังรูปที่ 2.23



รูปที่ 2.23 โกลบวาล์ว

(Alma Engineering Supplies Ltd. 2018)

2.6.3 เช็ควาล์ว (Check Valve)

เช็ควาล์วถูกออกแบบให้ของไหลสามารถไหลได้เพียงทิศทางเดียวโดยมีการร่น้อยที่สุด แบ่งเช็ควาล์วได้เป็น 4 แบบได้แก่ เช็ควาล์วแบบยก เหมาะสำหรับของไหลที่มีความหนืดและมีความดันสูง เช็ควาล์วแบบโยกจะมีมุมของแหวนรองแผ่นวาล์วกับแนวตั้ง 0 – 45 องศา เพื่อป้องกันแรงตะบันน้ำ สามารถติดตั้งในแนวตั้งได้แต่ต้องให้ของไหลไหลขึ้นเท่านั้น เช็ควาล์วแบบแผ่นบาง เหมาะสำหรับของไหลที่มีความดันต่ำหรือเป็นแก๊ส มีน้ำหนักเบาและเล็ก เช็ควาล์วแบบปิดได้ สามารถใช้เป็นวาล์วเปิดเปิดได้ด้วยการใช้ก้านวาล์วดันแผ่นวาล์วให้ปิด เช็ควาล์วมีลักษณะดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 เช็ควาล์ว

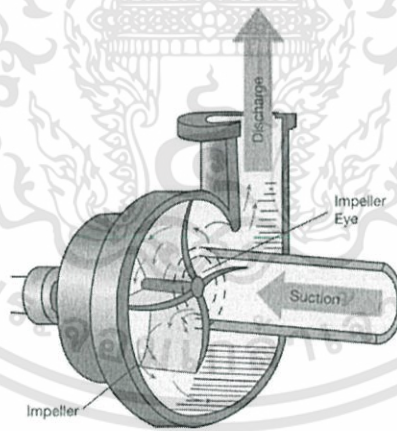
(Hydraulic Megastore. 2018)

2.7 ปั๊ม (Pumps)

ปั๊ม หรือ เครื่องสูบลม มีหน้าที่เพิ่มพลังงานให้กับของไหลเพื่อทำให้ของไหลเคลื่อนที่จากจุดหนึ่งไปอีกจุดหนึ่งที่อยู่สูงกว่าหรือระยะทางไกลกว่า ถ้าของไหลที่สูบเป็นน้ำหรือของเหลวจะเรียกว่าปั๊มน้ำหรือเครื่องสูบน้ำ ถ้าของไหลที่สูบเป็นอากาศจะเรียกว่าเครื่องสูบลมหรือเครื่องอัดอากาศ ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะปั๊มของเหลว ปั๊มถือเป็นหนึ่งในเครื่องมือที่มีความสำคัญ และถูกนำไปใช้งานอย่างแพร่หลายในกระบวนการผลิตต่างๆ ซึ่งปั๊มมีด้วยกันหลายประเภทขึ้นกับลักษณะการทำงาน โดยปั๊มที่จะนำมาใช้งานในโครงการที่ 3 คือ ปั๊มแรงเหวี่ยง (Centrifugal Pump) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.7.1 ปั๊มแรงเหวี่ยง (อุลย โชติ ชลศึกษ์. 2560)

ปั๊มชนิดนี้อาศัยแรงเหวี่ยงหนีศูนย์กลางเพื่อเพิ่มพลังงานให้แก่ของเหลว นิยมใช้ในการสูบน้ำ สารละลายเคมี สารหล่อลื่น เป็นต้น สามารถออกแบบเพื่อการทำงานที่ระดับความดันสูงได้ มีใบพัดหรือโรเตอร์ที่หมุนอยู่ภายในเรือนปั๊มทำหน้าที่ให้เกิดการขับเคลื่อนของไหล มีตัวแพร่กระจายน้ำเป็นส่วนที่อยู่ก้นที่ทำหน้าที่ในการเปลี่ยนเสถียรความเร็วให้อยู่ในรูปความดันสถิต ของไหลที่ถูกสูบจะไหลผ่านเข้าสู่ช่องขาเข้าที่ขนานกับพื้นระนาบและถูกผลัดดันออกไปตามแนวรัศมีของใบพัด ความแตกต่างของความดันภายในระบบขับเคลื่อนของไหลให้เคลื่อนที่ในแนวเส้นรอบวงทำให้เกิดแรงเหวี่ยงหนีศูนย์กลางเกิดการไหลจากจุดศูนย์กลางของใบพัดออกสู่แนวเส้นรอบวงทุกทิศทางออกไปทางท่อส่ง ดังรูปที่ 2.25



รูปที่ 2.25 ทิศทางการไหลและลักษณะทั่วไปของปั๊มแรงเหวี่ยง

(Automation Controls Inc. 2018)

2.7.2 การคำนวณเสถียรภาพสุทธิต้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A)

การกลายเป็นไอของเหลว (Cavitation) ภายในปั๊ม เป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้ปั๊มชำรุดเสียหายได้ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาดังกล่าวขึ้น มีหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการตรวจสอบคือ เสถียรภาพสุทธิ

ด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (Available Net Positive Suction Head: $NPSH_A$) จะต้องมากกว่าเสดบวกลูกสูบด้านท่อคูดที่ต้องการ (Required Net Positive Suction Head: $NPSH_R$) ของปั๊ม ซึ่งปั๊มแต่ละแบบจะมีค่าไม่เท่ากันขึ้นกับคุณสมบัติของปั๊ม โดยทั่วไปค่า $NPSH_R$ จะแสดงค่าในเอกสารข้อมูลของปั๊มนั้นๆ จากผู้ผลิต ในการติดตั้งระบบท่อไปยังขาเข้าปั๊มค่า $NPSH_A$ จะมีค่าแตกต่างกันไปตามสภาวะการณ์ในการติดตั้งขึ้นกับของไหล พลังงานที่สูญเสียในระบบท่อจากแหล่งน้ำถึงขาเข้าปั๊ม และความดันที่กระทำต่อแหล่งเก็บน้ำ ซึ่งคำนวณได้จากสมการที่ 2-8 (Munson, B.R. et al. 2009)

$$NPSH_A = H_a \pm H_s - H_{vp} - H_f \quad (2-8)$$

- เมื่อ H_a = ความดันสัมบูรณ์ที่อยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ (m)
 H_s = ความแตกต่างระหว่างระดับของไหลกับท่อคูดขาเข้าปั๊ม (m)
 ค่านี้จะเป็น ลบ เมื่อ ปั๊มอยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ
 ค่านี้จะเป็น บวก เมื่อ ปั๊มอยู่ใต้แหล่งเก็บน้ำ
 H_{vp} = ความดันไอของน้ำ (m)
 H_f = ความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานภายในระบบท่อ (m)

2.7.3 การคำนวณกำลังของปั๊มคำนวณได้จากสมการที่ 2-9

$$P_B = \dot{m} \left[\frac{\Delta H}{\eta} \right] \quad (2-9)$$

โดยที่ ΔH หาได้จากสมการที่ 2-10

$$\Delta H = \frac{(P_2 - P_1)}{\rho} + g(Z_2 - Z_1) + \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2} \quad (2-10)$$

- เมื่อ P_B = กำลังปั๊ม (W)
 \dot{m} = อัตราการไหลเชิงมวล (kg/s)
 ΔH = เสดปั๊ม (J/kg)
 η = ประสิทธิภาพในการทำงานของปั๊ม
 $(P_2 - P_1)$ = ผลต่างความดันระหว่างขาออกและขาเข้าของปั๊ม (Pa)
 $(z_2 - z_1)$ = ผลต่างความสูงระหว่างขาออกและขาเข้าของปั๊ม (m)
 $(v_2^2 - v_1^2)$ = ผลต่างความเร็วกำลังสองระหว่างขาออกและขาเข้าของปั๊ม (m^2/s^2)

2.8 น้ำมันเตา

น้ำมันเตา คือ เป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากก้นหอกถ่านน้ำมันดิบ เป็นส่วนสุดท้ายที่เหลือจากการกลั่นผลิตภัณฑ์อื่นๆออกไปแล้ว เช่น แก๊ส น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล เป็นต้น มีลักษณะสีดำ ขุ่น และหนืดมาก ดังรูปที่ 2.26 เป็นส่วนที่หนักและขุ่นเหนียวมากจึงต้องนำมาผสมกับน้ำมันส่วนที่เบาและเติมสารปรุงแต่งคุณภาพ เพื่อปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันเตาให้ได้คุณสมบัติต่างๆตามต้องการ เช่น ความหนืด จุดวาบไฟ จุดไหลเท ปริมาณกำมะถัน เป็นต้น และน้ำมันเตาถือเป็นผลิตภัณฑ์ที่เป็นพลังงานเชื้อเพลิงที่สำคัญในภาคอุตสาหกรรม เนื่องจากมีราคาถูก และให้พลังงานสูง โดยมากใช้เป็นเชื้อเพลิงหม้อน้ำเพื่อผลิตไอน้ำ ใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรงในงานอุตสาหกรรมที่มีกระบวนการเผาไหม้ กระบวนการให้ความร้อน เช่น โรงงานถลุงเหล็ก โรงงานรีดเหล็ก เป็นต้น (Fahim, M.A. et.al. 2010)



รูปที่ 2.26 น้ำมันเตา

(Siamchemi. 2018)

2.8.1 ชนิดน้ำมันเตา

ชนิดของน้ำมันเตาจะถูกแบ่งตามความหนืด ได้ 3 ชนิด ได้แก่

2.8.1.1 ชนิดเบา (Light Fuel Oil, LFO หรือ Stan Fuel)

มีลักษณะขุ่นใส ค่าความหนืดไม่เกิน 80 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส การใช้น้ำมันเตาชนิดนี้มีตะกอน และน้ำน้อย ไม่จำเป็นต้องอุ่นนานมาก สามารถฉีดเป็นฝอยได้ดี เผาไหม้เร็ว ใช้มากสำหรับเผาไหม้ในหม้อน้ำขนาดเล็ก ใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไอน้ำในอุตสาหกรรมต่างๆ

2.8.1.2 ชนิดกลาง (Medium Fuel Oil, MFO หรือ Bunker C)

มีลักษณะขุ่นใสปานกลาง ความหนืดไม่เกิน 180 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส การใช้ให้มีประสิทธิภาพจำเป็นต้องใช้ระบบส่ง และฉีดพ่นน้ำมันที่ดี มักใช้ในหม้อน้ำ เตาศาขนาดเล็ก ขนาดกลางที่มีระบบอุ่นน้ำมัน มักใช้ในโรงงานขนาดกลางถึงขนาดใหญ่

2.8.1.3 ชนิดหนัก (Heavy Fuel Oil, HFO)

เป็นน้ำมันที่มีความหนืดหรือความข้นสูง ความหนืดไม่เกิน 280 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส มักใช้ในเตาเผาขนาดใหญ่ และต้องมีระบบส่ง และฉีดพ่นน้ำมันที่ดี รวมถึงระบบอุ่นน้ำมันที่มีประสิทธิภาพ น้ำมันเตาชนิดนี้ราคาต่ำกว่าน้ำมันเตาเกรดอื่นๆ

2.8.2 เกรดน้ำมันเตา

กระทรวงพลังงานได้แบ่งชนิดของน้ำมันเตาออกเป็น 5 ชนิด ตามมาตรฐาน มอก. ชนิดที่ 1, 2, 3, 4 และ 5 ที่มีผลผลิตและจำหน่ายมาก ได้แก่

2.8.2.1 น้ำมันเตาชนิดที่ 1 เป็นชนิดที่มีคุณภาพสูง มีความหนืดต่ำไม่มากกว่า 80 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส เหมาะสำหรับอุตสาหกรรมหรือกิจการที่ต้องการความร้อนขนาดเล็ก

2.8.2.2 น้ำมันเตาชนิดที่ 2 หรือ น้ำมันเตากำมะถันต่ำ เป็นชนิดที่มีกำมะถันไม่เกิน 2% มีความหนืดต่ำไม่มากกว่า 180 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส เหมาะสำหรับให้ความร้อนกับเครื่องจักรเตาเผาเตาหลอมในอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดใหญ่

2.8.2.3 น้ำมันเตาชนิดที่ 5 เป็นชนิดที่มีกำมะถันไม่เกินในช่วง 3.5%-4.0% ตามชนิดผลิตภัณฑ์ เป็นชนิดที่มีความหนืดต่ำไม่มากกว่า 380 เซนติสโตกส์ ที่ 50 องศาเซลเซียส เหมาะสำหรับเครื่องจักรไอน้ำขนาดใหญ่

