



รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบพื้นฐานกระบวนการผลิตสารอะโรมาติกให้ได้สูงที่สุด  
Front End Engineering Design for Maximum Aromatics (MARS)



นายศุภกานต์ สีขำ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2561



## รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การออกแบบพื้นฐานกระบวนการผลิตสารอะโรมาติกให้ได้สูงที่สุด  
Front End Engineering Design for Maximum Aromatics (MARS)

นายศุภกานต์ สีขำ

ภาควิชาวิศวกรรมการวัดและควบคุม

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2561

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชื่อโครงการสหกิจศึกษา การผลิตสารอะโรมาติกให้ได้สูงที่สุด

ชื่อ-สกุล นักศึกษา นายศุภกานต์ สีขำ

คณะ วิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชา วิศวกรรมการวัดคุม

ชื่อ-สกุล อาจารย์นิเทศ รศ.สักริยา ชิตวงศ์

ชื่อ-สกุล ผู้นิเทศงาน นายนนทรี คำบัว

สถานประกอบการ บริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

### บทคัดย่อ

รายงานสหกิจศึกษาฉบับนี้จะกล่าวถึงการดำเนินการออกแบบการผลิตสารอะโรมาติกให้ได้สูงสุด โดยโครงการนี้จะอยู่ในขั้นตอน Front End Engineering and Design (FEED) โดยรับผิดชอบในการประเมินงบประมาณที่ต้องใช้ให้ลูกค้ารวมถึงการออกแบบขั้นพื้นฐานเพื่อประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นในโครงการ ซึ่งงานที่ได้รับมอบหมายคือการจัดทำฐานข้อมูลของอุปกรณ์การวัดที่อยู่ในขอบเขตของโครงการ การตรวจสอบความผิดพลาดในการออกแบบ รวมถึงเอกสารที่ระบุรายละเอียดของเครื่องมือวัด โดยจัดทำในโปรแกรม Microsoft Access และ SmartPlant Instrumentation (SPI) หรือ INTOOL

**Cooperative Title:** Maximum Aromatics (MARS)

**Student Intern Name:** Mr. Supakan Seekom

**Faculty:** Engineering **Department:** Instrumentation and Control Engineering

**Advisor Name:** Assoc. Prof. Sakreya Chitwong

**Mentor Name:** Mr. Nonthree Khumbua

**Company:** Foster Wheeler (Thailand) Limited

## ABSTRACT

This cooperative educational report describes a working procedure of Front End Engineering and Design (FEED) of Maximum Aromatics (MARS) Project will be responsible basic design, cost Estimate, reduce schedule and cost. Assignment Include Instrument Database, assign tag and correct P&ID, Instrument Datasheet that's created by Microsoft Access, SmartPlant Instrumentation (SPI) or INTOOL Program.

## กิตติกรรมประกาศ

รายงานสหกิจศึกษานี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์จาก บริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ที่ให้โอกาสข้าพเจ้าได้เข้าไปฝึกปฏิบัติงานโครงการสหกิจศึกษา ทำให้ได้รับความรู้และประสบการณ์ในการทำงานของวิศวกรเครื่องมือวัดมากยิ่งขึ้นและต้องกราบขอบพระคุณ คุณณรงค์ ศीलมงคล ผู้จัดการแผนก C&I, คุณนนตรี คำบัว ผู้นิเทศงาน รวมไปถึง พี่ๆ ทุกท่านที่ให้คำแนะนำและให้ความรู้ในการทำงาน และสุดท้ายขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่าน ที่ได้ให้คำแนะนำและให้ข้อคิดเห็นต่างๆ อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งแก่ข้าพเจ้า

ศุภกานต์ สีขำ  
ผู้จัดทำ



# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญรูปภาพ.....	VII
สารบัญตาราง.....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ.....	2
1.3 ขอบเขตการทำโครงการ.....	2
1.4 วิธีดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและความรู้ที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1 Front End Engineering Design (FEED).....	4
2.2 Maximum Aromatics Project (MARS).....	5
2.3 พื้นที่อันตราย.....	7
2.3.1 การจำแนกเป็นประเภทแบบตามมาตรฐาน NEC.....	8
2.3.1.1 บริเวณอันตรายประเภทที่ 1 (Class 1).....	8
2.3.2.1 บริเวณอันตรายประเภทที่ 2 (Class 2).....	9
2.3.2 การจำแนกเป็นโซน (Zone) เป็นไปตามมาตรฐานของ IEC.....	9
2.4 เครื่องมือวัดความดัน.....	12
2.5 เครื่องมือวัดอุณหภูมิ.....	14
2.5.1 เทอร์โมเวล.....	14
2.5.2 เทอร์โมคัปเปิ้ล.....	16
2.5.3 อาร์ทีดี.....	19
2.5.4 เกจวัดอุณหภูมิ.....	20
2.5.5 Temperature Transmitter.....	21

## สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
2.6 เครื่องมือวัดการไหล.....	21
2.6 เครื่องมือวัดการไหล.....	21
2.6.1 แผ่นออริฟิส.....	21
2.6.1.1 ชนิดของแผ่นออริฟิส.....	22
1) Concentric Orifice Plate.....	22
2) Eccentric Orifice Plate.....	23
3) Segmental Orifice Plate.....	23
4) Quadrant Orifice Plate.....	24
5) Restriction Orifice Plate.....	24
2.6.1.2 จุดต่อสำหรับวัดค่าความดันความแตกต่าง.....	24
1) จุดต่อที่หน้าแปลน (Flange Tap).....	24
2) จุดต่อที่ระยะ D และ 0.5 D (Vena Contracta Taps).....	25
3) จุดต่อที่ Corner (Coner Taps).....	26
2.6.1.3 การเลือกใช้แผ่นออริฟิส.....	26
2.6.1.4 Differential Pressure Flow Transmitter.....	27
2.6.2 โรตاميเตอร์.....	28
2.7 เครื่องมือวัดระดับ.....	29
2.7.1 Displacer.....	29
2.7.2 เกจวัดระดับ.....	30
2.7.2.1 แบบแม่เหล็ก (Magnetic).....	30
2.7.2.2 แบบสะท้อนแสง (Reflex).....	30
2.7.2.3 แบบโปร่งแสง (Transparent).....	30
2.7.2.4 Differential Pressure Level Transmitter.....	30
2.8 HART Communication.....	31
2.9 วาล์วควบคุม.....	32
2.9.1 ส่วนประกอบวาล์วควบคุม.....	33
2.9.2 ชนิดวาล์วควบคุม.....	35

## สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
2.9.2.1 Gate valve.....	35
2.9.2.2 Glove Valve.....	35
2.9.2.3 Rotary Valve.....	35
1) Ball Valve.....	36
2) Butterfly Valve.....	37
3) Plug Valve.....	38
<b>บทที่ 3 วิธีการดำเนินงาน.....</b>	<b>40</b>
3.1 Assign Tag and Correct P&ID.....	42
3.1.1 Existing Plant .....	42
3.1.2 Existing Plant (New P&ID) และ New Plant (ISBL&OSBL).....	42
3.2 Instrument Database.....	43
3.2.1 การบันทึกข้อมูล.....	43
3.3 Instrument Datasheet.....	54
3.3.1 Process Datasheet.....	54
3.3.2 การคำนวณรูของแผ่นออริฟิสมานโมดูลคำนวณ.....	55
3.3.3 Instrument Datasheet module .....	58
3.3.3.1 General.....	58
3.3.3.2 Process Conditions.....	59
3.3.3.3 Orifice Plate.....	59
3.3.3.4 Orifice Flange.....	60
3.4 Material Requisition (MR) For Budgetary.....	61
<b>บทที่ 4 ผลการดำเนินงาน.....</b>	<b>62</b>
4.1 Instrument Datasheet.....	62
4.2 การนับจำนวนอุปกรณ์ที่อยู่ในขอบเขตของโครงการ.....	62
4.3 การนับจำนวน I/O ที่อยู่ในขอบเขตของโครงการ.....	65
<b>บทที่ 5 วิเคราะห์ผลและสรุปผล.....</b>	<b>67</b>
5.1 สรุปผลการดำเนินงาน.....	67

## สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
5.2 ปัญหาและอุปสรรค.....	68
5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา.....	68
เอกสารอ้างอิง.....	69
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก แผนภาพ Piping Instrument Diagram.....	70
ภาคผนวก ข แผนภาพ Piping Instrument Diagram Legends & General.....	72



## สารบัญรูปภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 ขั้นตอนการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพสูงสุด.....	4
2.2 กราฟแสดงผลของการทำ Front End Engineering Design (FEED).....	4
2.3 ภาพรวมกระบวนการผลิต Paraxylene.....	6
2.4 แสดงการแยกส่วนระหว่าง ISBL & OSBL.....	7
2.5 การจำแนกพื้นที่อันตรายตามมาตรฐาน NEC.....	9
2.6 แนวคิดการแบ่งโซน.....	10
2.7 การเปรียบเทียบพื้นที่อันตรายของมาตรฐาน NEC และ IEC.....	11
2.8 การเปรียบเทียบของมาตรฐาน NEC และ IEC สำหรับฝุ่นไวไฟ.....	11
2.9 ความหมายของตัวอักษรย่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่อันตราย.....	11
2.10 ความหมายของตัวอักษรย่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่อันตราย(ต่อ).....	12
2.11 ส่วนประกอบต่างๆของเกจวัดความดัน.....	13
2.12 ชนิดของเทอร์โมเวลต่างๆที่ถูกพบมากที่สุดในอุตสาหกรรม.....	14
2.13 ลักษณะโดยทั่วไปของการติดตั้งเทอร์โมเวล.....	14
2.14 ระยะเวลาที่ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเทอร์โมเวลในท่อ.....	15
2.15 ชนิดของวัสดุตัวนำที่ใช้ในการผลิตเทอร์โมคัปเปิ้ลมาตรฐาน.....	16
2.16 ชนิดของเทอร์โมคัปเปิ้ลตามมาตรฐาน ISA.....	17
2.17 ชนิดของ Thermocouple ตามมาตรฐาน ANSI.....	18
2.18 สายไฟที่ต่อกับหัววัด.....	18
2.19 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างความต้านทานและอุณหภูมิของวัสดุ.....	19
2.20 ส่วนประกอบอาร์ทีดี.....	20
2.21 การขยายตัวของแถบโลหะ.....	20
2.22 แท่งโลหะคู่ในลักษณะหมุนเป็นเกลียว.....	21
2.23 แสดงถึงแผ่นออริฟิสตามมาตรฐาน.....	22
2.24 Concentric Orifice Plate.....	23
2.25 Eccentric Orifice Plate.....	23
2.26 Segmental Orifice Place.....	23
2.27 Quadrant Orifice Plate.....	24

## สารบัญรูปภาพ(ต่อ)

รูปที่	หน้า
2.28 Restriction Orifice Plate.....	24
2.29 ลักษณะจุดต่อแบบ Flange Taps.....	25
2.30 ลักษณะจุดต่อแบบ Vena Contracta Taps.....	25
2.31 ลักษณะจุดต่อแบบ Corner Taps.....	26
2.32 การติดตั้ง Differential Pressure Flow Transmitter รูปแบบต่างๆ.....	27
2.33 โรตاميเตอร์รูปแบบต่างๆ.....	28
2.34 การติดตั้งโรตاميเตอร์กับระบบท่อปิด.....	29
2.35 การทำงานของ Displacer.....	29
2.36 แสดงถึงวิธีการส่งสัญญาณแบบ HART.....	31
2.37 การสื่อสารแบบ HART โดยสัญญาณดิจิทัลอยู่บนสัญญาณอนาล็อก.....	32
2.38 การสื่อสารแบบ HART เป็นการสื่อสารแบบ 2 ทาง.....	32
2.39 แสดงส่วนประกอบของวาล์ว.....	34
2.40 Gate Valve.....	35
2.41 Glove valve.....	36
2.42 Ball valve.....	37
2.43 รูปแบบการทำงานของ Ball valve.....	37
2.44 Butterfly Valve.....	38
2.45 รูปแบบการทำงานของ Butterfly valve.....	38
2.46 Plug valve.....	39
3.1 สัญลักษณ์โดยทั่วไป (General Symbol).....	40
3.2 แสดง P&ID ที่ใช้ในโครงการนี้.....	41
3.3 แสดงรูปแบบการกำหนดหมายเลขของอุปกรณ์การวัด.....	41
3.4 แสดงถึงการกำหนดหมายเลขให้กับ Instrument สำหรับ Unit ที่ 69.....	42
3.5 การกำหนดหมายเลขให้กับ Instrument สำหรับ Existing Plant (New P&ID) & New Plant (ISBL&OSBL) .....	43
3.6 ตัวอย่างของ P&ID สำหรับนำไปกรอกข้อมูลลงในฐานข้อมูล (Database).....	45
3.7 คือตัวอย่างของสัญลักษณ์ของเครื่องมือวัดอัตราการไหล.....	45