2.8.3 การใช้น้ำมันเตา

การใช้น้ำมันเตาโดยทั่วไปจะบรรจุน้ำมันเตาในถังเก็บน้ำมันเตา และส่งเข้าสู่ห้องเผาไหม้ ซึ่งก่อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ต้องมีความจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการอุ่นน้ำมันเตาให้ร้อน และให้ความหนืดลดลงเสียก่อน เพื่อช่วยให้หัวฉีดน้ำมันสามารถฉีดสเปรย์เป็นละอองขนาดเล็กได้ ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ และช่วยป้องกันไม่ให้เกิดการอุดตันของหัวฉีด การอุ่นน้ำมันเตาอาจใช้ระบบไฟฟ้าหรืออาศัยความร้อนที่เหลือจากแหล่งอื่น เช่น ลมร้อน น้ำร้อน เป็นต้น การหยุดหรือใช้งานเชื้อเพลิงบ่อยๆ จะทำให้สิ้นเปลืองน้ำมันเตา เนื่องจากต้องอุ่นน้ำมันเตาทุกครั้ง รวมถึงต้องเผาไหม้น้ำมันเตาจนกว่าจะได้ระดับอุณหภูมิจึงจะใช้งานได้ โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมหลอม และชุบโลหะ ดังนั้น หากคิดเชื้อเพลิงในแต่ละครั้ง ควรใช้ต่อเนื่องนานหลายวันจะเป็นการดีที่สุด

บทที่ 3

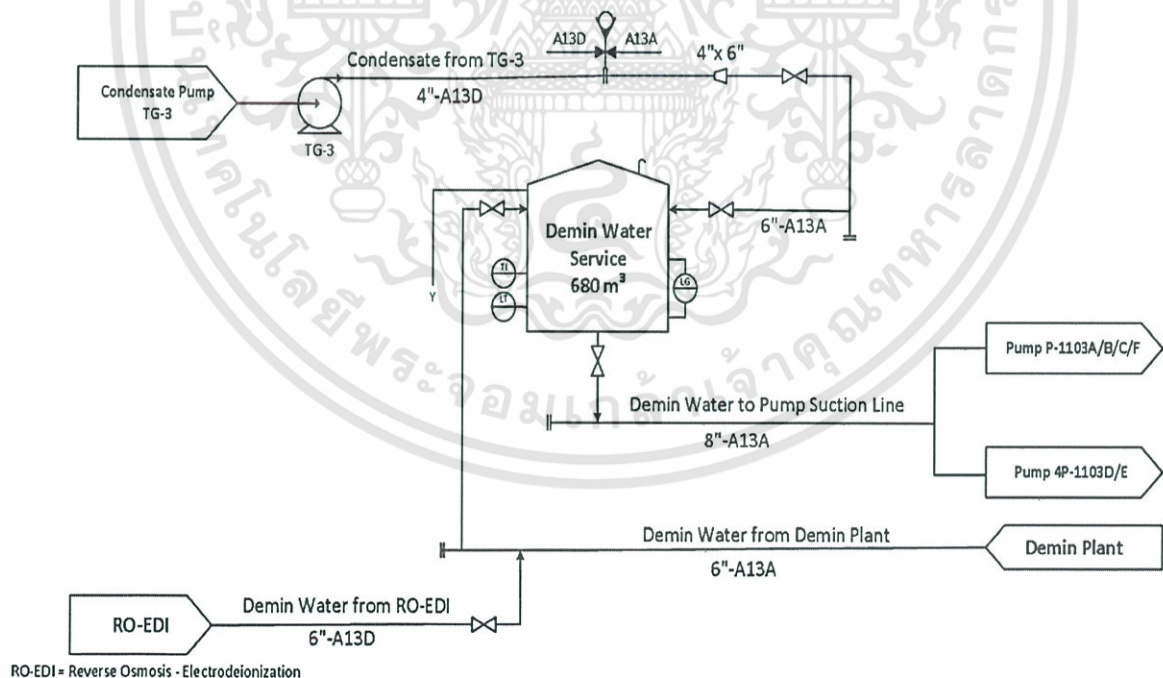
วิธีการดำเนินงาน

โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

จุดมุ่งหมายของโครงการนี้คือการปรับปรุงถัง 3T-601B และการติดตั้งระบบท่อรับและส่งเพื่อใช้งานสำหรับระบบเก็บสำรองน้ำปราศจากไอออนในกรณีที่หน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนไม่สามารถผลิตน้ำได้ ซึ่งจะทำให้มีเวลาสำรองใช้งานน้ำปราศจากไอออนเพิ่มขึ้น โดยมีแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้

3.1 ศึกษาระบบการใช้งานน้ำปราศจากไอออนและลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออน

การปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อสำหรับการเก็บน้ำปราศจากไอออน จะอ้างอิงจากถังเก็บน้ำปราศจากไอออนและระบบการใช้งานน้ำปราศจากไอออนที่มีการใช้งานอยู่ก่อนหน้านี้นี้ดังรูปที่ 3.1 เป็นหลัก เพื่อให้ระบบการใช้งานน้ำปราศจากไอออนอยู่ในแนวทางเดียวกัน และไม่ยุ่งยากต่อการใช้งาน ซึ่งจะติดตั้งระบบท่อใหม่จากถัง 3T-601B ให้เชื่อมกับระบบท่อรับและส่งน้ำปราศจากไอออนของถังเก็บน้ำปราศจากไอออนที่อยู่ใกล้กับถัง 3T-601B มากที่สุด และการปรับปรุงถัง 3T-601B จะติดตั้งอุปกรณ์ประกอบถังต่างๆ ตามถังเก็บน้ำปราศจากไอออนเดิมที่ใช้งานอยู่ก่อนหน้านี้นี้ โดยจะเลือกชนิดของท่อ วาล์ว และอุปกรณ์ประกอบถังอื่นๆ ให้เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบการใช้งานน้ำปราศจากไอออน



รูปที่ 3.1 ระบบการใช้งานน้ำปราศจากไอออน และลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออน

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

3.2 กำหนดความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

ความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อของโรงกลั่นน้ำมันบางจากจะถูกควบคุมให้มีค่าไม่เกิน 2.5 เมตรต่อวินาที เนื่องจากหากใช้ความเร็วที่สูงเกินกว่าค่าควบคุมจะทำให้เกิดความเสียหายภายในระบบท่อได้ โดยกำหนดความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อได้จากสมการที่ 2-3

$$Q = Av \quad (2-3)$$

3.3 กำหนดความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

ความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่เพื่อยืนยันว่าน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อสามารถไหลได้ กำหนดได้จากสมการที่ 2-1

$$\text{ความดันขาออกจากระบบท่อ} = (\text{ความดันเริ่มต้น} + \text{ความดันจากปั๊ม}) - (\text{ความดันตกภายในระบบท่อ}) \quad (2-1)$$

3.3.1 กำหนดความดันตกภายในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่กำหนดได้จากสมการที่ 2-2

$$\frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) + (P_1 - P_2) + \rho g (z_1 \pm z_2) = \rho g h_L \quad (2-2)$$

3.3.2 กำหนดความสูญเสียรวมภายในระบบท่อที่ติดตั้งใหม่กำหนดได้จากสมการที่ 2-4

$$h_L = \frac{v^2}{2g} \left[\frac{fL}{d} + \sum K_L \right] \quad (2-4)$$

โดยที่ f หาได้จากสมการที่ 2-5 และ 2-7

$$\text{Re} = \frac{\rho v_2 d}{\mu} \quad (2-5)$$

และ

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\frac{6.9}{\text{Re}} + \left(\frac{\varepsilon/d}{3.7} \right)^{1.11} \right] \quad (2-7)$$

3.4 กำหนดเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A)

การคำนวณเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ในการติดตั้งระบบท่อส่งน้ำปราศจากไอออนไปยังขาเข้าปั๊ม เพื่อป้องกันไม่ให้ปั๊มชำรุดเสียหายจากการกลายเป็นไอในของเหลว (Cavitation) ภายในปั๊ม สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2-8

$$NPSH_A = H_a \pm H_s - H_{vp} - H_f \quad (2-8)$$

3.5 จำนวนเวลาที่สามาริใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น

การเพิ่มถัง 3T-601B สำหรับเก็บน้ำปราศจากไอออนทำให้มีเวลาในการใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่นเพิ่มขึ้นเมื่อเกิดปัญหาเกี่ยวกับหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน ซึ่งเวลาในการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้นสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3-1

$$\text{เวลาในการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้น} = \frac{\text{ปริมาณน้ำปราศจากไอออน}}{\text{อัตราการใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น}} \quad (3-1)$$

3.6 ประเมินค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งระบบท่อใหม่

การประเมินค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้งระบบท่อใหม่ประเมินจากราคาอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งระบบท่อ ได้แก่ ท่อ วาล์ว ข้อต่อ อุปกรณ์ประกอบถัง รวมถึงค่าจ้างทำความสะอาดถัง ค่าซ่อมบำรุงถัง ค่าจ้างแรงงานสำหรับติดตั้งระบบท่อ

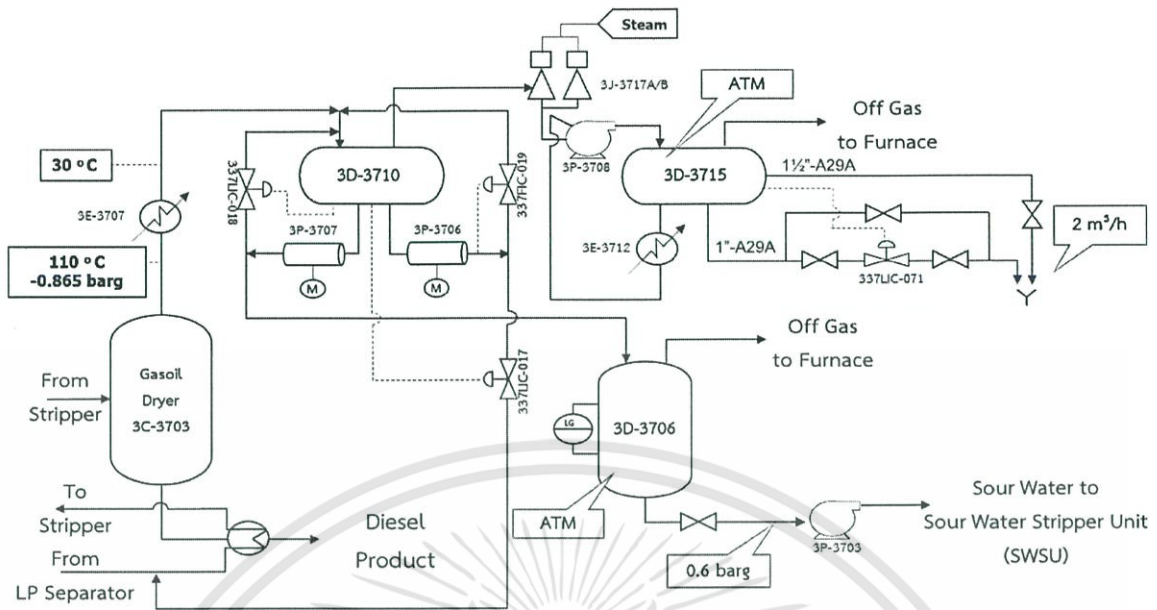
โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วย

ไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

จุดมุ่งหมายของโครงการนี้คือการลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล โดยมีวิธีการดำเนินงานดังต่อไปนี้

3.1 ศึกษากระบวนการกำจัดน้ำของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนและกำหนดแนวทางการแก้ปัญหา

การศึกษาระบวนการกำจัดน้ำของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน ดังแสดงในรูปที่ 3.2 เพื่อหาแนวทางในการแก้ไขปัญหาที่เหมาะสมในการปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนอยู่ลงท่อน้ำทิ้งให้กลายเป็นระบบปิดด้วยการส่งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ (Sour Water Stripper Unit: SWSU) เพื่อลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซลออกสู่บรรยากาศและยังสามารถนำน้ำที่ผ่านหน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำกลับมาใช้ใหม่ได้



รูปที่ 3.2 ระบบภายในของกระบวนการกำจัดน้ำโดยเครื่องอบแห้งแบบสูญญากาศ (บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

3.2 กำหนดเกณฑ์ด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A)

การปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนอยู่ลงท่อน้ำทิ้งให้กลายเป็นระบบปิดด้วยการส่งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากรน้ำ จำเป็นต้องผ่านปั๊มเพื่อป้องกันการเกิดการกลายเป็นไอในของเหลวภายในปั๊มจึงต้องตรวจสอบเกณฑ์ด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ ซึ่งคำนวณได้จากการสมการที่ 2-8

$$NPSH_A = H_a \pm H_s - H_{vp} - H_f \quad (2-8)$$

3.3 ประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์

การปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนอยู่ลงท่อน้ำทิ้งให้เป็นระบบปิดด้วยการส่งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากรน้ำทำให้สามารถนำน้ำกลับมาใช้ใหม่ได้ ซึ่งจะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้ 2 ส่วน คือ ลดค่าใช้จ่ายในการส่งซื้อน้ำและลดค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำที่หน่วยบำบัดน้ำทิ้ง โดยค่าใช้จ่ายที่ประหยัดสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3-2 และ 3-3

$$\text{ค่าใช้จ่ายในการส่งซื้อน้ำ} = \text{ปริมาณน้ำที่นำกลับมาใช้ใหม่ได้} \times \text{ราคาต้นทุนของน้ำอุตสาหกรรม} \quad (3-2)$$