## สารบัญรูปภาพ(ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.8 ข้อมูลฐานข้อมูล (Database) ที่ถูกสร้างในโปรแกรม Microsoft Access.....	47
3.9 คือการนำข้อมูลจาก Microsoft Access เข้าสู่ SPI ผ่านโมดูล Import Utility.....	47
3.10 แสดงขั้นตอนการเข้าถึงโมดูล ODBC.....	48
3.11 หน้าต่างแสดงผลของโมดูล ODBC Data Souce Administrator.....	48
3.12 โมดูล Import Utility.....	49
3.13 หน้าต่างให้กรอก User name และ Password.....	49
3.14 หน้าต่างให้เลือก Domain และ Area ที่เราต้องการ.....	50
3.15 คลิก Edit link บน File ที่ได้ทำการ Configure ค่าไว้.....	50
3.16 แสดงหน้าต่างหลังจากกด Edit link.....	51
3.17 เลือก Table ที่ต้องการ Import.....	51
3.18 หน้าต่างหลังจากเลือก Properties.....	52
3.19 เลือกที่ Open Link.....	52
3.20 แสดงไอคอนให้เลือกใช้ในการ Import.....	53
3.21 แสดงหน้าต่างหลังจากกด Test.....	53
3.22 แสดงข้อมูล Database หลังจาก Import เข้าสู่ โปรแกรม SPI เรียบร้อยแล้ว.....	54
3.23 การกรอกข้อมูลผ่านโมดูล Process Datasheet.....	55
3.24 คือโมดูล Calculation ของเพื่อหาขนาดรูของแผ่นออริฟิส.....	55
3.25 หลังกด Calculation จะแสดงค่า Bata ratio และ Orifice Diameter.....	57
3.26 Instrument Datasheet.....	58
3.27 Instrument Datasheet General part.....	59
3.28 Instrument Datasheet Process condition part.....	59
3.29 Instrument Datasheet Orifice Plate part.....	60
3.30 Instrument Datasheet Orifice Flange part.....	60
4.1 Instrument Datasheet.....	62

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 ตัวอย่างข้อมูลที่กรอกลงในฐานข้อมูล.....	45
4.1 การนับอุปกรณ์การวัดของยูนิต (Unit) ที่ 70.....	64
4.2 จำนวน I/O ทั้งหมดของยูนิต (Unit) ที่ 70.....	66



# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

บริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นบริษัทที่ให้บริการทางด้านงานวิศวกรรมต่างๆ เช่น Basic Engineering Design (BED), Front End Engineering Design (FEED), Engineering, Procurement and Construction management (EPCm) และ Project Management Consultant (PMC) โดยโครงการส่วนใหญ่ที่บริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้รับผิดชอบจะเป็นอุตสาหกรรมจำพวกโรงกลั่นน้ำมันและโรงงานปิโตรเคมี เป็นต้น

สำหรับขั้นตอน Front End Engineering (FEED) ของโครงการ Maximum Aromatics (MARS) มีจุดประสงค์คือการวางแผนการสร้างโรงคัดแยกสารประกอบอะโรมาติกโดยสารประกอบที่ลูกค้าให้ความสนใจมากที่สุดคือสารประกอบอะโรมาติกชนิด Paraxylene และประเมินมูลค่าของโครงการว่าจะต้องใช้เงินลงทุนและเวลาเท่าไรในการดำเนินการก่อสร้าง เพื่อนำไปใช้สำหรับประกอบการตัดสินใจที่จะลงทุนกระบวนการผลิตนี้ต่อหรือไม่

โครงการสร้างโรงคัดแยกสารประกอบอะโรมาติกชนิด Paraxylene ซึ่งในขณะนี้อยู่ในขั้นตอน Front End Engineering (FEED) ซึ่งเป็นขั้นตอนของการวางแผนและประเมินมูลค่าของโครงการ ในการที่จะลงทุนก่อสร้างโรงคัดแยกสารจะต้องใช้เวลาและเงินทุนมหาศาล อาจทำให้โครงการนี้ล้มเหลวได้ถ้าหากดำเนินการก่อสร้างโดยไม่วางแผนและทำการประมาณจำนวนเงินที่ต้องใช้ในการลงทุนล่วงหน้า อาจจะทำให้เงินที่ต้องใช้ในการลงทุนของโครงการไม่เพียงพอซึ่งอาจจะเป็นผลให้ต้องหยุดโครงการ หรือหากว่าโครงการใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างนานเกินกว่าที่คาดไว้อาจจะทำให้โครงการไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาที่ตั้งไว้ แต่ถ้าหากมีการวางแผนและจัดการที่ดีก่อนที่จะมีการก่อสร้างจริงก็จะทำให้สามารถจะควบคุมระยะเวลาในการก่อสร้างให้เป็นไปตามที่กำหนดได้ง่ายขึ้น และถ้าหากทำการประเมินค่าใช้จ่ายที่ต้องใช้ในการก่อสร้างทั้งหมดก่อนทำการก่อสร้างจริงก็จะทำให้สามารถตัดสินใจได้ว่าจะลงทุนก่อสร้างหรือไม่ หรือสามารถจัดสรรงบประมาณเพื่อมาใช้ในการก่อสร้างได้ทันโดยที่ไม่ต้องหยุดโครงการเนื่องจากเงินลงทุนไม่เพียงพอได้ ซึ่งทั้งหมดนี้ก็เป็นเหตุผลที่ว่า ทำไมจึงต้องมีการทำ Front End Engineering Design (FEED) ของโครงการ

อีกทั้งโครงการนี้จะเป็นการสร้างโรงคัดแยกใหม่ ดังนั้นเครื่องมือวัดหรืออุปกรณ์ต่างๆส่วนใหญ่เป็นอุปกรณ์ตัวใหม่ แต่อุปกรณ์บางตัวที่ทางลูกค้ามีอยู่แล้วสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในโครงการนี้ได้โดยลูกค้าจะกำหนดว่าต้องการให้อุปกรณ์ตัวไหนที่ยังสามารถใช้งานแทนได้มาใช้ในโครงการเพื่อเป็นการลดต้นทุนอีกทั้งยังต้องคำนึงถึงความสะดวกและความชำนาญในการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ด้วย

เนื่องจากอุปกรณ์ชนิดใหม่ที่จะถูกติดตั้งในโครงการลูกค้าไม่สะดวกในการใช้งานและมีความชำนาญไม่เพียงพอต่อการซ่อมบำรุงอุปกรณ์โดยลูกค้าชำนาญอุปกรณ์ชนิดเดิมมากกว่า ดังนั้นจึงจำเป็นต้องสอบถามลูกค้าเกี่ยวกับรายละเอียดที่ลูกค้าต้องการให้ชัดเจนและไปสำรวจที่หน้างานเพื่อประเมินความเป็นไปได้ในการติดตั้งอุปกรณ์ที่ลูกค้าต้องการในโครงการนี้

## 1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1. เพื่อจัดทำเอกสาร Instrument List สำหรับสรุปรายการข้อมูลต่างๆของอุปกรณ์การวัดให้กับลูกค้า
2. เพื่อจัดทำ Material Take Off (MTO) เป็นชื่อของเอกสารสำหรับสรุปรายการจำนวนอุปกรณ์ที่ต้องจัดซื้อในการก่อสร้างโรงคัดแยกเพื่อจะนำไปประเมินราคา
3. เพื่อออกแบบทางเดินสายสัญญาณ (Cable Routing) ของอุปกรณ์การวัดหลังจากมีการก่อสร้างโรงคัดแยก
4. เพื่อจัดทำรายละเอียดการติดตั้งของอุปกรณ์ (Installation detail)
5. ออกแบบห้องควบคุมและระบบควบคุมหลังจากที่มีการก่อสร้างโรงคัดแยก (Control room layout)

## 1.3 ขอบเขตการทำโครงการ

โดยแผนก Control and Instrument Engineering (C&I) จะรับผิดชอบเกี่ยวอุปกรณ์การวัดทั้งหมดในโครงการซึ่งจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ที่อยู่ในโรงแยกสารประกอบอะโรมาติกที่จะสร้างขึ้นใหม่และอุปกรณ์ที่มีอยู่แล้วซึ่งลูกค้าต้องการนำมาใช้ โดยหน้าที่ของบริษัทฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด คือการจัดเอกสารต่างๆให้ลูกค้าได้แก่ Overall FEED Package , MTO +/- 15 % accuracy และ Invitation to bid (ITB) Package

## 1.4 วิธีดำเนินงาน

1. ศึกษา Piping and Instrument Diagram (P&ID ) Legend Sheet
2. Assign Tag and Correct P&ID เพื่อกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัดและตรวจสอบข้อผิดพลาดที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์การวัดและแก้ไขลงใน P&ID เพื่อส่งกลับไปให้ทางแผนกที่เกี่ยวข้องทำการแก้ไขให้ถูกต้อง
3. จัดทำฐานข้อมูลของอุปกรณ์การวัด (Instrument Database)
4. จัดทำ Material Requisition (MR) ซึ่งเป็นเอกสารที่ระบุชนิดวัสดุที่ใช้สำหรับอุปกรณ์การวัดแต่ละชนิดเพื่อส่งให้กลับผู้ขาย (Vendor) เพื่อประเมินราคา

5. ลงสำรวจพื้นที่หน้างานเพื่อสอบถามลูกค้าเกี่ยวกับอุปกรณ์การวัดที่ลูกค้าต้องการและประเมินความเป็นไปได้ในการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมลงในพื้นที่ที่ลูกค้ากำหนด และจัดการสรุปผลการตรวจสอบส่งให้กับลูกค้า

6. จัดทำ Material Take Off (MTO) หรือเอกสารสรุปรายการวัสดุที่ต้องจัดซื้อ เพื่อให้แผนกจัดซื้อ (Procurement) ทำการประเมินราคาวัสดุทั้งหมดที่ต้องทำการจัดซื้อเพิ่ม จากนั้นจึงรายงานจำนวนเงินที่ต้องใช้ในการจัดซื้ออุปกรณ์ของโครงการให้กับลูกค้า

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้เรียนรู้และได้รับประสบการณ์การทำงานทางด้าน Front End Engineering Design (FEED)
2. สามารถอ่านและเข้าใจ Piping and Instrument Diagram (P&ID )
3. สามารถใช้โปรแกรม Microsoft Access และโปรแกรม Smart plant Instrument(SPI) เพื่อใช้สร้างฐานข้อมูลของอุปกรณ์การวัด (Instrument Database)
4. มีความเข้าใจเอกสารต่างๆ ที่ใช้ในการทำงานจริง เช่น Instrument Datasheet เป็นต้น
5. มีความเข้าใจในอุปกรณ์การวัดและควบคุมมากขึ้น
6. สามารถสื่อสารและทำงานร่วมกับผู้อื่นได้

## บทที่ 2

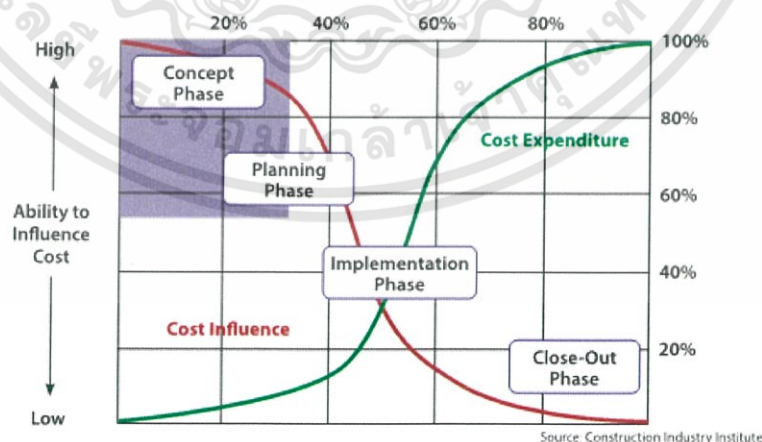
### แนวคิด ทฤษฎีและความรู้ที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 Front End Engineering and Design (FEED)

คือขั้นตอนที่มีบทบาทที่สำคัญเพื่อจะทำให้โครงการดำเนินการสำเร็จตามเป้าหมาย อีกทั้งยังทำให้ง่ายต่อการประมาณค่างบประมาณเบื้องต้นของโครงการ ระยะเวลาโดยประมาณในการดำเนินการ รวมถึงต้นทุนทั้งหมดโดยประมาณที่ใช้ตลอดระยะเวลาการดำเนินและประเมินความเสี่ยงเบื้องต้น ซึ่งปัจจัยเหล่านี้จะช่วยลดความเสี่ยงและความไม่แน่นอนที่จะเกิดขึ้นขณะดำเนินการทางวิศวกรรมและช่วงทดสอบกระบวนการก่อนการใช้งานจริงซึ่งจะช่วยในการตัดสินใจว่าจะดำเนินการต่อไปหรือไม่และหากตัดสินใจที่จะดำเนินโครงการต่อซึ่งจะเข้าสู่ขั้นตอนต่อไปคือ Engineering Procurement and Construction (EPC) หรือการออกแบบเพื่อนำไปสร้างโครงการจริง ซึ่งขั้นตอนการดำเนินจะแสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ขั้นตอนการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพสูงสุด



รูปที่ 2.2 กราฟแสดงผลของการทำ Front End Engineering Design (FEED)

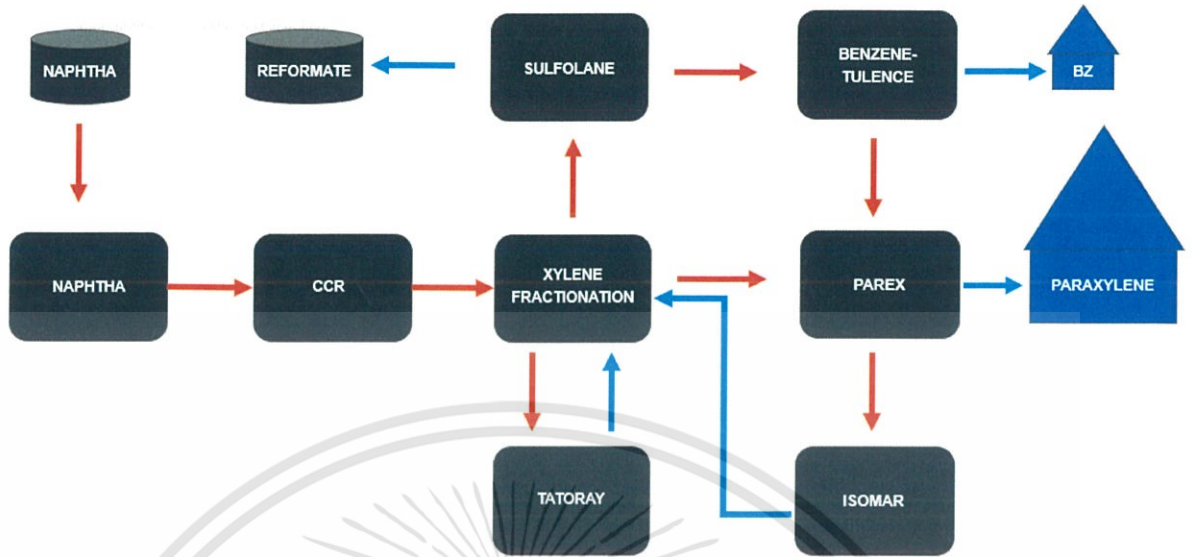
จากรูปที่ 2.2 คือกราฟที่แสดงถึงการดำเนินการช่วงเฟสต่างๆ ซึ่งจะเห็นว่าพื้นที่ที่แรเงาคือ ช่วง Concept และ Panning Phase หมายถึง FEED Phase ซึ่งจะมีผลต่อค่าใช้จ่ายภาพรวมที่ใช้ในโครงการสูงกว่าเฟสอื่นๆ

สำหรับบางองค์กรมองว่าขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่มีงบประมาณการดำเนินงานที่ต่ำมากเมื่อเทียบกับขั้นตอนอื่นจึงไม่อยากจะเสียงบประมาณส่วนนี้และเลือกที่จะละเลยขั้นตอน FEED ไปจะทำให้คำถามหลายคำถามไม่ถูกตอบและปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นไม่ได้รับการประเมินและเตรียมการแก้ไขไว้ เช่น โครงการนี้จะสิ้นสุดเมื่อไหร่ ? งบประมาณจะเกินกว่าที่ตั้งไว้หรือไม่ ? จะเกิดปัญหาอะไรไหม ขณะทำการติดตั้งและทดสอบก่อนการใช้งานจริง ? คำถามเหล่านี้เป็นสิ่งที่สำคัญมากและควรจะมีคำตอบที่เหมาะสมก่อนการดำเนินสร้างจริง ซึ่งถ้าเราข้ามขั้นตอน FEED ไปจะทำให้ขาดความรู้ความรอบคอบและมีความเสี่ยงที่สูงมากที่โครงการจะล้มเนื่องจากงบประมาณที่ไม่เพียงพอหรืออาจจะกินเวลาการสร้างที่นานเกินไปทำให้งบประมาณก็เลยยิ่งสูงขึ้นด้วย

การดำเนินการ Front End Engineering Design (FEED) โดยปกตินั้นจะดำเนินการโดยบริษัททางด้าน EPC ต่างๆ ซึ่งจะดำเนินการให้กับบริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตต่างๆ เช่น โรงกลั่นน้ำมัน, โรงไฟฟ้า และอุตสาหกรรมเคมี เป็นต้น ซึ่งในการดำเนินการ Front End Engineering Design (FEED) หน้าที่หลักของบริษัทที่รับจ้างในการดำเนินการคือการจัดทำ FEED Package หรือเอกสารทั้งหมดที่ลูกค้าต้องการจากการดำเนินการ Front End Engineering Design และ Invitation to Bid (ITB) หรือเอกสารที่บอกลักษณะทั่วไปของโครงการให้กับผู้ที่มาทำการเสนอราคาจ้างในการดำเนินการในช่วงถัดจาก Front End Engineering Design เช่น ชื่อโครงการ และข้อกำหนดต่างๆของโครงการ เป็นต้น

## 2.2 Maximum Aromatics Project (MARS)

ในโครงการนี้ลูกค้ามีความสนใจสารประกอบอะโรมาติกต่างๆ โดยเฉพาะ Paraxylene ซึ่งเป็นสารประกอบอะโรมาติกที่สำคัญที่ใช้ในการผลิตพลาสติกซึ่งมีมูลค่าค่อนข้างที่จะสูง ดังนั้นลูกค้าจึงสนใจที่จะลงทุนเพื่อเพิ่มมูลค่าให้บริษัท ซึ่งกระบวนการผลิต Paraxylene จะมีขั้นตอนคร่าวๆ ดังนี้



รูปที่ 2.3 ภาพรวมกระบวนการผลิต Paraxylene

ในกระบวนการนี้สารตั้งต้นที่ต้องใช้คือ Naphtha ซึ่งสารดังกล่าวจะมีสิ่งแปลกปลอมและวัตถุต่างๆอยู่ในสารด้วยดังนั้น Naphtha จึงต้องนำเข้ามาใน Naphtha Unit เพื่อคัดแยกสิ่งแปลกปลอมเหล่านั้นออกและปรับปรุงคุณภาพให้ดีขึ้นจากนั้นจะถูกส่งเข้าไปใน CCR Unit เพื่อเปลี่ยน Naphtha ให้กลายเป็นสารประกอบอะโรมาติก จากนั้นจะถูกส่งไปให้ Xylene Fractionation Unit ซึ่งมีหน้าที่คัดแยกสารตามจุดเดือดและตัวกระจายสารไปยัง Unit ต่างๆ เพื่อใช้ในการผลิต Paraxylene โดยสารที่สามารถใช้เป็นตั้งต้นในการผลิต Paraxylene ได้แล้วจะถูกส่งเข้าไปใน Parex Unit เพื่อทำการคัดแยกให้เป็น Paraxylene ที่บริสุทธิ์ ซึ่งสารที่ไม่สามารถทำให้เป็น Paraxylene ที่บริสุทธิ์ได้จะออกจาก Parex unit และถูกส่งไปที่ Isomar Unit เพื่อทำการเปลี่ยนแปลงสารเหล่านั้นให้สามารถนำกลับมาใช้ในกระบวนการได้อีกครั้งและจะถูกส่งกลับไปให้ Xylene Fractionation Unit เพื่อคัดแยกอีกครั้ง สำหรับสารที่ยังไม่สามารถถูกใช้เป็นสารตั้งต้นเพื่อใช้ในการผลิต Paraxylene ดังที่อธิบายได้จะถูก Xylene Fractionation unit คัดแยกตามจุดเดือด โดยสารที่เบากว่าจะถูกส่งไปยัง Sulfolane unit ซึ่งทำหน้าที่คัดแยกให้เหลือเฉพาะสารประกอบ Benzene-Toluene ส่วนสารอื่นจะถูกนำไปเก็บไว้ที่ถังเก็บสาร จากนั้น Benzene-Toluene จะถูกส่งไป Benzene-Toluene Unit ซึ่งจะทำหน้าที่คัดแยกให้เหลือเฉพาะ Benzene ไปเก็บไว้ที่ถังเก็บสารสำหรับสาร Toluene ที่เหลือจะถูกใช้เป็นสารประกอบสำหรับผลิต Paraxylene ถูกส่งไปยัง Parex Unit เพื่อคัดแยกและสารที่หนักกว่าจะถูกส่งไปที่ Tatoray Unit เพื่อทำหน้าที่เปลี่ยนแปลงสารเหล่านั้นให้เป็นสารที่กระบวนการต้องการและส่งกลับไปให้ Xylene fractionation Unit คัดแยกอีกครั้ง

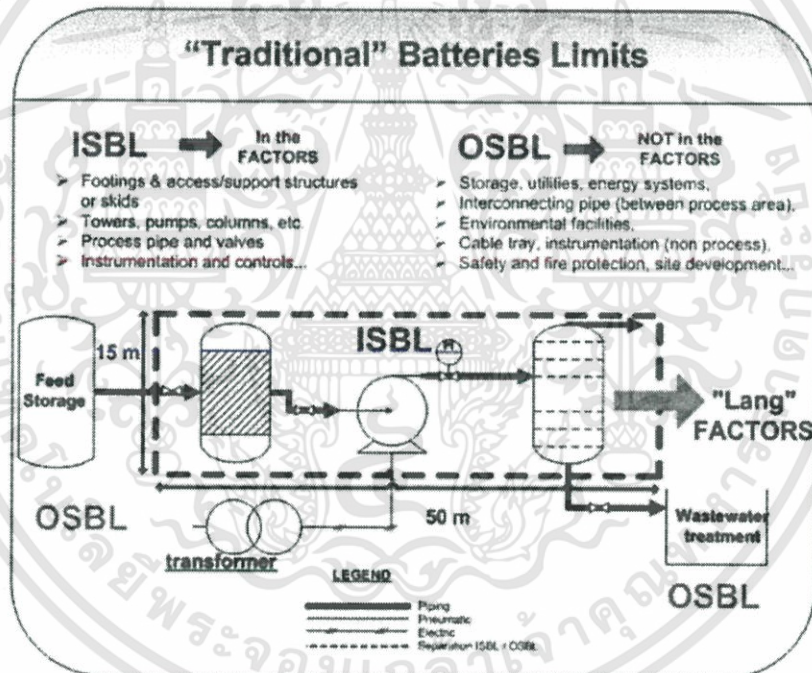
สำหรับกลุ่มโรงงานที่ส่งวัตถุดิบมาให้โรงงานทางท่อจะต้องมีการแบ่งเขตว่าส่วนไหนเป็นของใครซึ่งถูกเรียกว่า Battery Limit จะหมายถึงขอบเขตความรับผิดชอบของสองพื้นที่ โดยแบ่งเป็น 2 ส่วนดังนี้