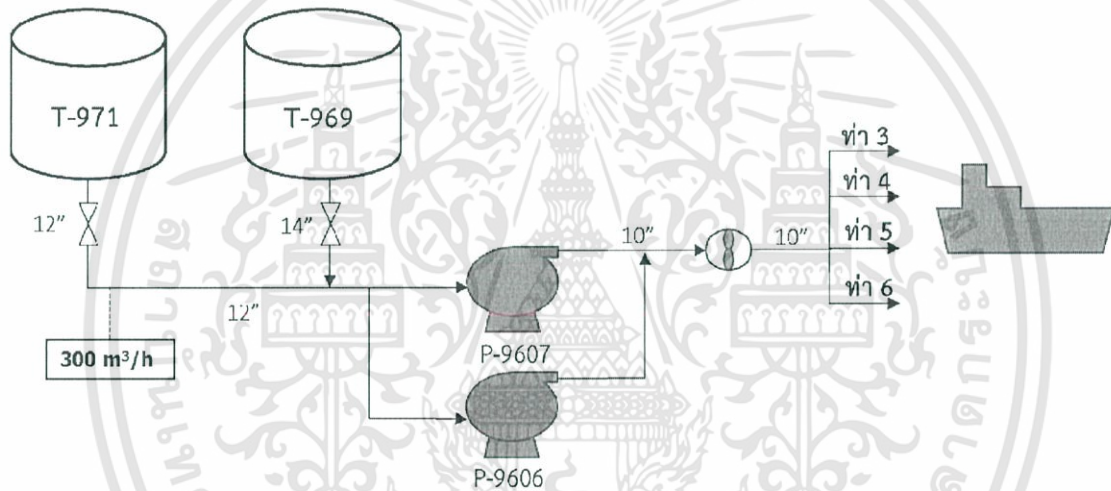
$$\text{ค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำทิ้ง} = \text{ปริมาณน้ำที่ไม่ต้องส่งไปบำบัด} \times \text{ค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำทิ้ง} \quad (3-3)$$

โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ

จุดมุ่งหมายของโครงการนี้คือการปรับปรุงอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ลงเรือ โดยการติดตั้งระบบท่อใหม่สำหรับอัตราการจ่ายที่สูงขึ้น เพื่อไม่ต้องเสียค่าปรับจากการจ่ายที่ล่าช้าและรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยมีวิธีการดำเนินงานดังต่อไปนี้

3.1 ศึกษาระบบการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือและกำหนดแนวทางการแก้ปัญหา

ศึกษาระบบการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือที่มีการใช้งานอยู่ก่อนหน้านี้ ดังแสดงในรูปที่ 3.3 เพื่อเป็นแนวทางในการออกแบบและติดตั้งระบบท่อใหม่ เนื่องจากการเพิ่มอัตราการจ่ายโดยใช้ระบบท่อเดิมไม่สามารถทำได้และไม่คุ้มค่าต่อการปรับปรุง จึงได้เสนอให้ติดตั้งระบบท่อใหม่สำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ โดยจะเลือกชนิดของท่อ วาล์ว ปั๊ม และอุปกรณ์อื่นๆ ให้เหมาะสมสำหรับระบบการส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำ



รูปที่ 3.3 ระบบการส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน), 2561)

3.2 กำหนดอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งลงเรือ

อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมต้องสามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือให้ทันกำหนดและรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตได้ โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3-4 และ 3-5

3.2.1 กำหนดอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพื่อให้ทันกำหนด

$$\text{อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ} = \frac{\text{ความจุของเรือรับน้ำมันเตากำมะถันต่ำ}}{\text{เวลาในการจ่ายปัจจุบัน} - \text{เวลาที่จ่ายล่าช้า}} \quad (3-4)$$

3.2.2 จำนวนอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต

$$\text{อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ} = \frac{\text{กำลังการผลิตน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่สูงที่สุดในอนาคต}}{\text{เวลาในการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำใน 1 วัน}} \quad (3-5)$$

3.3 เลือกชนิดและข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่ติดตั้งใหม่

3.3.1 เลือกชนิดของปั๊ม

การศึกษาเกี่ยวกับประเภทและลักษณะของปั๊มเพื่อหาประเภทที่เหมาะสมกับการใช้งานในโครงการนี้ และต้องพิจารณาข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่สำคัญ ได้แก่ ความดันของปั๊ม ค่าเสถียรภาพสุทธิต่อจุดที่สามารถใช้งานได้ และกำลังของปั๊ม

3.3.2 กำหนดความดันของปั๊ม

การกำหนดความดันของปั๊มที่ต้องการจะพิจารณาในกรณีที่ใช้งานระบบท่อเดิมและระบบท่อที่ติดตั้งใหม่พร้อมกัน จึงต้องกำหนดให้ความดันที่จุดเชื่อมของระบบท่อทั้งสองมีค่าเท่ากัน โดยจะใช้ความดันของระบบท่อเดิมเป็นหลัก โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3-6 และ 3-7

$$\text{ความดันที่จุดเชื่อม} = (\text{ความดันเริ่มต้น} + \text{ความดันจากปั๊ม}) - (\text{ความดันลดยในในระบบท่อเดิม}) \quad (3-6)$$

$$\text{ความดันของปั๊ม} = (\text{ความดันที่จุดเชื่อม} + \text{ความดันลดยในระบบท่อใหม่}) - (\text{ความดันเริ่มต้น}) \quad (3-7)$$

3.3.3 กำหนดเสถียรภาพสุทธิต่อจุดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A) กำหนดจากสมการที่ 2-8

$$NPSH_A = H_a \pm H_s - H_{vp} - H_f \quad (2-8)$$

3.3.4 กำหนดกำลังของปั๊ม กำหนดจากสมการที่ 2-8 และ 2-9

$$P_B = \dot{m} \left[\frac{\Delta H}{\eta} \right] \quad (2-9)$$

โดยที่ ΔH หาได้จากสมการที่ 2-10

$$\Delta H = \frac{(P_2 - P_1)}{\rho} + g(Z_2 - Z_1) + \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2} \quad (2-10)$$

3.4 กำหนดความดันขาออกจากระบบท่อที่ติดตั้งใหม่

ความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่ต้องมากกว่าความดันที่ตำแหน่งปลายทาง จึงทำให้น้ำมันเตากัมมะถันต่ำภายในระบบท่อสามารถไหลได้ โดยความดันขาออกจากระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันต่ำลงเรือหาได้จากสมการที่ 2-1

$$\text{ความดันขาออกจากระบบท่อ} = (\text{ความดันเริ่มต้น} + \text{ความดันจากปั๊ม}) - (\text{ความดันลดภายในระบบท่อ}) \quad (2-1)$$

3.5 ประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับ

การประเมินเงินค่าปรับที่ไม่ต้องจ่าย เมื่อเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ลงเรือ โดยการติดตั้งระบบท่อใหม่เพิ่มเติมประเมินได้จากราคาอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งระบบท่อ ได้แก่ ท่อ วาล์ว ข้อต่อ ปั๊มและค่าจ้างแรงงานสำหรับติดตั้งระบบท่อ การเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากัมมะถันต่ำลงเรือทำให้ไม่ต้องเสียค่าปรับจากการจ่ายที่ล่าช้า โดยค่าใช้จ่ายที่ประหยัดได้คำนวณได้จากสมการที่ 3-8

$$\text{ค่าปรับที่ไม่ต้องจ่าย} = \text{เวลาที่จ่ายน้ำมันล่าช้าต่อเรือ 1 ลำ} \times \text{จำนวนเรือใน 1 ปี} \times \text{ค่าปรับ} \quad (3-8)$$

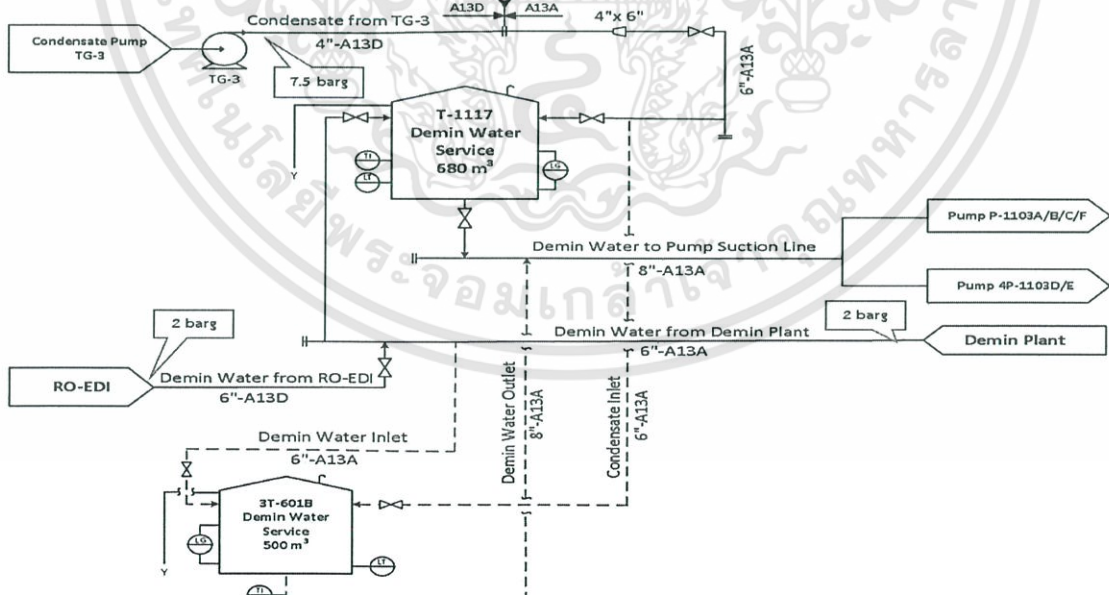
บทที่ 4

ผลการดำเนินงาน

โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำฝนเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

4.1 ผลการศึกษาลักษณะถังเก็บน้ำปราศจากไอออนและระบบท่อน้ำปราศจากไอออน

จากการศึกษาพบว่าถังเก็บน้ำปราศจากไอออนจะรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 ด้วยอัตราการไหล 66.7 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และรับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนและระบบ Reverse Osmosis - Electrodeionization (RO-EDI) ด้วยอัตราการไหล 150 และ 120 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ตามลำดับ และส่งน้ำไปยังหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 ด้วยปั๊ม P-1103A/B/C/F และ 4P-1103D/E ตามลำดับ โดยจะมีการควบคุมอุณหภูมิในถังที่ 35 องศาเซลเซียส และมีการควบคุมระดับภายในถังให้อยู่ระหว่าง 0.8 (10% ของถัง) ถึง 7.6 เมตร (90% ของถัง) นับจากก้นถัง โดยมีแนวทางการปรับปรุงถัง 3T-601B สำหรับการเก็บน้ำปราศจากไอออนแสดงดังรูปที่ 4.1 ซึ่งจะติดตั้งระบบท่อใหม่จากถัง 3T-601B ไปเชื่อมกับระบบท่อสำหรับใช้งานน้ำปราศจากไอออนของถัง T-1117 โดยใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 6 นิ้ว ความยาว 30 และ 20 เมตร เพื่อรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 และรับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนและจากระบบ RO-EDI ส่งเข้าถัง 3T-601B ตามลำดับ และใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 8 นิ้ว ความยาว 20 เมตร ส่งน้ำปราศจากไอออนจากถัง 3T-601B ไปยังหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 พร้อมกับติดตั้งอุปกรณ์วัดอุณหภูมิ



รูปที่ 4.1 เส้นทางการติดตั้งระบบท่อใหม่ที่ทำการออกแบบ

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

4.2 ผลการคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

การคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่ติดตั้งใหม่ใช้สมการที่ 3-1 ในการคำนวณ โดยใช้อัตราการไหลและพื้นที่หน้าตัดในของท่อที่ใช้สำหรับรับน้ำปราศจากไอออนเป็นตัวแปร ในการคำนวณ จะได้ความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่ติดตั้งใหม่ออกมาดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ผลการคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

กรณีการรับน้ำเข้า ถึง 3T-601B	พื้นที่หน้าตัดในของท่อ (ตารางเมตร)	อัตราการไหลของ น้ำปราศจากไอออน (ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง)	ความเร็วในระบบท่อ (เมตรต่อวินาที)
Condensate Return Line	1.68×10^{-2}	66.70	1.00
Demin Plant	1.68×10^{-2}	120.00	1.80
RO-EDI	1.68×10^{-2}	150.00	2.20

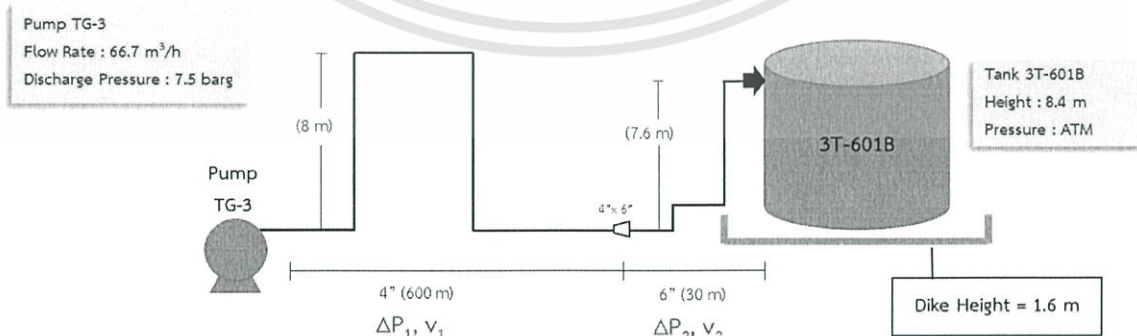
4.3 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

การคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่ใช้สมการที่ 3-2 ถึง 3-5 ในการคำนวณ โดยการคำนวณจะแบ่งออกเป็น 3 กรณี ดังต่อไปนี้

4.3.1 การคำนวณความดันขาออกกรณีรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 ส่งเข้าถึง 3T-601B จากการคำนวณความดันลดในระบบท่อจากปั๊ม TG-3 ถึงถึง 3T-601B รวมความยาวท่อทั้งหมด 630 เมตร พบว่ามีความดันลดในระบบท่อทั้งหมด 4.90 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.2

- ระบบท่อเดิมขนาด 4 นิ้ว จากปั๊ม TG-3 ถึงข้อขยายขนาดท่อ ความยาว 600 เมตร (ΔP_1)
มีความดันลดในระบบท่อ = 3.70 bar
- ระบบท่อใหม่ขนาด 6 นิ้ว บริเวณข้อขยายขนาดท่อถึงถึง 3T-601B ความยาว 30 เมตร (ΔP_2)
มีความดันลดในระบบท่อ = 1.20 bar
- ความดันลดในระบบท่อรวมทั้งหมด = $\Delta P_1 + \Delta P_2 = 3.70 + 1.20 = 4.90$ bar

ดังนั้น ความดันขาออกจากระบบท่อก่อนเข้าถึง 3T-601B ในกรณีนี้ = $7.50 - 4.90 = 2.60$ barg



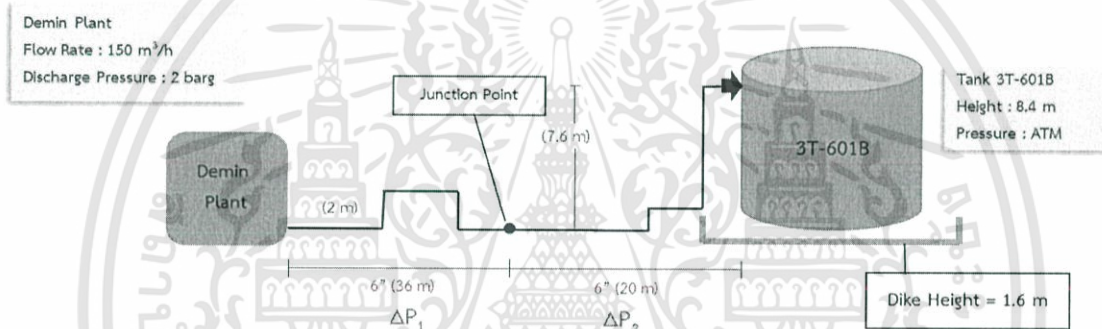
รูปที่ 4.2 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลด กรณีรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3

4.3.2 การคำนวณความดันขาออกกรณีรับน้ำจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนส่งเข้าถัง 3T-601B

จากการคำนวณความดันลดในระบบท่อจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนถึงถัง 3T-601B รวมความยาวท่อทั้งหมด 56 เมตร พบว่ามีความดันลดในระบบท่อทั้งหมด 0.90 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.3

- ระบบท่อเดิมขนาด 6 นิ้ว จาก Demin Plant ถึงจุด Junction Point ความยาว 36 เมตร (ΔP_1) มีความดันลดในระบบท่อ = 0.10 bar
- ระบบท่อใหม่ขนาด 6 นิ้ว จากจุด Junction Point ถึงถัง 3T-601B ความยาว 20 เมตร (ΔP_2) มีความดันลดในระบบท่อ = 0.80 bar
- ความดันลดในระบบท่อรวมทั้งหมด = $\Delta P_1 + \Delta P_2 = 0.10 + 0.80 = 0.90$ bar

ดังนั้น ความดันขาออกจากระบบท่อก่อนเข้าถัง 3T-601B ในกรณีนี้ = $2.00 - 0.90 = 1.10$ barg



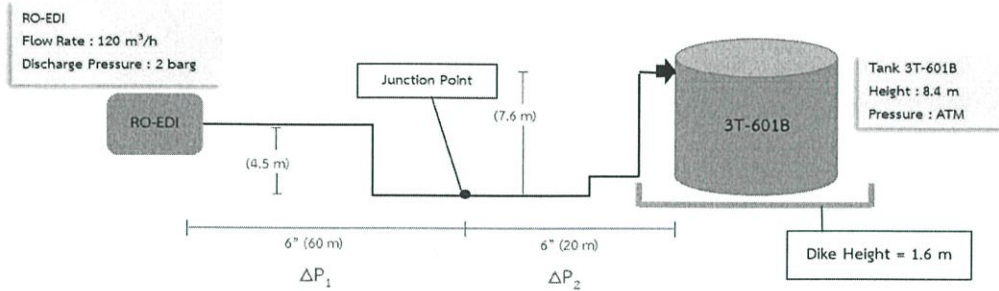
รูปที่ 4.3 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลด กรณีรับน้ำจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน

4.3.3 ผลการคำนวณความดันขาออกกรณีรับน้ำจากระบบ RO-EDI ส่งเข้าถัง 3T-601B

จากการคำนวณความดันลดในระบบท่อจากระบบ RO-EDI ถึงถัง 3T-601B รวมความยาวท่อทั้งหมด 80 เมตร พบว่ามีความดันลดในระบบท่อทั้งหมด 0.50 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.4

- ระบบท่อเดิมขนาด 6 นิ้ว จากระบบ RO-EDI ถึงจุด Junction Point ความยาว 60 เมตร (ΔP_1) มีความดันลดในระบบท่อ = -0.30 bar (เครื่องหมายติดลบเนื่องจากการลดระดับความสูง)
- ระบบท่อใหม่ขนาด 6 นิ้ว จากจุด Junction Point ถึงถัง 3T-601B ความยาว 20 เมตร (ΔP_2) มีความดันลดในระบบท่อ = 0.80 bar
- ความดันลดในระบบท่อรวมทั้งหมด = $\Delta P_1 + \Delta P_2 = -0.30 + 0.80 = 0.50$ bar

ดังนั้น ความดันขาออกจากระบบท่อก่อนเข้าถัง 3T-601B ในกรณีนี้ = $2.00 - 0.50 = 1.50$ barg



รูปที่ 4.4 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันลดกรณีรับน้ำจากระบบ RO-EDI

ผลการคำนวณความดันลดในระบบท่อและความดันขาออกจากระบบท่อที่ติดตั้งใหม่ แสดงในตารางที่ 4.2 พบว่าความดันขาออกจากระบบท่อทั้ง 3 กรณี มีค่าสูงกว่าความดันในถัง 3T-601B ดังนั้นจึงสามารถรับน้ำปราศจากไอออนเข้าถัง 3T-601B ได้

ตารางที่ 4.2 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

กรณีการรับน้ำเข้าถึง 3T-601B	ความดันต้นทางในระบบท่อ (barg)	ความดันลดในระบบท่อทั้งหมด (bar)	ความดันขาออกจากระบบท่อ (barg)
Condensate Return Line	7.50	4.90	2.60
Demin Plant	2.00	0.90	1.10
RO-EDI	2.00	0.50	1.50

4.4 ผลการคำนวณเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A)

ระดับน้ำในถัง 3T-601B ที่ต่ำที่สุดที่สามารถส่งน้ำปราศจากไอออนไปยังขาเข้าปั๊มเพื่อป้องกันไม่ให้เกิด การเกิดการกลายเป็นไอในของเหลวในปั๊ม ประเมินจากการคำนวณเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ โดยจะใช้สมการที่ 3.6 ในการคำนวณ รายละเอียดตามรูปที่ 4.5

- ความดันสัมบูรณ์ที่อยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ (H_s)

$$H_s = \text{ความดันบรรยากาศ (Atmospheric Pressure)} = 10.40 \text{ m}$$

- ความแตกต่างระหว่างระดับของไหลกับท่อดูดขาเข้าปั๊ม (H_r)

$$H_r = \text{ระดับในถังที่ต่ำที่สุดที่สามารถส่งน้ำได้} = 0.80 \text{ m}$$

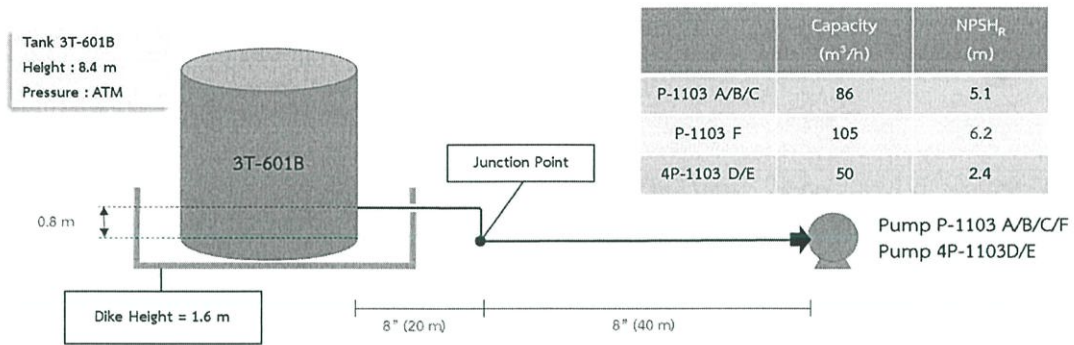
- ความดันไอของน้ำ (H_{vp})

$$H_{vp} = \text{ความดันไอน้ำที่อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส} = 0.60 \text{ m}$$

- ความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อ (H_f)

$$H_f = \text{คำนวณจากสมการที่ 3-3 ถึง 3-5} = 1.00 \text{ m}$$

ดังนั้น ค่าเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ = 10.40 + 0.80 - 0.60 - 1.00 = 9.60 m ซึ่งมากกว่าเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่ต้องการของปั๊มที่มีค่ามากที่สุดคือ 6.20 m จึงสามารถส่งน้ำไปยังขาเข้าปั๊มได้



รูปที่ 4.5 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพด้านท่อคู่ที่สามารถใช้งานได้ ในการส่งน้ำปราศจากไอออนไปยังเขาเจ้าป้อม

4.5 ผลการคำนวณเวลาที่สามารถใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น

$$\begin{aligned}
 \text{เวลาในการใช้น้ำที่เพิ่มขึ้น} &= \frac{\text{ปริมาณน้ำปราศจากไอออน}}{\text{อัตราการใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่น}} \\
 &= \frac{489 \text{ ลูกบาศก์เมตร}}{2,612 \text{ ลูกบาศก์เมตรต่อวัน}} \\
 &= 4 \text{ ชั่วโมง } 30 \text{ นาที}
 \end{aligned}$$

ดังนั้น เมื่อเพิ่มถัง 3T-601B ทำให้มีเวลาที่สามารถใช้น้ำปราศจากไอออนในโรงกลั่นเพิ่มขึ้น 4 ชั่วโมง 30 นาที ซึ่งจะมีน้ำปราศจากไอออนใช้งานในโรงกลั่นเมื่อเกิดปัญหาที่หน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนเป็นเวลาทั้งสิ้น 24 ชั่วโมง 40 นาที

4.6 ผลการประเมินค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อใหม่

การปรับปรุงถังและติดตั้งระบบท่อ 3T-601B มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตามตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อรับและส่งน้ำปราศจากไอออน