1) Inside Battery Limit (ISBL)

หมายถึงส่วนที่เป็นความรับผิดชอบของโรงงานกล่าวคือเป็นส่วนที่อยู่ในโรงงานซึ่งถูกใช้ในอุปกรณ์ ท่อ, วาล์ว, ถัง, อุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะมีส่วนเกี่ยวข้องในกระบวนการผลิตเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่ทางโรงงานต้องการ

2) Outside Battery Limit (OSBL)

หมายถึงส่วนที่ด้านนอกเขตเขตการรับผิดชอบของโรงงานซึ่งจะระบุถึงโรงงานที่ผลิตสารที่จะนำมาใช้เป็นสารตั้งต้น, น้ำ, ไฟฟ้า ที่ต้องการเพื่อนำไปในการดำเนินกระบวนการ หรือ OSBL มีหน้าที่สนับสนุนการทำงานในส่วนของ ISBL ให้สามารถดำเนินการต่อไปได้นั่นเอง



รูปที่ 2.4 แสดงการแยกส่วนระหว่าง ISBL & OSBL

2.3 พื้นที่อันตราย (Hazardous Area)

หมายถึงบริเวณที่มีโอกาสจะเกิดอุบัติเหตุของการระเบิดหรือไฟไหม้ขึ้นได้ง่าย โดยสภาพที่จะเกิดเหตุดังกล่าวจะต้องครบองค์ประกอบรวม 3 อย่างในระดับที่เหมาะสมได้แก่

- 1) มีสารไวไฟในปริมาณมากพอที่จะจุดติดไฟได้ (Flammable Material in Ignitable Quantities) ซึ่งอาจเป็นของเหลวหรือละอองฝุ่นขนาด 0.1 -0.001 มิลลิเมตร
- 2) มีออกซิเจนในปริมาณที่เพียงพอให้เกิดการเผาไหม้ (ในอากาศปกติ จะมีออกซิเจนประมาณ 21%)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3) มีแหล่งจุดติดไฟ (Ignition Source) ทำให้เกิดพลังงานความร้อนที่มากพอกับส่วนผสมของเชื้อเพลิงและอากาศซึ่งการจุดติดไฟนี้ สามารถเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น เปลวไฟ, การสปาร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้า, มีความร้อนสูงสะสม และ การถ่ายเทประจุจากไฟฟ้าสถิต เป็นต้น

### การจำแนกพื้นที่อันตราย

การจำแนกพื้นที่อันตรายแบ่งเป็น 2 วิธีที่แตกต่างดังต่อไปนี้

1) การจำแนกเป็นประเภท (Class) และแบบ (Division) เป็นไปตามมาตรฐานของ NEC (The National Electrical Code Committee)

2) การจำแนกเป็นโซน (Zone) เป็นไปตามมาตรฐานของ IEC (IEC 60079)

อย่างไรก็ตามเมื่อเรานำการจำแนกพื้นที่อันตรายมาใช้งาน เราต้องไม่นำการจำแนกที่แตกต่างกันมาใช้ร่วมกันอย่างเด็ดขาดเพราะจะเป็นการใช้มาตรฐานสับสนและขาดความเข้าใจอย่างแท้จริง

**2.3.1 การจำแนกเป็นประเภทแบบ (Class) และแบบ (Division); ตามมาตรฐาน NEC**  
มาตรฐานของ The National Electrical Code Committee (NEC) และ The National Fire Protection Association (NFPA) Publication 70 กำหนดพื้นที่อันตรายออกได้ดังนี้

**2.3.1.1 บริเวณอันตรายประเภทที่ 1 (Class 1)** คือ บริเวณที่มีก๊าซหรือไอระเหยของสารไวไฟ (Flammable vapors and gases) ผสมอยู่ในอากาศปริมาณมากเพียงพอที่จะทำให้เกิดการจุดระเบิดได้

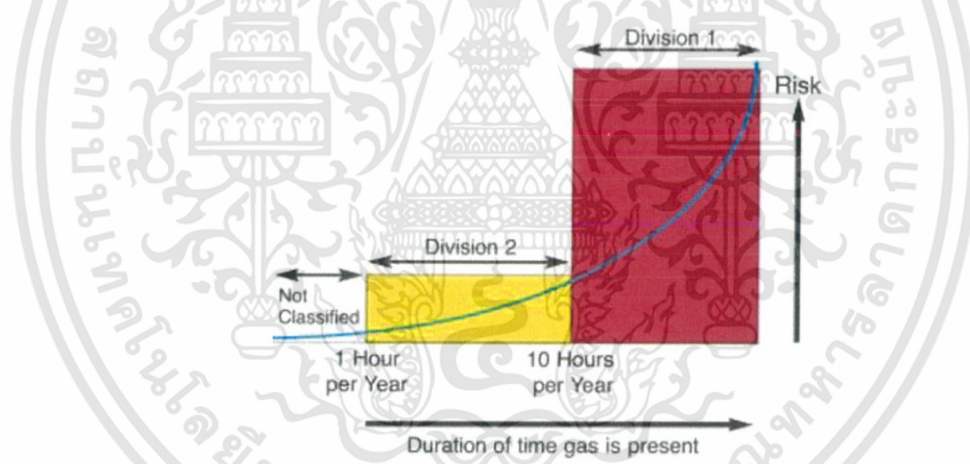
1) **บริเวณอันตรายประเภทที่ 1 แบบที่ 1 (Class 1, Division 1)** คือ บริเวณที่มีการใช้ก๊าซหรือไอระเหยของสารไวไฟ ซึ่งสามารถรั่วไหลจากกระบวนการทำงานตามปกติ การซ่อมบำรุง รวมทั้งการรั่วไหลจากเหตุหรืออุปกรณ์ หรือเครื่องจักรทำงานผิดปกติ และยังสามารถทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนที่ทำให้สารไวไฟรั่วไหลจุดติดไฟได้

2) **บริเวณอันตรายประเภทที่ 1 แบบที่ 2 (Class 1, Division 2)** คือ บริเวณที่มีการใช้ก๊าซหรือของเหลวไวไฟในระบบปิดซึ่งไม่มีการรั่วไหลนอกจากเกิดความเสียหายของภาชนะบรรจุหรือการทำงานที่ผิดพลาดของเครื่องมืออุปกรณ์ และยังรวมถึงบริเวณที่อยู่ใกล้กับพื้นที่อันตรายประเภทที่ 1 แบบที่ 1 ซึ่งก๊าซหรือไอระเหยของสารไวไฟอาจถ่ายเทถึงกันได้ นอกจากนี้พื้นที่อันตรายประเภทที่ 1 แบบที่ 1 ซึ่งเมื่อได้ติดตั้งระบบระบายอากาศเพื่อช่วยลดปริมาณสารไวไฟที่ผสมในอากาศอย่างเหมาะสม แต่อาจเกิดสภาพอันตรายได้เมื่อระบบระบายอากาศขัดข้องก็จัดเป็นพื้นที่อันตรายแบบที่ 2 ด้วย

2.3.1.2 บริเวณอันตรายประเภทที่ 2 (Class 2) คือ บริเวณที่ซึ่งมีฝุ่นที่เผาไหม้ได้ (Combustible dust) ในปริมาณมากเพียงพอที่จะทำให้เกิดการจุดระเบิด

1) บริเวณอันตรายประเภทที่ 2 แบบที่ 1 (Class 2, Division 1) คือ บริเวณที่มีฝุ่นเผาไหม้ได้อยู่ในอากาศในปริมาณมากพอให้เกิดส่วนผสมที่จุดระเบิดได้ในกระบวนการทำงานปกติ และบริเวณที่มีฝุ่นที่มีคุณสมบัติเป็นตัวนำไฟฟ้าที่ดีในปริมาณที่อาจทำให้เกิดอันตรายจากการระเบิด รวมทั้งกรณีที่มีฝุ่นที่เผาไหม้ได้เกิดการรั่วไหลจากเหตุที่อุปกรณ์หรือเครื่องจักรทำงาน ผิดปกติและอาจทำให้เกิดประกายไฟหรือความร้อนซึ่งทำให้ฝุ่นที่รั่วไหลออกมาเกิดการจุดระเบิดได้

2) บริเวณอันตรายประเภทที่ 2 แบบที่ 2 (Class 2, Division 2) คือ บริเวณที่มีฝุ่นที่เผาไหม้ได้อยู่ในอากาศในปริมาณไม่มากพอทำให้เกิดส่วนผสมที่จุดระเบิดได้ในกระบวนการทำงานปกติ รวมถึงบริเวณที่มีฝุ่นซึ่งอาจสะสมอยู่บนอุปกรณ์ไฟฟ้าและอาจขัดขวางการระบายความร้อนของอุปกรณ์นั้นแต่ประกายไฟจากการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือจากการลัดวงจรไฟฟ้าอาจทำให้ฝุ่นเหล่านี้เกิดการจุดระเบิดได้



รูปที่ 2.5 การจำแนกพื้นที่อันตรายตามมาตรฐาน NEC

### 2.3.2 การจำแนกเป็นโซน (Zone); ตามมาตรฐาน IEC

การแบ่งพื้นที่อันตรายตามมาตรฐาน The International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 60079-10 และ CEC Section 18 โดยให้ความตระหนักถึงโอกาสความเป็นไปได้ที่จะมีการสะสมของสารไวไฟขึ้นได้ แบ่งโอกาสความเป็นไปได้ของการเกิดสภาพบรรยากาศที่จุดติดไฟได้ (Explosive Atmosphere) ออกเป็นโซน 0, โซน 1 และ โซน 2

1) โซน 0 (Zone 0) คือพื้นที่อันตรายเนื่องจากมีก๊าซหรือไอระเหยของสารไวไฟ (flammable gases or vapors) ผสมอยู่ในบรรยากาศจนเกิดบรรยากาศที่จุดติดไฟได้อย่างต่อเนื่องเป็นเวลานาน เช่น ถังเก็บน้ำมันใต้ดินดังรูปที่ 2.6

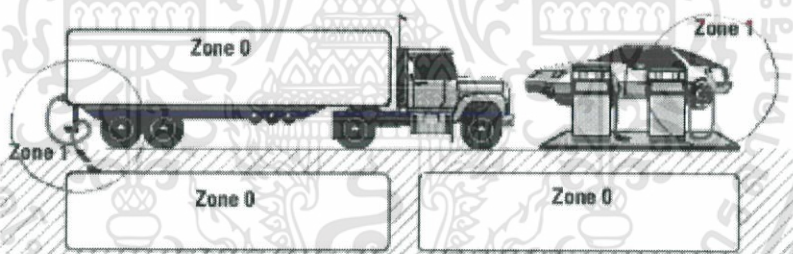
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พื้นที่ใน Zone จะมีโอกาสสูงที่ความเข้มข้นของไอระเหยของสารไวไฟเกินกว่า 100% ของค่า Lower Explosive Limit (LEL) ของสารนั้นในภาวะปกติต่อเนื่องมากกว่า 1,000 ชั่วโมงต่อปี ซึ่งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่ Zone 0 มักจะเป็นเครื่องมือวัดต่างๆ เช่น เครื่องมือวัดอุณหภูมิ เครื่องวัดระดับของของเหลว เป็นต้น โดยอุปกรณ์การวัดดังกล่าวจะต้องเป็นเครื่องมือวัดประเภท Intrinsic safe เท่านั้น เนื่องจากอุปกรณ์ประเภทนี้จะใช้กระแสไฟฟ้าและแรงดันที่ต่ำมาก ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรในอุปกรณ์เหล่านี้ทำให้มีพลังงานความร้อนที่ไม่เพียงพอที่จะทำให้แก๊สหรือสารไวไฟสามารถจุดติดไฟได้

2) โซน 1 (Zone 1) คือพื้นที่อันตรายเนื่องจากการรั่วไหลของไอระเหยของสารไวไฟ (flammable gases or vapors) ออกมาผสมอยู่ในบรรยากาศที่จุดติดไฟได้อยู่บ่อยครั้งในกระบวนการทำงานตามปกติ หรือเมื่อทำการซ่อมแซมเครื่องมืออุปกรณ์ในบริเวณดังกล่าว เช่น บริเวณที่มีการเติมน้ำมันเข้าถังรถยนต์ดังรูปที่ 2.6

โดยพื้นที่ใน Zone 1 จะมีโอกาสที่จะมีความเข้มข้นของไอระเหยของสารไวไฟเกินกว่า 100% ของค่า Lower Explosive Limit (LEL) ของสารนั้นในภาวะปกติ ระหว่าง 10 ถึง 1,000 ชั่วโมงต่อปี



รูปที่ 2.6 แนวคิดการแบ่งโซน

3) โซน 2 (Zone 2) คือพื้นที่อันตรายเนื่องจากการรั่วไหลของไอระเหยของสารไวไฟ (flammable gases or vapors) ออกมาผสมอยู่ในบรรยากาศจนเกิดบรรยากาศที่จุดติดไฟแทบไม่เกิดขึ้นในการทำงานปกติ หรือโอกาสเกิดขึ้นได้นานๆ ครั้ง เช่น เมื่อเกิดอุบัติเหตุในกระบวนการทำงานหรือการทำงานผิดปกติ หรือจะเกิดขึ้นเฉพาะภายในระยะเวลาสั้นๆ ไม่ปล่อยให้เกิดการรั่วไหลเป็นเวลานาน

พื้นที่ใน Zone 2 จะมีโอกาสที่จะมีความเข้มข้นของไอระเหยของสารไวไฟเกินกว่า 100% ของค่า Lower Explosive Limit (LEL) ของสารนั้นในภาวะปกติ น้อยกว่า 10 ชั่วโมงต่อปี

Frequency of Occurrence	Division System	Zone System
Continuous	Class I, Division 1	Zone 0
Intermittent Periodically		Zone 1
Abnormal Condition	Class I, Division 2	Zone 2

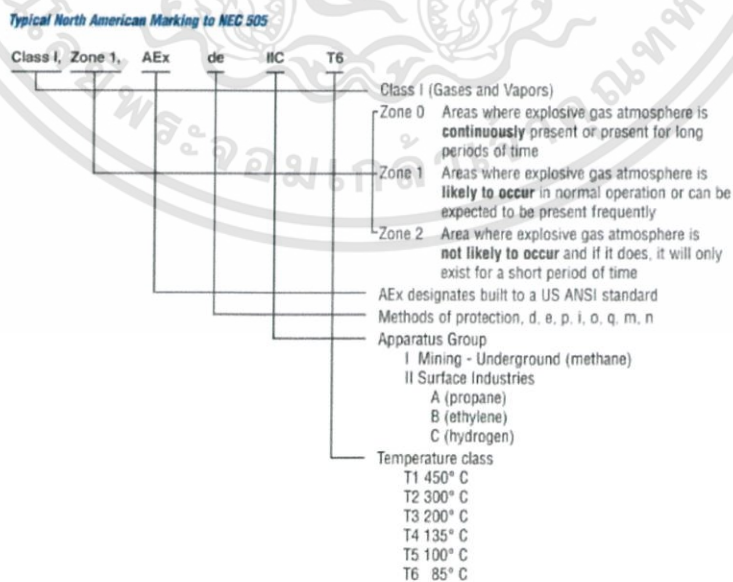
รูปที่ 2.7 แสดงการเปรียบเทียบพื้นที่อันตรายของมาตรฐาน NEC และ IEC

สำหรับการแบ่งบริเวณอันตรายตามมาตรฐาน IEC สำหรับฝุ่นไวไฟ (Combustible or Electrically Conductive Dusts) แบ่งจำแนกบริเวณเทียบเคียงกับ Zone 0, 1 และ 2 สำหรับก๊าซหรือไอระเหยของสารไวไฟ (flammable gases or vapors) แต่เพิ่มเลข 2 เข้าข้างหน้าเป็น

1. Zone 20
2. Zone 21
3. Zone 22

Hazardous Materials	Class/Division System	Zone System ①
Gasses or Vapors ①	Class I, Division 1	Zone 0 Zone 1
	Class I, Division 2	Zone 2
Combustible Dusts ②	Class II, Division 1	Zone 20 Zone 21
	Class II, Division 2	Zone 22
Fibers or Flyings	Class III, Division 1	No Equivalent
	Class III, Division 2	

รูปที่ 2.8 แสดงการเปรียบเทียบของมาตรฐาน NEC และ IEC สำหรับฝุ่นไวไฟ

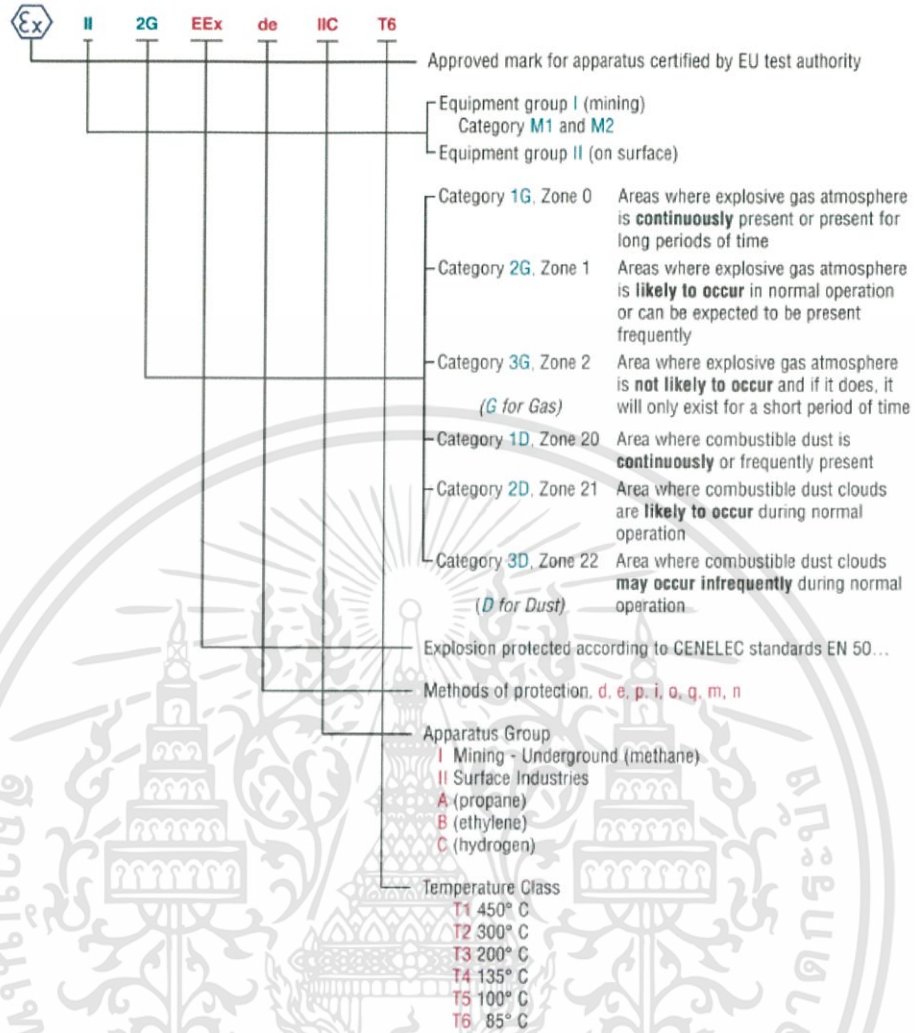


รูปที่ 2.9 ความหมายของตัวอักษรย่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่อันตราย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Typical European ATEX/CENELEC Marking

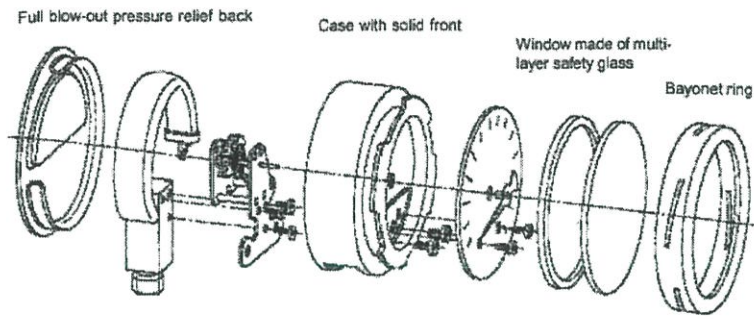


รูปที่ 2.10 ความหมายของตัวอักษรย่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่อันตราย(ต่อ)

### 2.4 เครื่องมือวัดความดัน

เกจวัดความดันเป็นเครื่องมือวัดทางอุตสาหกรรมพื้นฐานสำหรับใช้วัดความดันที่บริเวณต่างๆ ในกระบวนการผลิต โดยเกจวัดความดันจะถูกติดตั้งอยู่กับกระบวนการผลิตโดยตรงและสามารถอ่านค่าได้จากที่ตัวเกจเท่านั้น ดังนั้นจุดที่จะทำการติดตั้งเกจวัดความดันนี้จึงต้องตรงกับความต้องการของผู้ปฏิบัติงาน เพื่อช่วยในการควบคุมกระบวนการผลิตให้ตรงตามความต้องการ

เกจวัดความดันจะประกอบด้วยส่วนที่ยืดหยุ่นได้และสามารถเสียรูปถาวรได้เมื่อได้รับความดันเกินจุดๆหนึ่ง การยืดหยุ่นนี้จะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ ซึ่งสามารถที่จะถูกส่งต่อไปยังตัวชี้ค่าความดันบนหน้าปัดเพื่อแสดงค่าความดัน



รูปที่ 2.11 ส่วนประกอบต่างๆของเกจวัดความดัน

### ข้อจำกัดในการใช้งานเกจวัดความดัน

การเลือกใช้งานเกจวัดความดันต้องมีการเลือกใช้ให้เหมาะสมทั้งในการนำไปใช้งานและบริเวณที่จะนำไปติดตั้งเพื่อลดความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับตัวเกจวัดความดัน นอกจากนี้การเลือกใช้งานที่ไม่เหมาะสมอาจมีผลต่อค่าความดันที่วัดได้ โดยจะมีการพิจารณาข้อกำหนดต่างๆ ดังนี้

#### 1) คุณสมบัติของไหล

##### 1.1) ความดัน

หากค่าความดันสูงเกินไปจะทำให้วัสดุภายในเกจวัดความดันเสียรูปถาวรได้และหากค่าความดันที่ต้องการวัดมีการเปลี่ยนแปลงที่เกินกว่า 10% ของค่าความดันเต็มย่านการวัดของเกจวัดความดันจะทำให้ความแม่นยำในการอ่านค่าความดันลดลง

##### 1.2) อุณหภูมิ

##### 1.3) ความหนืดสูงหรือมีสิ่งเจือปน

##### 1.4) การกัดกร่อนของของไหล

#### 2) ความปลอดภัย

การนำเกจวัดความดันไปใช้ในการวัดความดันของไหลที่มีค่าความดันสูงๆ อาจจะมีเหตุการณ์ผิดปกติเกิดขึ้นเช่น เกิดการรั่วไหล, หรือเกจความดันแตกออก ผู้ปฏิบัติงานที่อยู่หน้าเกจจะต้องไม่ได้รับบาดเจ็บจากความดันที่รั่วออกมาจากเกจ ดังนั้นจะต้องมีระยะบายอยู่ด้านหลังเกจ เมื่อนำไปใช้งานกับของไหลที่เป็นอันตรายเช่น Acetylene, combustible substance, toxic substance เป็นต้น