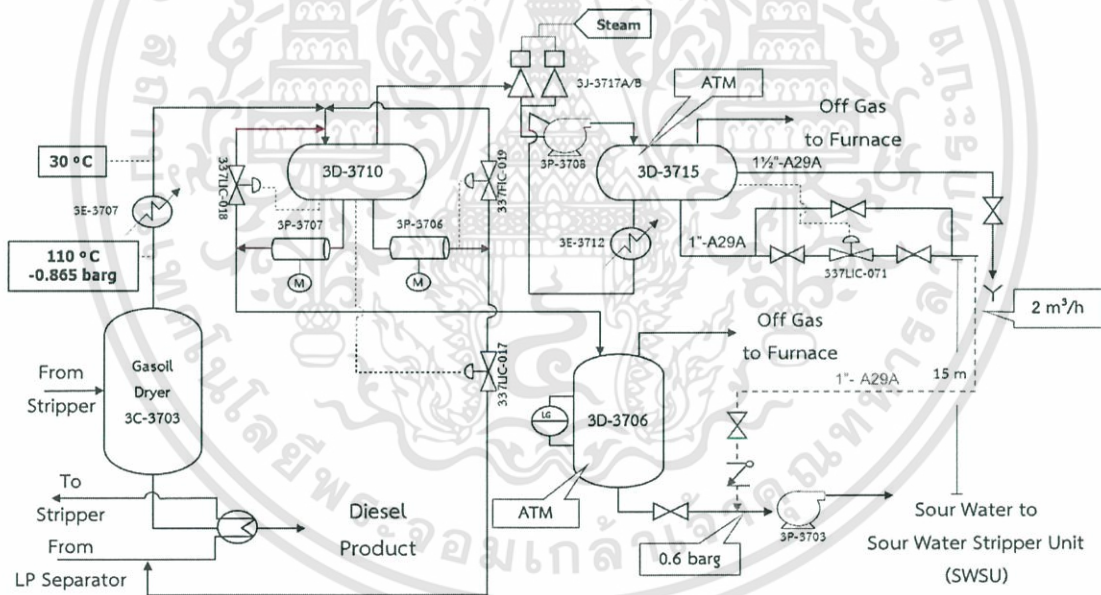
รายละเอียด	ราคา (บาท)
1. ตัวถัง	
1.1 งานจ้างซ่อมบำรุงถัง	2,500,000
1.2 งานจ้างทำความสะอาดถัง	2,000,000
1.3 งานจ้างตรวจสอบ	500,000
1.4 ราคาอุปกรณ์และวัสดุ	1,000,000
1.5 อื่น ๆ (10%)	600,000
2. ระบบท่อ	
2.1 งานจ้างออกแบบและงานเอกสาร	90,000
2.2 งานจ้างวางระบบท่อ	60,000
2.3 งานจ้างเชื่อมระบบท่อ	1,620,000
2.4 งานจ้างเคลือบระบบท่อ	400,000
2.5 งานจ้างตรวจสอบ	340,000
2.6 ค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่ง	56,000
2.7 ราคานั่งร้าน	70,000
2.8 อื่น ๆ (10%)	264,000
รวม	9,500,000

หมายเหตุ : ประเมินโดย Engineering Service Division เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2561

โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

4.1 ผลการปรับปรุงระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน

กระบวนการกำจัดน้ำโดยใช้เครื่องอบแห้งแบบสูญญากาศ น้ำมันดีเซลกำมะถันต่ำที่มีน้ำปะปนอยู่จะถูกส่งเข้าไปยังเครื่องอบแห้งแบบสูญญากาศเพื่อกำจัดน้ำและแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ที่เหลืออยู่ในน้ำมันดีเซลออก โดยน้ำที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนอยู่จะถูกระเหยออกทางยอดของเครื่องอบแห้งไปรวมที่ดรัม 3D-3715 เพื่อปล่อยทิ้งลงสู่ท่อน้ำทิ้ง ซึ่งมีวาล์วควบคุม 337LIC-071 ที่ทำหน้าที่ควบคุมระดับในดรัม 3D-3715 โดยมีอัตราการปล่อยน้ำทิ้งคือ 2.0 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง การปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนลงท่อน้ำทิ้งให้เป็นระบบปิด สามารถทำได้โดยติดตั้งระบบท่อใหม่ด้วยท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาด 1 นิ้ว บริเวณหลังวาล์วควบคุม 337LIC-071 ไปยังขาเข้าบีม 3P-3703 เพื่อส่งน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ โดยน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วจะถูกนำกลับมาใช้ใหม่แทนน้ำอุตสาหกรรมได้ เส้นทางการติดตั้งระบบท่อใหม่จะแสดงดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 เส้นทางการปรับปรุงระบบการปล่อยน้ำทิ้งให้เป็นระบบปิด

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

4.2 ผลการคำนวณเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A)

ระดับน้ำในดรัม 3D-3715 ที่ต่ำที่สุดที่สามารถส่งน้ำทิ้งไปยังขาเข้าบีมเพื่อป้องกันไม่ให้เกิด การเกิดการกลายเป็นไอ ในของเหลวในบีม ประเมินจากการคำนวณเฮดบวกสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ โดยจะใช้สมการที่ 3.6 ในการคำนวณ รายละเอียดตามรูปที่ 4.7

- ความดันสัมบูรณ์ที่อยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ (H_a)

$$H_a = \text{ความดันบรรยากาศ (Atmospheric Pressure)} = 10.40 \text{ m}$$

- ความแตกต่างระหว่างระดับของไหลกับที่ดูดเข้าปั๊ม (H_s)

$$H_s = \text{ระดับความสูงระหว่างถัง 3D-3715 กับขาเข้าปั๊ม} = 15.00 \text{ m}$$

- ความดันไอของน้ำ (H_{vp})

$$H_{vp} = \text{ความดันไอของน้ำที่อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส} = 0.60 \text{ m}$$

- ความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อ (H_f)

$$H_f = \text{คำนวณจากสมการที่ 3-3 ถึง 3-5} = 3.70 \text{ m}$$

ดังนั้น ค่าเสถียรภาพสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ = $10.40 + 15.00 - 0.60 - 3.70 = 21.10 \text{ m}$ ซึ่งมากกว่าเสถียรภาพสุทธิด้านท่อดูดที่ต้องการของปั๊มคือ 1.20 m จึงสามารถส่งน้ำทิ้งไปยังขาเข้าปั๊มได้



รูปที่ 4.7 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพสุทธิด้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้ในการส่งน้ำทิ้งไปยังขาเข้าปั๊ม

4.3 ผลการประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์

ค่าใช้จ่ายในการสั่งซื้อน้ำ = ปริมาณน้ำที่นำกลับมาใช้ใหม่ได้ x ราคาต้นทุนของน้ำอุตสาหกรรม
 = 2.0 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง x 34 บาทต่อลูกบาศก์เมตร
 = 68 บาทต่อชั่วโมง \approx 590,000 บาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำทิ้ง = ปริมาณน้ำที่ไม่ต้องส่งไปบำบัด x ค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำทิ้ง
 = 2.0 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง x 8 บาทต่อลูกบาศก์เมตร
 = 16 บาทต่อชั่วโมง \approx 140,000 บาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายที่สามารถประหยัดได้จากการติดตั้งระบบที่ใช้ลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซลประมาณ 730,000 บาทต่อปี โดยยังไม่รวมค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ

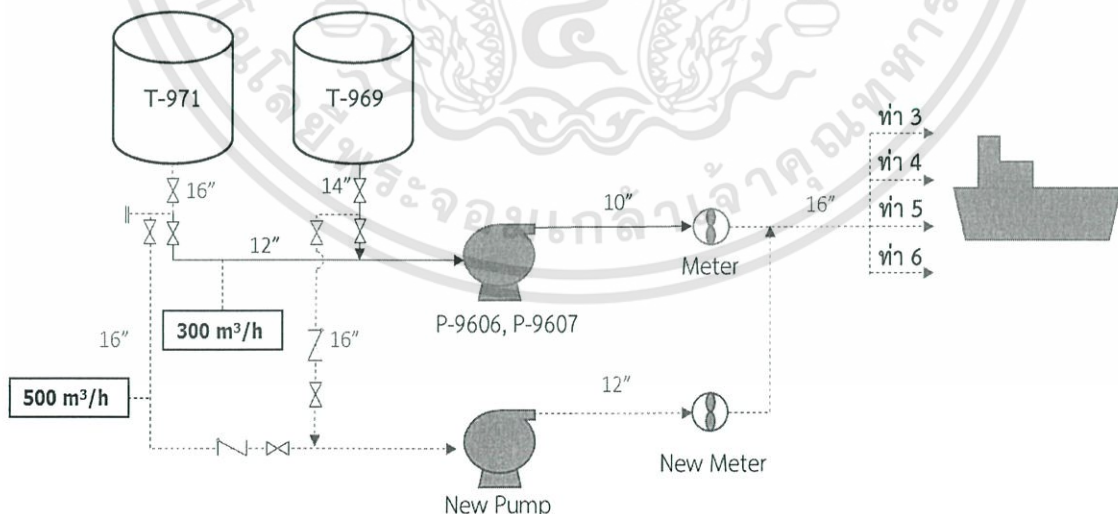
โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ

4.1 ผลการออกแบบและติดตั้งระบบท่อสำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ

เวลาที่ใช้ดำเนินการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือประกอบด้วย 3 ส่วน ได้แก่

1. เวลาที่ใช้ในการสลับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือจากถัง T-969 เป็น T-971 ใช้เวลา 30 ชั่วโมง
2. เวลาที่ใช้เตรียมการจ่ายและตรวจคุณภาพน้ำมันเตากำมะถันต่ำก่อนและหลังขนส่งเรือใช้เวลา 66 ชั่วโมง
3. เวลาที่ใช้จ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 เป็น T-971 ลงเรือเดิมใช้เวลา 120 ชั่วโมง

เนื่องจากในส่วนที่ 1 และ 2 ไม่สามารถลดเวลาที่ใช้ดำเนินการได้ จึงต้องลดเวลาในการดำเนินการโดยเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือจากถัง T-969 และ T-971 ซึ่งสามารถทำได้โดยติดตั้งระบบท่อใหม่สำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพิ่มเติมขนานไปกับระบบท่อเดิม โดยจะติดตั้งท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาด 16 นิ้ว จากถัง T-969 และ T-971 ไปยังขาเข้าของปั๊มที่ทำการติดตั้งใหม่และติดตั้งท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาด 12 นิ้ว จากขาออกของปั๊มผ่านมาตรวัดน้ำมันเตาที่ติดตั้งใหม่ไปเชื่อมกับระบบท่อเดิมที่บริเวณหลังมาตรวัดน้ำมันเตาเพื่อจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำไปยังท่าเรือทั้ง 4 ท่า (ท่า 3/4/5/6) ในกรณีที่ใช้งานระบบท่อทั้งสองพร้อมกันจำเป็นต้องขยายขนาดท่อจากเดิม 12 นิ้ว เป็น 16 นิ้ว เนื่องจากท่อเดิมมีขนาดเล็กเกินไปทำให้มีความเร็วในท่อสูงเกินค่ามาตรฐานที่ 2.5 เมตรต่อวินาที เส้นทางการติดตั้งระบบท่อใหม่จะแสดงในรูปที่ 4.8 ซึ่งจะคิดในกรณีที่สามารถใช้งานระบบท่อทั้งสองพร้อมกันได้



รูปที่ 4.8 เส้นทางการติดตั้งระบบท่อสำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพิ่มเติม

(บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561)

4.2 ผลการคำนวณอัตราการไหลน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งลงเรือ

4.2.1 ผลการคำนวณอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพื่อให้ทันกำหนด

$$\begin{aligned}\text{อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ} &= \frac{\text{ความจุของเรือรับน้ำมันเตากำมะถันต่ำ}}{\text{เวลาในการจ่ายปัจจุบัน} - \text{เวลาที่จ่ายล่าช้า}} \\ &= \frac{35,000 \text{ ลูกบาศก์เมตร}}{120 - 36 \text{ ชั่วโมง}} \\ &= 420 \text{ ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง}\end{aligned}$$

4.2.2 ผลการคำนวณอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต

$$\begin{aligned}\text{อัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ} &= \frac{\text{กำลังการผลิตน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่สูงที่สุดในอนาคต}}{\text{เวลาในการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำใน 1 วัน}} \\ &= \frac{6,500 \text{ ลูกบาศก์เมตร}}{14 \text{ ชั่วโมง}} \\ &= 465 \text{ ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง}\end{aligned}$$

4.3 ผลการเลือกชนิดและข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่จะติดตั้งใหม่

4.3.1 ผลการเลือกชนิดของปั๊ม

ชนิดของปั๊มที่นำมาใช้งานคือ ปั๊มแรงเหวี่ยง (Centrifugal Pump) เนื่องจากปั๊มแรงเหวี่ยงมีขนาดไม่ใหญ่มากจึงเหมาะสมต่อการใช้งานเพราะพื้นที่ในการติดตั้งปั๊มในบริเวณโรงงานมีจำกัดและของเหลวที่ไหลในระบบคือน้ำมันเตากำมะถันต่ำซึ่งสามารถใช้งานกับปั๊มประเภทนี้ได้ อีกทั้งปั๊มแรงเหวี่ยงยังมีความแข็งแรงทนทาน ง่ายต่อการบำรุงรักษาจึงมีอายุการใช้งานที่ยาวนานและราคาของปั๊มมีราคาไม่แพง

4.3.2 ผลการคำนวณความดันของปั๊ม

4.3.2.1 ผลการคำนวณความดันลดในระบบท่อเดิม

จากการคำนวณความดันลดในระบบท่อเดิมจากถัง T-971 ถึง Junction Point รวมความยาวท่อทั้งหมด 1,120 เมตร พบว่ามีความดันลดในระบบท่อทั้งหมด 2.25 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.9 (เส้นบน)