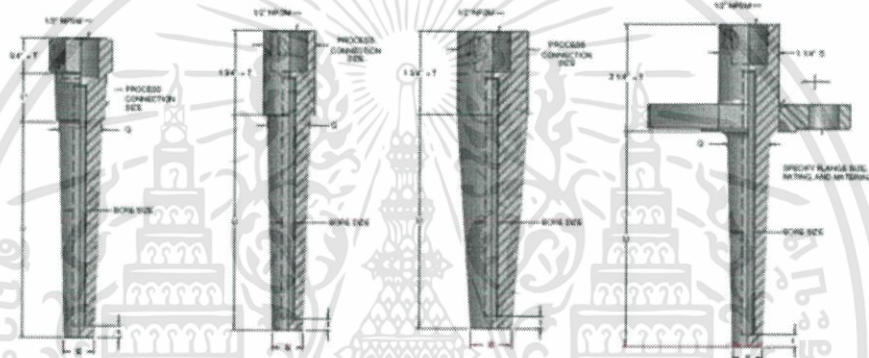
#### 3) สภาพแวดล้อม

สภาพแวดล้อมเช่น การสั่นสะเทือน, อุณหภูมิแวดล้อม เป็นต้น

## 2.5 เครื่องมือวัดอุณหภูมิ

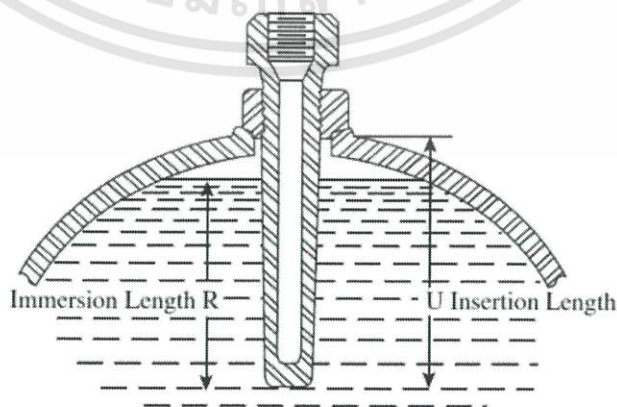
### 2.5.1 เทอร์โมเวล (Thermowell)

คืออุปกรณ์ที่ห่อหุ้มตัวเซนเซอร์วัดอุณหภูมิเช่น RTD, Thermocouple เพื่อป้องกันเซนเซอร์จากการไหลที่มีความเร็ว, อุณหภูมิ, ความดันที่สูงและจากสภาพแวดล้อมที่อันตรายที่จะทำให้ตัวเซนเซอร์เกิดเสียหายได้ อีกทั้งยังสามารถนำเซนเซอร์วัดอุณหภูมิออกจากเทอร์โมเวลได้หากต้องการสอบเทียบ, ซ่อมแซมตัวเซนเซอร์ หรือต้องการที่จะเปลี่ยนอุปกรณ์การวัดอุณหภูมิ เป็นต้น เทอร์โมเวลตามกระบวนการที่ถูกใช้งาน โดยชนิดของเทอร์โมเวลที่ถูกใช้มากที่สุดในอุตสาหกรรมประกอบด้วย 1) Treaded, 2) Socket weld, 3) Weld-in, และ (4) Flanged ดังรูปที่ 2.12 ตามลำดับ



รูปที่ 2.12 ชนิดของเทอร์โมเวลต่างๆที่ถูกพบมากที่สุด ในอุตสาหกรรม

โดยปกติแล้วเทอร์โมเวลจะถูกติดตั้งบนท่อ, ถัง หรือบนอุปกรณ์ต่างๆในกระบวนการผลิตซึ่งบริเวณที่ต้องการวัดอุณหภูมินั้นจะมีขนาดและรูปร่างที่แตกต่างกันไป ดังนั้นจึงควรที่เลือกชนิดของเทอร์โมเวลให้เหมาะสม อีกทั้งควรกำหนดขนาด ความยาวมาตรฐานเพื่อความสะดวกในการเก็บชิ้นส่วนสำรอง หรือการใช้งานทดแทนกันได้เมื่อเกิดความเสียหาย



รูปที่ 2.13 ลักษณะโดยทั่วไปของการติดตั้งเทอร์โมเวล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

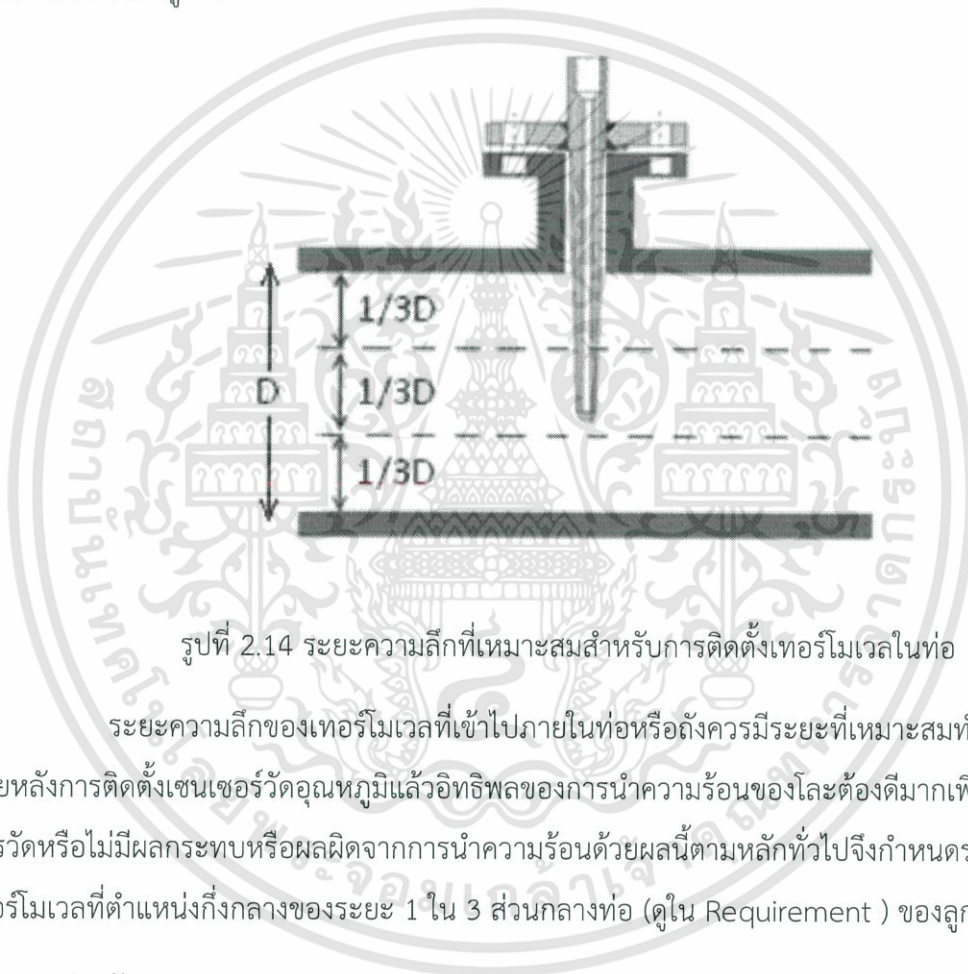
สิ่งที่จำเป็นต้องคำนึงในการใช้งานเทอร์โมเวลคือ

1) อุณหภูมิและความดันใช้งาน

ควรเลือกเทอร์โมเวลที่ได้รับการออกแบบเพื่อให้สามารถทนต่อความดันการใช้งานและอุณหภูมิที่ใช้งานได้อย่างปลอดภัยกับระบบที่ต้องการวัดอุณหภูมิ

2) การติดตั้ง

ต้องคำนึงว่าการติดตั้งเทอร์โมเวลควรเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน หรือตามความต้องการของลูกค้า



รูปที่ 2.14 ระยะความลึกที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเทอร์โมเวลในท่อ

ระยะความลึกของเทอร์โมเวลที่เข้าไปภายในท่อหรือถังควรมีระยะที่เหมาะสมทำให้ภายหลังการติดตั้งเซนเซอร์วัดอุณหภูมิแล้วอิทธิพลของการนำความร้อนของโลหะต้องดีมากเพียงพอต่อการวัดหรือไม่มีผลกระทบหรือผลผลิตจากการนำความร้อนด้วยผลนี้ตามหลักทั่วไปจึงกำหนดระยะของเทอร์โมเวลที่ตำแหน่งกึ่งกลางของระยะ 1 ใน 3 ส่วนกลางท่อ (ดูใน Requirement ) ของลูกค้า

3) วัสดุ

วัสดุที่เลือกใช้ควรเลือกวัสดุที่ไม่ทำปฏิกิริยากับของไหลที่ต้องการวัดอุณหภูมิโดยทั่วไปจะเลือกชนิด 316 Stainless Steel หรือที่ดึกว่าอีกทั้งควรคำนึงถึงความสามารถในการกัดกร่อนของของไหลซึ่งจะผลต่อการเลือกวัสดุที่สามารถทนการกัดกร่อนได้ด้วย โดยพื้นผิวของเทอร์โมเวลจะต้องเรียบเงาและไม่มีหลุมหรือร่องรอยจากการกัดกร่อน เพื่อให้การวัดอุณหภูมิมีความแม่นยำ การเลือกวัสดุจะต้องพิจารณาทั้งด้านความดัน และอุณหภูมิ

#### 4) ขนาดรูปของเทอร์โมเวล

มาตรฐานของขนาดรูปของเทอร์โมเวลจะมีขนาด 6.5 mm ใช้สำหรับ Sensor วัดอุณหภูมิที่เป็นทั้งชนิดเทอร์โมคัปเปิล (Thermocouple) และอาร์ทีดี (RTD) ที่มีเส้นผ่าศูนย์กลางขนาด 6.0 mm หรือ 10 mm สำหรับเซนเซอร์แบบ Filled system

#### 2.5.2 เทอร์โมคัปเปิล (Thermocouple)

เทอร์โมคัปเปิล (Thermocouple) ถูกจัดเป็นอุปกรณ์ตรวจวัดอุณหภูมิชนิดที่ใช้หลักการเปลี่ยนแปลงลักษณะคุณสมบัติทางไฟฟ้า โดยเทอร์โมคัปเปิลเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในกลุ่มประเภท Active Transducer คือสามารถผลิตแรงดันไฟฟ้าได้เอง นอกจากนี้เทอร์โมคัปเปิลยังเป็นอุปกรณ์ที่มีความไวต่ออุณหภูมิมาก โครงสร้างภายในประกอบด้วยเส้นลวดโลหะต่างชนิดกันสองเส้นต่อเข้าด้วยกันที่ปลายข้างหนึ่งซึ่งใช้เป็นจุดวัดอุณหภูมิ ส่วนปลายอีกข้างหนึ่งซึ่งใช้เป็นเอาต์พุตจะถูกนำไปต่อกับมิเตอร์หรือวงจรอื่นๆ ในขณะที่ปลายของเส้นลวดที่ต่อเข้าด้วยกันนี้เรียกว่ารอยต่อร้อน (Hot Junction) ส่วนปลายอีกข้างหนึ่งจะเรียกว่ารอยต่อเย็น (Cold Junction) เมื่อนำเอาปลายด้านที่เป็นรอยต่อร้อนไปวัดอุณหภูมิ จะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าขึ้นที่จุดรอยต่อเย็น และแรงดันไฟฟ้าที่ได้จะแปรผันตรงกับค่าของอุณหภูมิที่ทำการวัด เมื่อรอยต่อร้อนของเทอร์โมคัปเปิลได้รับความร้อนเพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่รอยต่อเย็นยังมีอุณหภูมิที่คงที่ ความแตกต่างของอุณหภูมิระหว่างจุดรอยต่อทั้งสองจุดนี้จะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าค่าของกระแสไฟฟ้าที่มิเตอร์แสดงนี้สามารถจะปรับเทียบให้เป็นค่าที่อยู่ในหน่วยของอุณหภูมิได้ การแบ่งชนิดของเทอร์โมคัปเปิลตามมาตรฐานจะพิจารณาจากชนิดของวัสดุตัวนำที่ใช้ดังแสดงในรูปที่ 2.15

สัญลักษณ์มาตรฐาน	ชนิดของวัสดุตัวนำ
Type K	Nickel Chromium / Nickel Aluminium
Type J	Iron / Constantan
Type T	Copper / Constantan
Type E	Nickel Chromium / Constantan
Type N	Nicrosil / Nisil
Type R	Platinum 13 % / Rhodium
Type S	Platinum 10 % / Rhodium
Type B	Platinum 30 % / Rhodium

รูปที่ 2.15 ชนิดของวัสดุตัวนำที่ใช้ในการผลิตเทอร์โมคัปเปิลมาตรฐาน

การใช้งานเทอร์โมคัปเปิลในอุตสาหกรรมทั่วไปนั้น บางครั้งเราไม่สามารถทราบได้ว่าเทอร์โมคัปเปิลที่ใช้อยู่ทำมาจากโลหะตัวนำชนิดใดและเป็นชนิดมาตรฐานแบบใด ดังนั้นสำหรับการใช้งานจริงนอกจากจะสามารถหาชนิดของเทอร์โมคัปเปิลได้จากป้ายชื่อ (Name Plate) ที่ติดอยู่บนตัวของอุปกรณ์แล้วยังสามารถพิจารณาได้จากมาตรฐานดังต่อไปนี้

### 1) มาตรฐานของ ISA

มาตรฐานของ ISA (Instrument Society of America) นั้นจะพิจารณาจากรหัสสี (Heads Coded) ของหัววัด (Probe) และปลั๊กเสียบของอุปกรณ์ ดังรายละเอียดในรูปที่ 2.16

Type	Color Coded Heads
J	Black
K	Yellow
T	Blue
E	Purple
R&S	Green
RTD	White

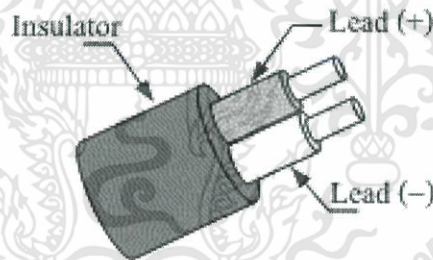
รูปที่ 2.16 ชนิดของเทอร์โมคัปเปิลตามมาตรฐาน ISA

### 2) มาตรฐานของ ANSI

ในทำนองเดียวกันมาตรฐานของ ANSI (American National Standards Institute) จะสามารถพิจารณาได้จากรหัสสีของสายไฟที่ต่อออกมาจากหัววัดของอุปกรณ์ ซึ่งจะแบ่งออกเป็น 2 ระบบคือ ระบบอเมริกัน และระบบอังกฤษ ดังรายละเอียดในรูปที่ 2.17 และลักษณะของสายไฟในรูปที่ 2.18

Code	Conductors (+) / (-)	Thermocouple Color Codes	
		British (BS 1843:1952)	American (ANSI/MC 96.1)
J	Iron / Nickel	Insulator (ดำ) (+) (เหลือง) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (ดำ) (+) (ขาว) (-) (แดง)
K	Nickel Chromium / Nickel Aluminium	Insulator (แดง) (+) (น้ำตาล) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (เหลือง) (+) (เหลือง) (-) (แดง)
T	Copper / Constantan	Insulator (น้ำเงิน) (+) (ขาว) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (น้ำเงิน) (+) (น้ำเงิน) (-) (แดง)
E	Nickel Chromium / Constantan	Insulator (น้ำตาล) (+) (น้ำตาล) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (ชมพู) (+) (ชมพู) (-) (แดง)
N	Nicrosil / Nisil	Insulator (ส้ม) (+) (ส้ม) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (ส้ม) (+) (ส้ม) (-) (แดง)
R & S	Platinum Rhodium / Platinum	Insulator (เขียว) (+) (ขาว) (-) (น้ำเงิน)	Insulator (เขียว) (+) (ดำ) (-) (แดง)

รูปที่ 2.17 ชนิดของเทอร์โมคัปเปิลตามมาตรฐาน ANSI



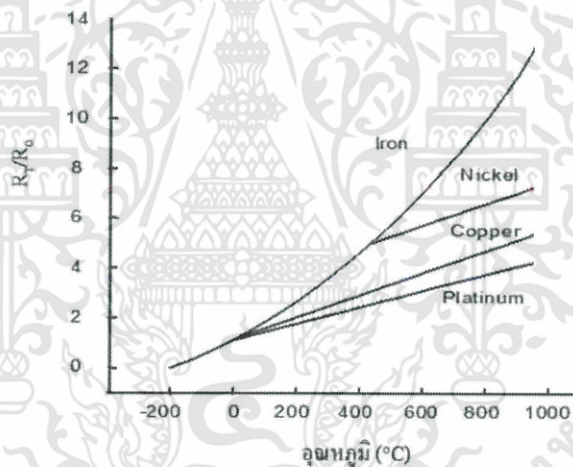
รูปที่ 2.18 สายไฟที่ต่อกับหัววัด

#### การต่อเทอร์โมคัปเปิลเข้ากับระบบควบคุม

ในระบบควบคุมกระบวนการผลิตจำเป็นต้องต่อสัญญาณเอาต์พุตจากเทอร์โมคัปเปิลเข้าไปยังตัวควบคุมที่อยู่ในห้องควบคุมส่วนกลาง สัญญาณที่ได้จากเทอร์โมคัปเปิลจะเป็นสัญญาณเล็กๆ ซึ่งจะนิยมติดตั้งทรานสมิตเตอร์ (Transmitter) ไว่ใกล้กับเทอร์โมคัปเปิลเพื่อแปลงสัญญาณเทอร์โมคัปเปิลเป็นสัญญาณกระแสมาตรฐาน 4 – 20 mA สำหรับส่งไปยังระบบควบคุมพื้นฐาน หรือแปลงเป็นสัญญาณแบบ ฟิลด์บัส (FieldBus) เพื่อต่อเข้ากับระบบควบคุม

### 2.5.3 อาร์ทีดี (Resistance Temperature Detector, RTD)

อาร์ทีดีเป็นทรานสดิวเซอร์ (transducer) วัดอุณหภูมิ (temperature) โดยอาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงค่าความต้านทานไฟฟ้าของวัสดุ จัดเป็นทรานสดิวเซอร์ประเภทพาสซีฟ (passive transducer) การทำงานต้องอาศัยแหล่งจ่ายไฟภายนอกป้อนให้กับวงจร โดยค่าความต้านทานไฟฟ้าของวัสดุและอุณหภูมิแสดงความสัมพันธ์แบบแปรผันตรง โดยเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นค่าความต้านทานของโลหะจะมีค่าสูงขึ้น ในการใช้งานควรเลือกใช้วัสดุที่ค่าสัมประสิทธิ์ความต้านทานสูง เพราะเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิไปเพียงเล็กน้อยค่าความต้านทานของโลหะจะเปลี่ยนแปลงอย่างชัดเจน วัสดุที่นิยมใช้ทำอาร์ทีดี ได้แก่ แพลตทินัม (platinum), นิกเกิล (nickel) และทองแดง (copper) เป็นต้น ทองแดงและนิกเกิลเป็นวัสดุที่มีราคาถูก ประกอบง่าย จึงนิยมใช้งานในช่วงอุณหภูมิต่ำ โดยทั่วไปการใช้งานในอุตสาหกรรมและในห้องปฏิบัติการนิยมใช้อาร์ทีดีที่ทำมาจากแพลตทินัมมากที่สุด เนื่องจากมีความเที่ยงตรง (precision) และมีความเป็นเชิงเส้น (linearity) สูงที่สุด แต่มีราคาค่อนข้างแพงเมื่อเปรียบเทียบกับวัสดุชนิดอื่น

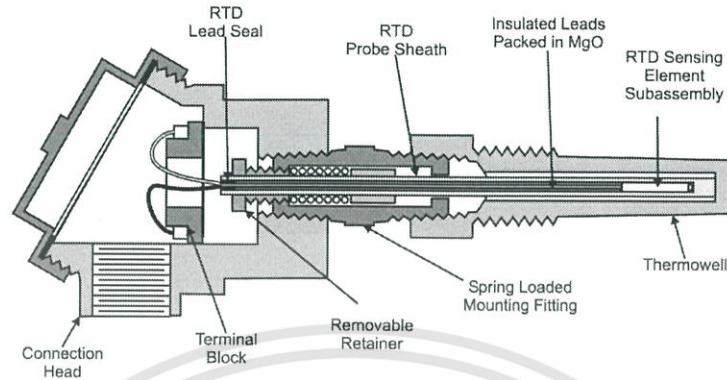


รูปที่ 2.19 แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างความต้านทานและอุณหภูมิของวัสดุ

พิจารณารูปภาพความสัมพันธ์ระหว่างค่าความต้านทานและอุณหภูมิของทองแดงและแพลตทินัม (จากรูปที่ 2.19) พบว่า มีลักษณะเป็นเส้นตรงในย่านของอุณหภูมิที่ค่อนข้างกว้าง และมีการเปลี่ยนแปลงอย่างเป็นเชิงเส้นชัดเจน อย่างไรก็ตาม ทองแดงง่ายต่อการทำปฏิกิริยาเคมี โดยทั่วไปจึงเลือกใช้แพลตทินัม โดยอาร์ทีดีชนิดที่นิยมใช้มากที่สุด คือ อาร์ทีดี ชนิด PT100

โดยทั่วไปอาร์ทีดีที่นำไปใช้งานอยู่ในรูปของชีตอาร์ทีดี (sheath RTD) (บางครั้งเรียกว่า ปลอกโลหะ (metal sheath) หรือโพรบ (probe) หรือติดตั้งไว้ในเทอร์โมเวล (thermowell) โดยนำแกนที่พันด้วยเส้นลวดมาติดตั้งที่บริเวณปลายของโพรบหรือเทอร์โมเวล (ดังรูป 2.20) เพื่อใช้

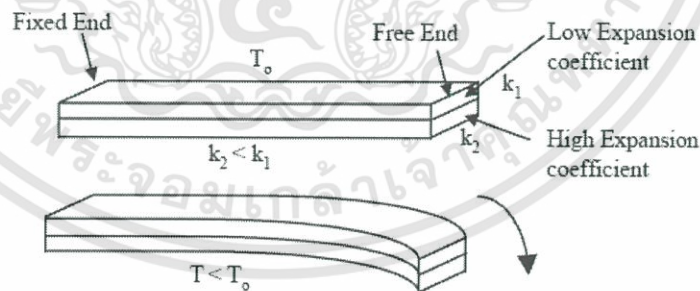
สัมผัสกับตัวกลางใดๆ ที่ต้องการวัดอุณหภูมิโดยไม่เกิดการเสียหาย อุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับการติดตั้งเทอร์โมคัปเปิลหรืออาร์ทีดี



รูปที่ 2.20 ส่วนประกอบอาร์ทีดี

### 2.5.4 เกจวัดอุณหภูมิ (Temperature Gauge)

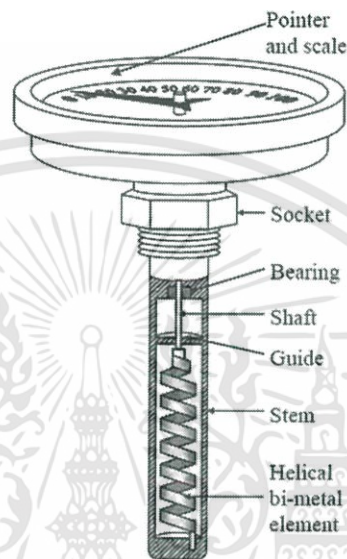
ในโครงการนี้จะใช้เกจวัดอุณหภูมิ (Temperature Gauge) แบบที่แสดงบนหน้าปัด ซึ่งมีการใช้หลักการวัดชนิดแถบโลหะคู่ (Bimetallic) ซึ่งมีหลักการคือ เมื่อแถบโลหะสองชนิดที่มีสัมประสิทธิ์การขยายตัวจากความร้อนไม่เท่ากันถูกทาบบิดกันสนิท และมีโครงสร้างที่ต่อเชื่อมกับเข็มชี้ค่า เมื่อได้รับความร้อนโลหะทั้งสองชนิดจะขยายตัวไม่เท่ากันทำให้แถบโลหะนั้นๆ เกิดการโก่งตัว ดังนั้นถ้ายึดปลายด้านหนึ่งไว้ให้คงที่ ปลายอีกด้านหนึ่งจะเบี่ยงเบนไปตามค่าของอุณหภูมิ แต่ถ้าอุณหภูมิลดลงการเบี่ยงเบนจะมีทิศทางกลับกันกับครั้งแรก