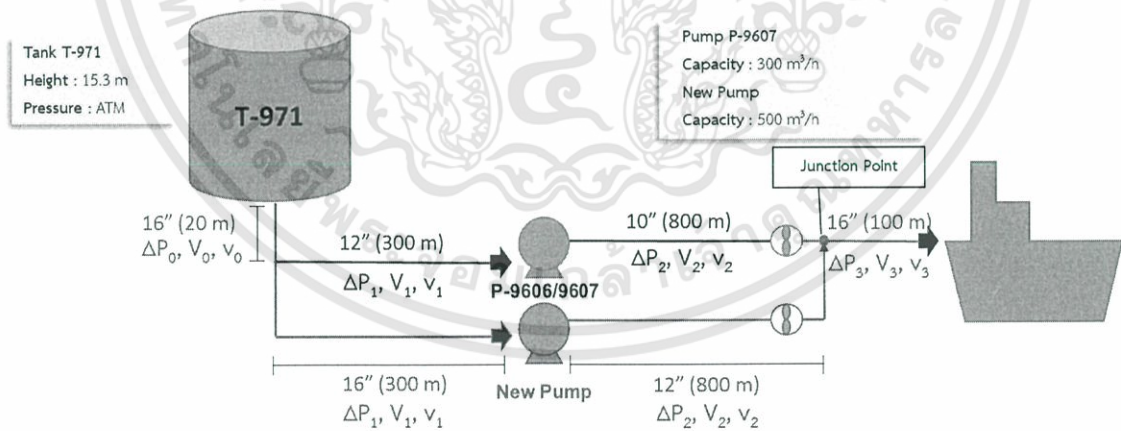
- ระบบท่อใหม่ขนาด 16 นิ้ว จากถัง T-971 ถึงส่วนแยกจ่ายน้ำมันเตา ความยาว 20 เมตร (ΔP_0) มีความดันลดในระบบท่อ = 0.04 bar
- ระบบท่อเดิมขนาด 12 นิ้ว จากส่วนแยกจ่ายน้ำมันเตาถึงขาเข้าปั๊ม ความยาว 300 เมตร (ΔP_1)

- มีความดันตกในระบบท่อ = 0.31 bar
 - ระบบท่อเดิมขนาด 10 นิ้ว จากขาออกปั๊มถึง Junction Point ความยาว 300 เมตร (ΔP_2)
มีความดันตกในระบบท่อ = 1.90 bar
 - ความดันตกในระบบท่อทั้งหมด = $\Delta P_0 + \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0.04 + 0.31 + 1.90 = 2.25$ bar
- ดังนั้น ความดันที่ Junction Point = $0.09 + 3.20 - 2.25 = 1.04$ barg

4.3.2.2 ผลการคำนวณความดันตกในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

จากการคำนวณความดันตกในระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่จากถัง T-971 ถึง Junction Point รวมความยาวท่อทั้งหมด 1,120 เมตร พบว่ามีความดันตกในระบบท่อทั้งหมด 2.32 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.9 (เส้นล่าง)

- ระบบท่อใหม่ขนาด 16 นิ้ว จากถัง T-971 ถึงส่วนแยกจ่ายน้ำมันเตา ความยาว 20 เมตร (ΔP_0)
มีความดันตกในระบบท่อ = 0.04 bar
 - ระบบท่อใหม่ขนาด 16 นิ้ว จากส่วนแยกจ่ายน้ำมันเตาถึงขาเข้าปั๊ม ความยาว 300 เมตร (ΔP_1)
มีความดันตกในระบบท่อ = 0.26 bar
 - ระบบท่อใหม่ขนาด 12 นิ้ว จากขาออกปั๊มถึง Junction Point ความยาว 300 เมตร (ΔP_2)
มีความดันตกในระบบท่อ = 2.02 bar
 - ความดันตกในระบบท่อทั้งหมด = $\Delta P_0 + \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0.04 + 0.26 + 2.02 = 2.32$ bar
- ดังนั้น ความดันของปั๊มที่ต้องการ = $1.04 + 2.32 - 0.09 = 3.27$ bar



รูปที่ 4.9 แผนภาพประกอบการคำนวณความดันตกในระบบท่อจากถัง T-971 ไปยังท่าเรือ

4.3.3 ผลการคำนวณเสถียรภาพด้านท่อที่ใช้งานได้

ระดับน้ำในถัง T-971 ที่ต่ำที่สุดที่สามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำไปยังขาเข้าปั๊มเพื่อป้องกันไม่ให้เกิด การเกิดการกลายเป็นไอในของเหลวในปั๊ม ประเมินจากการคำนวณเสถียรภาพด้านท่อที่ใช้งานได้ โดยจะใช้สมการที่ 3.6 ในการคำนวณ รายละเอียดตามรูปที่ 4.10

- ความดันสัมบูรณ์ที่อยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ (H_u)

$$H_u = \text{ความดันบรรยากาศ (Atmospheric Pressure)} = 11.04 \text{ m}$$

- ความแตกต่างระหว่างระดับของไหลกับท่อดูดขาเข้าปั๊ม (H_s)

$$H_s = \text{ระดับในถังที่ต่ำที่สุดที่สามารถจ่ายน้ำมันเตาได้} = 1.00 \text{ m}$$

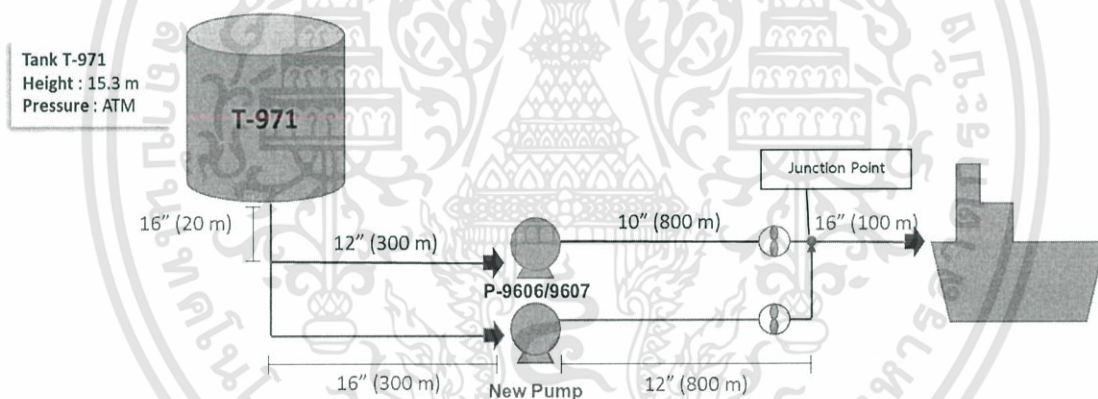
- ความดันไอของน้ำ (H_{vp})

$$H_{vp} = \text{ความดันไอของน้ำมันเตาที่อุณหภูมิ 100 องศาเซลเซียส} = 0.00 \text{ m}$$

- ความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อ (H_f)

$$H_f = \text{คำนวณจากสมการที่ 3-3 ถึง 3-5} = 3.82 \text{ m}$$

ดังนั้น ค่าเสถียรภาพด้านท่อที่ใช้งานได้ = $11.04 + 1.00 - 0.00 - 3.82 = 8.82 \text{ m}$



รูปที่ 4.10 แผนภาพประกอบการคำนวณเสถียรภาพด้านท่อที่ใช้งานได้ ในการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-971 ไปยังขาเข้าปั๊ม

4.3.4 ผลการคำนวณกำลังของปั๊ม

การคำนวณกำลังของปั๊มที่ต้องการจะใช้สมการที่ 3-13 และ 3-14 ในการคำนวณ โดยใช้ อัตราการไหลเชิงมวลและความดันปั๊มที่ต้องการเป็นตัวแปรในการคำนวณ จะได้กำลังของปั๊มที่ต้องการ สำหรับจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ไปยังท่าเรือ คือ 57.34 กิโลวัตต์

4.4 ผลการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

การคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่สำหรับการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือจะใช้สมการที่ 3-15 ในการคำนวณ จากการคำนวณความดันลดในระบบท่อจากถัง T-971 ถึงท่าเรือ รวมความยาวท่อทั้งหมด 1,220 เมตร พบว่ามีความดันลดในระบบท่อทั้งหมด 2.51 bar รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 4.9

- จากข้อ 4.3.2.2 ความดันลดในระบบท่อที่ติดตั้งใหม่จากถัง T-971 ถึง Junction Point

มีความดันลดในระบบท่อ = 2.32 bar

- ระบบท่อใหม่ขนาด 16 นิ้ว จากจุด Junction Point ถึงท่าเรือ ความยาว 100 เมตร (ΔP_3)

มีความดันลดในระบบท่อ = 0.19 bar

- ความดันลดในระบบท่อทั้งหมด = $\Delta P_1 + \Delta P_2 = 2.32 + 0.19 = 2.51$ bar

ดังนั้น ความดันขาออกจากระบบท่อก่อนจ่ายลงเรือ = $0.09 + 3.27 - 2.51 = 0.85$ barg ซึ่งเพียงพอที่จะจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือได้

4.5 ผลการประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับ

ค่าปรับที่ไม่ต้องจ่าย = เวลาที่จ่ายล่าช้าต่อเรือ 1 ลำ x จำนวนเรือใน 1 ปี x ค่าปรับเมื่อจ่ายล่าช้า
= 1.5 วัน/ลำ x 18 ลำ/ปี x 20,000 ดอลลาร์สหรัฐ/วัน x 33 บาท/ดอลลาร์สหรัฐ
= 17,820,000 บาท/ปี \approx 17.8 ล้านบาท/ปี

การติดตั้งระบบท่อใหม่เพิ่มเติมเพื่อเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือให้ทันเวลาที่กำหนดสามารถลดค่าปรับได้ประมาณ 17.8 ล้านบาทต่อปี โดยยังไม่รวมราคาของปั๊ม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ และค่าดำเนินการของปั๊ม

บทที่ 5

สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานพบว่าถัง 3T-601B และระบบท่อที่จะติดตั้งสามารถรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 รับน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออนและระบบ RO-EDI ด้วยอัตราการไหล 66.70, 120.00 และ 150.00 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง ตามลำดับ เพื่อเก็บสำรองน้ำปราศจากไอออนส่งไปยังหน่วยยูทิลิตี้และหน่วยการผลิตที่ 4 ด้วยปั๊ม P-1103A/B/C/F และ 4P-1103D/E ตามลำดับ เนื่องจากความดันภายในท่อก่อนเข้าถัง 3T-601B ของระบบท่อรับคอนเดนเสท ระบบท่อบริเวณน้ำปราศจากไอออนจากหน่วยผลิตน้ำปราศจากไอออน และ RO-EDI ที่คำนวณได้มีค่า 2.6, 1.1 และ 1.5 barg ตามลำดับ สูงกว่าความดันภายในถัง 3T-601B (1 atm) และค่าเสดบวกสุทธิด้านท่อชุดที่สามารถใช้งานได้ (NPSH_A) ของท่อบริเวณน้ำปราศจากไอออนมีค่า 8.6 เมตร ซึ่งสูงกว่าเสดบวกสุทธิด้านท่อชุดที่ต้องการ (NPSH_R) ที่มีค่าสูงสุด คือ 6.2 เมตร ทั้งนี้คำนวณได้ว่าเวลาสำรองน้ำปราศจากไอออนเพื่อการใช้งานจะเพิ่มขึ้น 4 ชั่วโมง 30 นาที (จาก 20 ชั่วโมง 10 นาที เป็น 24 ชั่วโมง 40 นาที) โดยมีค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงถัง 3T-601B และติดตั้งระบบท่อบริเวณน้ำปราศจากไอออนประมาณ 9,500,000 บาท

5.2 ข้อเสนอแนะ

หลังจากที่โรงกลั่นน้ำมันบางจากขยายกำลังการผลิตจาก 120 กิโลบาร์เรลต่อวัน เป็น 133 กิโลบาร์เรลต่อวัน ทำให้ต้องใช้แก๊สธรรมชาติเพิ่มขึ้นและอาจไม่เพียงพอ จึงอาจต้องกลับมาใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงทดแทนเพิ่มขึ้น ควรที่จะศึกษาความเป็นไปได้เกี่ยวกับการใช้น้ำมันเตาเพิ่มเติม

โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานพบว่าสามารถปรับปรุงระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซลให้เป็นระบบปิดเพื่อลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ได้ โดยใช้ท่อเหล็กกล้าคาร์บอนขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 1 นิ้ว รับน้ำทิ้งที่มีแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ปะปนจากครีမ် 3D-3715 ส่งไปยังขาเข้าปั๊ม 3P-3703 เพื่อส่งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำด้วยอัตราการไหล 2.0 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง เนื่องจากค่าเสถียรภาพสุทธิต้านต่อคูดที่สามารถใช้งานได้มีค่า 21.10 เมตร ซึ่งสูงกว่าเสถียรภาพสุทธิต้านต่อคูดที่ต้องการของปั๊มคือ 1.20 เมตร แสดงว่าสามารถส่งน้ำทิ้งไปยังขาเข้าปั๊มได้ การปรับปรุงระบบดังกล่าวจะสามารถลดปริมาณของแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์ในอากาศบริเวณท่อน้ำทิ้งจาก 125 ppm เป็น 0 ppm นอกจากนี้น้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วจะสามารถนำกลับมาใช้งานใหม่แทนน้ำอุตสาหกรรมได้ และไม่จำเป็นต้องส่งน้ำทิ้งไปบำบัดที่หน่วยบำบัดน้ำทิ้ง ทำให้สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้ประมาณ 730,000 บาทต่อปี โดยยังไม่รวมค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ

5.2 ข้อเสนอแนะ

อัตราการไหลที่ใช้อ้างอิงในการคำนวณเป็นอัตราการไหลที่ได้จากการวัดแบบหยาบๆ โดยใช้ถังขนาด 20 ลิตร และนาฬิกาจับเวลา ซึ่งเป็นการวัดเพียงช่วงเวลาเดียว อาจทำให้มีความคลาดเคลื่อนในการคำนวณได้ ควรเก็บข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อหาอัตราการไหลที่แน่นอน

โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งเรือ

5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานพบว่าอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่สามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำ ลงเรือให้ทันเวลา 7.5 วัน ตามสัญญา และรองรับกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต คือ 500 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และระบบท่อที่จะติดตั้งสามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 เพื่อขนส่งลงเรือผ่านปั๊มแรงเหวี่ยงที่จะติดตั้งใหม่ได้ เนื่องจากความดันขาออกจากระบบท่อก่อนจ่ายลงเรือที่คำนวณได้มีค่า 0.85 barg สูงกว่าความดันภายในถังรับน้ำมันเตา (1 atm) จึงสามารถจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ลงเรือได้ โดยข้อมูลจำเพาะของปั๊มที่จะติดตั้งต้องมีเขตนวกสุทธิด้านท่อดูดที่ต้องการ (NPSH_R) ไม่เกิน 8.82 เมตร และมีกำลัง 57.34 กิโลวัตต์ โดยมีค่าใช้จ่ายที่จะสามารถประหยัดได้จากการติดตั้งระบบท่อใหม่สำหรับเพิ่มอัตราการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากถัง T-969 และ T-971 ลงเรือให้ทันเวลาตามสัญญาได้ประมาณ 17,820,000 บาทต่อปี โดยยังไม่รวมราคาของปั๊มและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบท่อ

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 ในกรณีใช้งานระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือพร้อมกันทั้งระบบท่อเดิมและระบบท่อใหม่มีความยุ่งยากและอาจเกิดข้อผิดพลาดได้ง่าย เนื่องจากต้องควบคุมความดันที่จุดเชื่อมของระบบท่อทั้งสองให้เท่ากันจึงจะสามารถใช้งานระบบท่อทั้งสองพร้อมกันได้ จึงควรที่จะมีคนคอยดูแลในส่วนนี้อยู่ตลอดเวลาในการจ่ายน้ำมันเตาลงเรือ

5.2.2 เนื่องจากเหตุผลในข้อ 5.2.1 หากไม่จำเป็นควรใช้ระบบท่อที่ติดตั้งใหม่เพียงอย่างเดียวในการจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือและใช้ระบบท่อเดิมเป็นระบบท่อบำรุงในกรณีที่ระบบท่อที่ติดตั้งใหม่ไม่สามารถใช้งานได้หรือกำลังซ่อมบำรุงอยู่

บรรณานุกรม

- คุณโชติ ชลศึกษ์. 2560. การออกแบบระบบท่อทางวิศวกรรม. กรุงเทพฯ : ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
- บริษัท ทอปริช คอร์ปอเรชั่น จำกัด. 2561. ระบบ **Electrodeionization (EDI)**. [Online]. Available : <http://www.toprich.co.th/th/products/industrial/electrodeionization-edi/>
- บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน). 2561.
- สันติ วัฒนานุสรณ์. 2560. เอกสารประกอบการสอนวิชา **Fluid Mechanics**. วิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- Alma Engineering Supplies Ltd. 2018. **GE 2231 Bellow Sealed Globe Valve**. [Online]. Available : <http://www.alma-valves.ie/wp-content/uploads/14.-GE-2231-Bellow-Sealed-Globe-Valve1.pdf>
- Armstrong. 2018. **Steam Production and Condensate Recovery**. [Online]. Available : <https://th.kisspng.com/png-o835qf/preview.html>
- Automation Controls Inc. 2018. **VFD Variable Frequency Drive and Centrifugal Pump**. [Online]. Available : <http://www.oempanels.com/vfd-variable-frequency-drive-and-centrifugal-pump>
- Cengel, Y. and Boles, M. 2015. **Thermodynamics An Engineering Approach**, 8th Edition : McGraw-Hill, New York
- Fahim, M.A. Alsahhaf, T.A. Elkilani, A.S. 2010. **Fundamentals of Petroleum Refining**, Elsevier, Oxford
- Hydraulic Megastore. 2016. **PN16 Cast Iron Swing Check Valve**. [Online]. Available : <https://hydraulicmegastore.com/product/pn16-cast-iron-swing-check-valve/>
- IndiaMART. 2018. **Safety Valves**. [Online]. Available : <https://www.indiamart.com/proddetail/safety-valves-12878933448.html>
- Leengate Valves. 2018. **Ductile Iron Gate Valve – Flanged PN16 – Soft Seated**. [Online]. Available : <https://www.leengatevalves.co.uk/product/ductile-iron-gate-valve-flanged-pn16-soft-seated/>
- Munson, B.R. Young, Rothmayer, A.P. Okiishi, T.H., Huebsch, W.W. (2009). **Fundamentals of Fluid Mechanics**, 6th Edition : John Wiley & Sons, Inc., New York
- Nayyar, P.E. and Mohinder L. 2000. **Piping Handbook**, 6th Edition : McGraw-Hill, New York

Siamchemi. 2018. **Fuel Oils**. [Online]. Available : <https://www.siamchemi.com/fueloils>

Smith, P. and Zappe R. W. 2004. **Valve Selection Handbook**, 5th Edition : Gulf Professional, Burlington

Sunstar Energy and Technologies Ltd. 2018. **Water Treatment Facilities, Desalination by Reverse Osmosis**. [Online]. Available : <https://sunstar-energy-and-technologies-limited.business.site/>





เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก

ข้อมูลดิบ

ภาคผนวก ก แสดงข้อมูลดิบที่ใช้อ้างอิงในการคำนวณของทั้ง 3 ส่วนดังต่อไปนี้

โครงการที่ 1 การปรับปรุงถังเก็บน้ำมันเตาและการติดตั้งระบบท่อสำหรับระบบเก็บน้ำปราศจากไอออน

ตารางที่ ก.1 รายละเอียดของน้ำปราศจากไอออน

ตัวแปร	ค่าที่ได้
อุณหภูมิ (°C)	35.00
ความหนาแน่น (kg/m ³)	994.00
ความหนืดจำเพาะ (Pa·s)	0.72×10^{-3}
ความดันไอ (Pa)	5.62×10^3

ตารางที่ ก.2 รายละเอียดของระบบน้ำปราศจากไอออนภายในโรงกลั่น

ตัวแปร	ค่าที่ได้
ความยาวของระบบท่อจากบ่ิม TG-3 ถึงถัง 3T-601B (m)	630.00
ความยาวของระบบท่อจาก Demin Plant ถึงถัง 3T-601B (m)	56.00
ความยาวของระบบท่อจาก RO-EDI ถึงถัง 3T-601B (m)	80.00
ความยาวของระบบท่อจากถัง 3T-601B ถึงทางเข้าบ่ิม (m)	60.00
ความสูงจากพื้นถึงตำแหน่งที่ติดตั้งท่อทางเข้าถัง 3T-601B (m)	7.60
ความสูงจากพื้นถึงตำแหน่งที่ติดตั้งท่อทางออกถัง 3T-601B (m)	0.80
ความดันในถัง 3T-601B (barg)	0.00
ความดันในระบบท่อที่ทางออกบ่ิม TG-3 (barg)	7.50
ความดันในระบบท่อที่ทางออกจาก Demin Plant (barg)	2.00
ความดันในระบบท่อที่ทางออกจาก RO-EDI (barg)	2.00

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลรายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับโครงการที่ 1

ชื่อสาย	ชนิดของท่อ	ขนาดของท่อ	ความขรุขระสัมพัทธ์ของผิวท่อ (Relative roughness)
Condensate Inlet	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	6 นิ้ว – Schedule 40	1.95×10^{-5}
Demin Water Inlet	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	6 นิ้ว – Schedule 40	1.95×10^{-5}
Demin Water Outlet	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	8 นิ้ว – Schedule 40	1.46×10^{-5}

โครงการที่ 2 การลดการปล่อยแก๊สไฮโดรเจนซัลไฟด์จากระบบปล่อยน้ำทิ้งของหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจนในการผลิตน้ำมันดีเซล

ตารางที่ ก.4 รายละเอียดของน้ำทิ้งจากหน่วยกำจัดกำมะถันด้วยไฮโดรเจน

ตัวแปร	ค่าที่ได้
อุณหภูมิของน้ำทิ้ง (°C)	35.00
ความหนาแน่นของน้ำทิ้ง (kg/m ³)	994.00
ความหนืดจำเพาะของน้ำทิ้ง (Pa.s)	0.72×10^{-3}
ความดันไอของน้ำทิ้ง (kPa)	5.62

ตารางที่ ก.5 รายละเอียดของระบบส่งน้ำทิ้งไปบำบัดที่หน่วยไล่กำมะถันออกจากน้ำ

ตัวแปร	ค่าที่ได้
ความยาวของระบบท่อจากดรัม 3D-3715 ถึงทางเข้าปั๊ม 3P-3703 (m)	30.00
ความสูงจากดรัม 3D-3715 ถึงทางเข้าปั๊ม 3P-3703 (m)	15.00
ความดันในดรัม 3D-3715 (barg)	0.00
อัตราการไหลของน้ำทิ้งในระบบท่อ (m ³ /h)	2.00
เขตกว้างสุดที่ด้านท่อคู่ที่ต้องการของปั๊ม 3P-3703 (m)	1.20

ตารางที่ ก.6 รายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับโครงการที่ 2

ตัวแปร	ค่าที่ได้
ชนิดของท่อ	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน
ขนาดของท่อ	1 นิ้ว – schedule 40
ความขรุขระสัมพัทธ์ของผิวท่อ (Relative roughness)	1.13×10^{-4}

โครงการที่ 3 การปรับปรุงระบบจ่ายน้ำมันเตากำมะถันต่ำสำหรับการขนส่งลงเรือ

ตารางที่ ก.7 รายละเอียดของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ

ตัวแปร	ค่าที่ได้
อุณหภูมิของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ (°C)	100.00
ความหนาแน่นของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ (kg/m ³)	932.39
ความหนืดจำเพาะของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ (Pa.s)	4.43 x 10 ⁻²
ความดันไอของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ (kPa)	0.00

ตารางที่ ก.8 รายละเอียดของระบบส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ

ตัวแปร	ค่าที่ได้
อัตราการไหลของน้ำมันเตากำมะถันต่ำในระบบท่อ (m ³ /h)	500.00
ความยาวของระบบท่อจากถัง T-971 ถึงทางเข้าปั๊ม P-9607 (m)	320.00
ความยาวของระบบท่อจากถัง T-969 ถึงทางเข้าปั๊ม P-9607 (m)	270.00
ความยาวของระบบท่อจากทางออกปั๊ม P-9607 ถึงมาตรวัดน้ำมันเตา (m)	800.00
ความยาวของระบบท่อจากมาตรวัดน้ำมันเตาถึงท่าเรือ (m)	100.00
ระดับน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่ต่ำที่สุดในถัง T-971 (m)	1.00
ความดันในถัง T-971 (barg)	0.00
เขตบวกลูกศรด้านท่อคู่ที่ต้องการของปั๊ม P-9607 (m)	3.00

ตารางที่ ก.9 รายละเอียดของระบบท่อที่ติดตั้งใหม่สำหรับโครงการที่ 3

ชื่อสาย	ชนิดของท่อ	ขนาดของท่อ	ความขรุขระสัมพัทธ์ของผิวท่อ (Relative roughness)
ถัง T-971 ถึง ปั๊มที่ติดตั้งใหม่	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	16 นิ้ว – Schedule 40	7.87 x 10 ⁻⁶
ปั๊มที่ติดตั้งใหม่ ถึง มาตรวัดน้ำมันเตา	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	12 นิ้ว – Schedule 40	9.89 x 10 ⁻⁶
มาตรวัดน้ำมันเตา ถึง ท่าเรือ	ท่อเหล็กกล้าคาร์บอน	16 นิ้ว – Schedule 40	7.87 x 10 ⁻⁶

ภาคผนวก ข

ตัวอย่างการคำนวณความเร็วและความดันขาออกจากระบบท่อ

1. ข้อมูลการคำนวณ

อุณหภูมิของน้ำปราศจากไอออน	=	35.00	°C
ความหนาแน่นของน้ำปราศจากไอออน	=	994.00	kg/m ³
ความหนืดจำเพาะของน้ำปราศจากไอออน	=	0.72 x 10 ⁻³	Pa·s
ความสูงจากพื้นถึงตำแหน่งที่ติดตั้งท่อทางเข้าถัง 3T-601B	=	7.60	m
ความยาวของระบบท่อเดิมจากปั๊ม TG-3 ถึงข้อขยายขนาดท่อ	=	600.00	m
ความยาวของระบบท่อใหม่จากข้อขยายขนาดท่อถึงถัง 3T-601B	=	30.00	m
ความขรุขระของผิวในท่อ	=	0.30 x 10 ⁻⁴	m
ขนาดของท่อที่ใช้ในระบบท่อเดิม	=	4	in
ขนาดของท่อที่ใช้ในระบบท่อใหม่	=	6	in
เส้นผ่านศูนย์กลางกลางของท่อเดิม	=	0.1023	m
เส้นผ่านศูนย์กลางกลางของท่อใหม่	=	0.1542	m
ความดันในถัง 3T-601B	=	0.00	barg
ความดันในระบบท่อที่ขาออกปั๊ม TG-3	=	7.50	barg
ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก	=	9.81	m ² /s

2. การคำนวณความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อ

$$Q = Av \quad (2-3)$$

$$\begin{aligned} \text{เมื่อ } Q &= 66.70 \text{ m}^3/\text{h} \\ A &= 8.22 \times 10^{-3} \text{ m}^2 \end{aligned}$$

จะได้ความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อเดิม ดังนี้

$$\begin{aligned} v &= \frac{66.70 \text{ m/h}}{8.22 \times 10^{-3}} \\ &= 8,114.36 \text{ m/h} \\ &= 2.25 \text{ m/s} \end{aligned}$$

สำหรับความเร็วของน้ำปราศจากไอออนภายในระบบท่อใหม่ จะได้

$$\begin{aligned} v &= \frac{66.70 \text{ m/h}}{1.87 \times 10^{-2}} \\ &= 3,566.84 \text{ m/h} \\ &= 0.99 \text{ m/s} \end{aligned}$$

3. กำหนดความดันขาออกจากระบบท่อที่จะติดตั้งใหม่

ตัวอย่างการคำนวณความดันขาออกจากระบบท่อจะใช้ค่าจากกรณีรับคอนเดนเสทจากหน่วยการผลิตที่ 3 ส่งเข้าถัง 3T-601B

3.1 กำหนดความสูญเสียรวมภายในระบบท่อ

$$h_L = \frac{v^2}{2g} \left[\frac{fL}{d} + \sum K_L \right] \quad (2-4)$$

โดยที่ f หาได้จาก

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\frac{6.9}{\text{Re}} + \left(\frac{\mathcal{E}/d}{3.7} \right)^{1.11} \right] \quad (2-7)$$

และ

$$\text{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (2-5)$$

เมื่อ	L	=	600.00 m
	d	=	0.1023 m
	\mathcal{E}	=	0.3×10^{-4} m
	ρ	=	994.00 kg/m ³
	μ	=	0.72×10^{-3} Pa•s
	V	=	2.25 m/s
	g	=	9.81 m ² /s

จะได้ความสูญเสียรวมภายในระบบท่อ ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Re} &= \frac{994 \times 2.25 \times 0.1023}{0.72 \times 10^{-3}} \\ &= 317,769.37 \end{aligned}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\frac{6.9}{317,769.37} + \left(\frac{0.3 \times 10^{-4} / 0.1023}{3.7} \right)^{1.11} \right]$$

$$f = 0.0167$$

$$\begin{aligned} h_L &= \frac{2.25^2}{2 \times 9.81} \left[\frac{0.0167 \times 1.5 \times 600}{0.1023} \right] \\ &= 37.91 \text{ m} \end{aligned}$$

สำหรับความสูญเสียรวมภายในระบบท่อใหม่ จะได้

$$\begin{aligned} \text{Re} &= \frac{994 \times 0.99 \times 0.1542}{0.72 \times 10^{-3}} \\ &= 210,752.85 \end{aligned}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left[\frac{6.9}{210,752.85} + \left(\frac{0.3 \times 10^{-4} / 0.1542}{3.7} \right)^{1.11} \right]$$

$$f = 0.0167$$

$$\begin{aligned} h_L &= \frac{0.99^2}{2 \times 9.81} \left[\frac{0.0167 \times 1.5 \times 30}{0.1542} \right] \\ &= 0.24 \text{ m} \end{aligned}$$

จะได้ความสูญเสียรวมภายในระบบท่อทั้งหมดคือ $37.91 \text{ m} + 0.24 \text{ m} = 38.15 \text{ m}$

3.2 คำนวณความดันตกภายในระบบท่อ

$$\frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) + (P_1 - P_2) + \rho g (z_1 \pm z_2) = \rho g h_L \quad (2-2)$$

$$\begin{aligned} \text{เมื่อ } v_1 &= 2.25 \text{ m/s} \\ v_2 &= 0.99 \text{ m/s} \\ (z_1 \pm z_2) &= -7.60 \text{ m} \\ h_L &= 38.15 \text{ m} \\ \rho &= 994.00 \text{ kg/m}^3 \\ g &= 9.81 \text{ m}^2/\text{s} \end{aligned}$$

จะได้ความดันตกภายในระบบท่อเดิม ดังนี้

$$\frac{1}{2} \times 994 \times (2.25^2 - 0.99^2) + (P_1 - P_2) + 994 \times 9.81 \times (-7.60) = 994 \times 9.81 \times 38.15$$

$$(P_1 - P_2) = 444,085.70 \text{ Pa} = 4.39 \text{ barg}$$

3.3 คำนวณความดันขาออกจากระบบท่อ

ความดันขาออกจากระบบท่อ = ความดันเริ่มต้น - ความดันตกภายในระบบท่อที่ติดตั้งใหม่

$$= 7.50 - 4.39 \text{ barg}$$

$$= 3.11 \text{ barg}$$



ภาคผนวก ค

ตัวอย่างการคำนวณเสถียรภาพสุทธิต้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้

1. ข้อมูลการคำนวณ

อุณหภูมิของน้ำปราศจากไอออน	=	35.00	°C
ความหนาแน่นของน้ำปราศจากไอออน	=	994.00	kg/m ³
ความหนืดจำเพาะของน้ำปราศจากไอออน	=	0.72 x 10 ⁻³	Pa•s
ความดันไอของน้ำปราศจากไอออน	=	5.62 x 10 ³	Pa
ความสูงจากพื้นถึงตำแหน่งที่ติดตั้งท่อทางออกถัง 3T-601B	=	0.80	m
ความยาวของระบบท่อจากถัง 3T-601B ถึงทางเข้าปั๊ม	=	60.00	m
ความขรุขระของผิวในท่อ	=	0.30 x 10 ⁻⁴	m
ขนาดของท่อที่ใช้ในระบบท่อ	=	8	in
เส้นผ่านศูนย์กลางกลางของท่อ	=	0.2027	m
ความดันในถัง 3T-601B	=	1.01 x 10 ⁵	Pa
ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก	=	9.81	m ² /s
เสถียรภาพสุทธิต้านท่อดูดที่ต้องการของปั๊มที่มากที่สุด (P-1103F)	=	6.2	m

2. การคำนวณเสถียรภาพสุทธิต้านท่อดูดที่สามารถใช้งานได้

$$NPSH_A = H_a \pm H_s - H_{vp} - H_f \quad (2-8)$$

2.1 การคำนวณความดันสัมบูรณ์ที่อยู่เหนือแหล่งเก็บน้ำ (H_a)

$$\begin{aligned} H_a &= \text{ความดันในถัง 3T-601B} \\ &= 1.01 \times 10^5 \text{ Pa} \\ &= \frac{1.01 \times 10^5}{994 \times 9.81} \\ &= 10.4 \text{ m} \end{aligned}$$

2.2 คำนวณความแตกต่างระหว่างระดับของไหลกับท่อคูดทางเข้าปั๊ม (H_s)

$$\begin{aligned} H_s &= \text{ความสูงจากพื้นถึงตำแหน่งที่ติดตั้งท่อทางออกถัง 3T-601B} \\ &= 0.8 \text{ m} \end{aligned}$$

2.3 คำนวณความดันไอของน้ำ (H_{vp})

$$\begin{aligned} H_{vp} &= \text{ความดันไอของน้ำปราศจากไอออนที่อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส} \\ &= 5.6 \times 10^3 \text{ Pa} \\ &= \frac{5.6 \times 10^3}{994 \times 9.81} \\ &= 0.6 \text{ m} \end{aligned}$$

2.4 คำนวณความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อ (H_f)

โดยการคำนวณความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อในกรณีส่งน้ำปราศจากไอออนไปยังทางเข้าปั๊มจะส่งที่ความเร็วในท่อสูงสุดคือ 2.50 เมตรต่อวินาที

จะได้ความสูญเสียเนื่องจากความเสียดทานในระบบท่อ ดังนี้

$$\begin{aligned} Re &= \frac{994 \times 2.50 \times 0.2027}{0.72 \times 10^{-3}} \\ &= 699,596.53 \\ \frac{1}{\sqrt{f}} &= -1.8 \log \left[\frac{6.9}{699,596.53} + \left(\frac{0.3 \times 10^{-4}}{0.2027} \right)^{1.11} \right] \\ f &= 0.0143 \\ h_L &= \frac{2.50^2}{2 \times 9.81} \left[\frac{0.0143 \times 1.5 \times 60}{0.2027} \right] \\ &= 2.02 \text{ m} \end{aligned}$$

จะได้ค่าเฮดบวกสุทธิด้านท่อคูดที่สามารถใช้งานได้ = $10.4 + 0.8 - 0.6 - 2.02 = 8.58 \text{ m}$

ภาคผนวก ง

ตัวอย่างการคำนวณกำลังของปั๊ม

1. ข้อมูลการคำนวณ

ความหนาแน่นของน้ำมันเตากำมะถันต่ำ	=	932.39	kg/m ³
อัตราการไหลของน้ำมันเตากำมะถันต่ำในระบบท่อ	=	500.00	m ³ /h
ความดันไอของน้ำปราศจากไอออน	=	5.62 x 10 ³	Pa
ความเร่งเนื่องจากแรงโน้มถ่วงของโลก	=	9.81	m ² /s
ความเร็วของน้ำมันเตากำมะถันต่ำในระบบท่อฝั่งทางเข้าปั๊ม	=	1.22	m/s
ความเร็วของน้ำมันเตากำมะถันต่ำในระบบท่อฝั่งทางออกปั๊ม	=	1.92	m/s
ผลต่างความดันระหว่างทางออกและทางเข้าของปั๊ม	=	3.30 x 10 ⁵	Pa
ผลต่างความสูงระหว่างทางออกและทางเข้าของปั๊ม	=	0.00	m
ประสิทธิภาพในการทำงานของปั๊ม	=	0.80	

2. ค่าแรงก้ำลังของปั๊ม

2.1 ค่าแรงก้ำลังเฮดปั๊ม

$$\Delta H = \frac{(P_2 - P_1)}{\rho} + g(Z_2 - Z_1) + \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2} \quad (2-10)$$

$$\text{เมื่อ } \rho = 932.39 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9.81 \text{ m}^2/\text{s}$$

$$(P_2 - P_1) = 3.30 \times 10^5 \text{ Pa}$$

$$(z_2 - z_1) = 0.00 \text{ m}$$

$$v_1 = 1.22 \text{ m/s}$$

$$v_2 = 1.92 \text{ m/s}$$

จะได้เฮดปั๊มสำหรับส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ ดังนี้

$$\begin{aligned} \Delta H &= \frac{3.30 \times 10^5}{932.39} + (9.81 \times 0.00) + \frac{(1.92^2 - 1.22^2)}{2} \\ &= 355.03 \text{ J/kg} \end{aligned}$$

2.2 จำนวนกำลังของปั๊ม

$$P_B = \dot{m} \left[\frac{\Delta H}{\eta} \right] \quad (2-9)$$

$$\begin{aligned} \text{เมื่อ } \dot{m} &= (932.39 \text{ kg/m}^3) \times (500.00 \text{ m}^3/\text{h}) \\ &= 466,195 \text{ kg/h} \\ &= 129.50 \text{ kg/s} \\ \Delta H &= 355.03 \text{ J/kg} \\ \eta &= 0.80 \end{aligned}$$

จะได้กำลังของปั๊มที่ต้องสำหรับส่งน้ำมันเตากำมะถันต่ำลงเรือ ดังนี้

$$\begin{aligned} P_B &= 129.50 \times \left[\frac{355.03}{0.80} \right] \\ &= 57,470.48 \text{ W} \\ &= 57.47 \text{ kW} \end{aligned}$$

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายก้องภพ วัฒนเมธากุล
วัน เดือน ปีเกิด 8 มีนาคม 2540
ที่อยู่ 27/4 หมู่ 1 ถ.บางกรวย-ไทรน้อย ต.บางรักพัฒนา อ.บางบัวทอง จ.นนทบุรี 11110
E-mail kongpop.wattanametakul@gmail.com
โทรศัพท์ 086-336-4862

ประวัติการศึกษา

- พ.ศ. 2552 - 2557 ระดับมัธยมศึกษา โรงเรียนชลประทานวิทยา
- พ.ศ. 2558 - ปัจจุบัน วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วศ.บ.) สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประสบการณ์

- นักศึกษาฝึกงาน แผนกวิศวกรกระบวนการ บริษัท สตาร์ ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง จำกัด (มหาชน) ตั้งแต่วันที่ 4 มิถุนายน 2561 ถึงวันที่ 31 กรกฎาคม 2561
- นักศึกษาโครงการสหกิจศึกษา แผนกวิศวกรส่วนเทคนิค โรงกลั่น บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ตั้งแต่วันที่ 3 สิงหาคม 2561 ถึงวันที่ 23 พฤศจิกายน 2561