รูปที่ 2.21 การขยายตัวของแถบโลหะ

หัวใจของเกจชนิดนี้ ขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์การขยายตัวทางความร้อนเชิงเส้น สำหรับการวัดอุณหภูมิทั่วไป อินวาร์ (Invar) ซึ่งเป็นโลหะผสมระหว่างเหล็กและนิเกิล โดยมีนิเกิล 36 % ถูกใช้เป็นโลหะที่มีการขยายตัวต่ำ ส่วนโลหะทั่วไปใช้เป็นโลหะที่มีการขยายตัวสูง

เทอร์โมมิเตอร์ชนิดนี้ สามารถเพิ่มความไวให้มากขึ้น โดยการใช้แท่งโลหะที่ยาวๆและนำมาบิดหมุนเป็นเกลียว (Helical Form) ดังรูปที่ 2.22 โดยปลายข้างหนึ่งสามารถเคลื่อนที่อย่างอิสระและยึดติดอยู่กับเข็มชี้ที่กวาดอยู่บนหน้าปัดที่มีสเกลแสดงค่าอุณหภูมิ เมื่ออุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้น โลหะทั้งสองชั้นจะขยายตัวไม่เท่ากัน ทำให้เกิดการบิดตัวหรือหมุนตัวที่ปลายข้างที่เป็นอิสระที่ผูกติดอยู่กับเข็มชี้ ทำให้เข็มชี้เคลื่อนที่ไปตำแหน่งบนหน้าปัด



รูปที่ 2.22 แท่งโลหะคู่ในลักษณะหมุนเป็นเกลียว

## 2.5.5 Temperature Transmitter

โดยทั่วไปของการใช้งาน Temperature Transmitter จะต้องมีการต่อเข้ากับเครื่องมือวัดอุณหภูมิ เพื่อทำการเปลี่ยนค่าอุณหภูมิจากจุดที่ต้องการวัดไปเป็นสัญญาณไฟฟ้าที่ต้องการ หรือสามารถที่จะทำการต่อ Temperature Transmitter เข้าไปยังส่วนอินพุตของระบบควบคุมได้ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้งานค่าอุณหภูมิที่อ่านได้โดยปกติแล้วควรจะกำหนดให้อยู่ประมาณ 50 – 75 % ของย่านการใช้งานสูงสุด และในบางครั้งจะมีการตั้ง Zero ไว้ที่ค่าสูงๆ เมื่อกระบวนการผลิตหยุดทำงานหรือช่วงการเริ่มเดินเครื่อง จะทำให้เครื่องมือวัดอ่านค่าได้ต่ำกว่าศูนย์ได้

## 2.6 เครื่องมือวัดการไหล

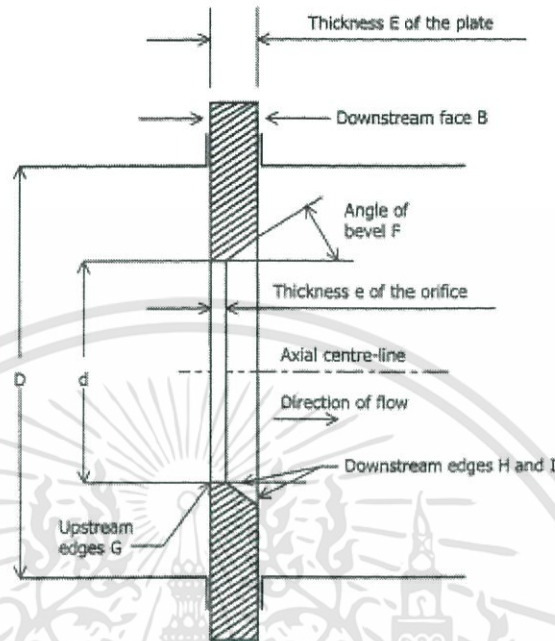
### 2.6.1 Orifice Plate

แผ่นออริฟิสมิลักษณะเป็นแผ่นโลหะที่มีรูไว้สำหรับให้ของไหลผ่าน ในการติดตั้งจะถูกติดตั้งอยู่ระหว่างหน้าแปลน (Orifice Flange) ของท่อในลักษณะตั้งฉากกับกระแสการไหล เนื่องจากมีการจัดทำได้ง่ายและมีราคาถูก จึงทำให้มีการใช้งานกันอย่างแพร่หลาย นอกจากนั้นแล้วยังมีความเชื่อถือในการวัดอัตราการไหลเป็นอย่างดี แผ่นออริฟิสสามารถทำขึ้นจากวัสดุได้หลายชนิด รวมทั้งวัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนจากของไหลที่นำไปใช้งาน เช่น 316 Stainless Steel, Monel หรือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Inconel Orifice Plate ลักษณะพื้นฐานของแผ่นออริฟิสตามมาตรฐาน ISO 5167 สามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 2.20



รูปที่ 2.23 แสดงถึงแผ่นออริฟิสตามมาตรฐาน

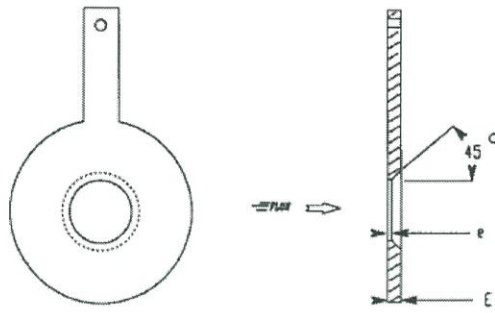
ตามมาตรฐาน ISO 5167 ค่าความหนา  $e$  ของแผ่นออริฟิสจะอยู่ระหว่าง  $0.005D$  ถึง  $0.02D$  และ ค่าความหนา  $E$  จะอยู่ระหว่างขนาดความหนา  $e$  ถึง  $0.05D$  โดยทั่วไปแล้ว ขนาดรูที่แผ่นออริฟิส จะแสดงในรูปอัตราส่วนระหว่าง เส้นผ่าศูนย์กลางรูกับเส้นผ่าศูนย์กลางภายในของท่อหรือ ค่า  $d/D$  ซึ่งปกติจะมากกว่าหรือเท่ากับ  $0.20$  และ น้อยกว่าหรือเท่ากับ  $0.75$

ข้อดีของการใช้แผ่นออริฟิสในการวัดอัตราการไหลคือ สะดวกในการติดตั้ง, ราคาถูก, มีแบบและวัสดุหลายชนิดให้เลือกใช้ ข้อเสีย คือ จะมีความไวต่อความเสียหายเมื่อเลือกใช้วัสดุไม่เหมาะสมเนื่องจากแผ่นออริฟิสเป็นแผ่นโลหะที่ต้องสัมผัสกับกระแสการไหลอยู่ตลอดเวลา ซึ่งจะทำให้อาจโค้งงอหรือสึกหรอได้ง่ายและต้องการระยะท่อที่เป็นทางตรง (Straight Run) มากกว่าแบบอื่น

### 2.6.1.1 ชนิดของแผ่นออริฟิส

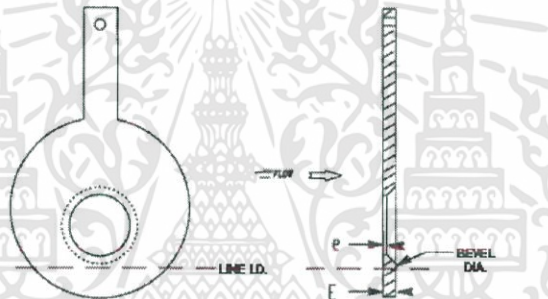
แผ่นออริฟิสมีหลายแบบให้เลือกใช้ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานดังนี้

1) Concentric Orifice Plate หรือ Square Edge เป็นชนิดพื้นฐานของแผ่นออริฟิสและสามารถนำไปใช้กับของไหลได้เกือบทุกประเภท ยกเว้นของไหลที่มีสารแขวนลอย, มีส่วนผสมของสิ่งสกปรกหรือของแข็ง และของไหลที่มีความหนืดสูง



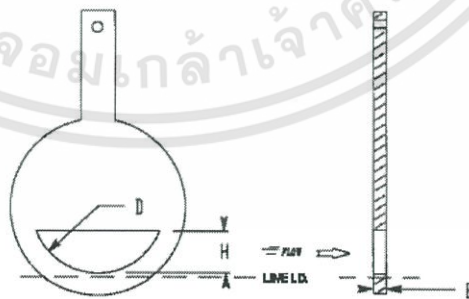
รูปที่ 2.24 Concentric Orifice Plate

2) Eccentric Orifice Plate คือ แผ่นออริฟิสแบบนี้จะมีรูเยื้องลงมาทางด้านล่างของแผ่นออริฟิสที่ติดตั้งอยู่ภายในท่อ เพื่อลดการตกค้างของสารแขวนลอยหรือการตกตะกอนที่บริเวณด้านหน้าของแผ่นออริฟิส ซึ่งจะเหมาะสมกับของไหลที่มีสารแขวนลอย, มีส่วนผสมของสิ่งสกปรกหรือของแข็ง



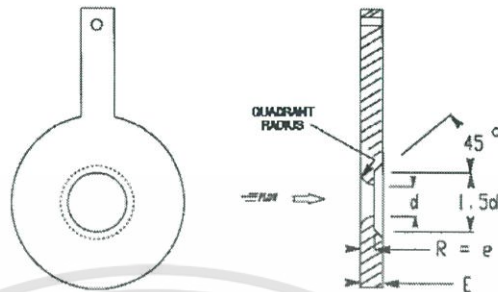
รูปที่ 2.25 Eccentric Orifice Plate

3) Segmental Orifice Place คือ แผ่นออริฟิสแบบนี้มาสำหรับวัดของไหลที่เต็มไปด้วยตะกอนหนัก จะมีช่องการไหลของของไหลเป็นครึ่งวงกลมซึ่งโดยปกติจะขนาดเท่า 98% ของเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ



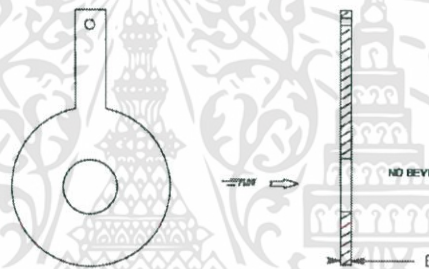
รูปที่ 2.26 Segmental Orifice Place

4) Quadrant Orifice Plate คือ แผ่นออริฟิสแบบนี้รูทางด้านเข้าจะเอียงประมาณ 1/4 ของวงกลม และเหมาะสมที่จะนำไปใช้กับของไหลที่มีความหนืดสูงๆ หรือ Reynold Number ต่ำ โดยจะถูกเลือกใช้เมื่อค่า Reynold Number ต่ำกว่า 10,000



รูปที่ 2.27 Quadrant Orifice Plate

5) Restriction Orifice plate แผ่นออริฟิสแบบนี้จะถูกใช้เมื่อต้องการลดอัตราการไหลและลดความดัน

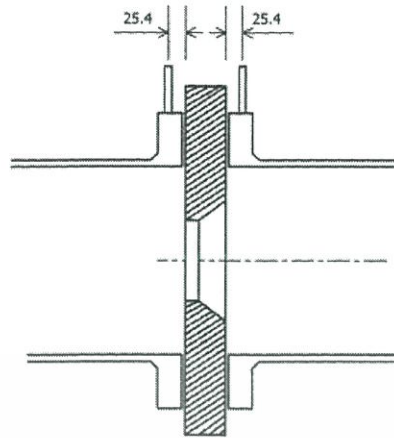


รูปที่ 2.28 Restriction Orifice Plate

### 2.6.1.2 จุดต่อสำหรับวัดค่าความดันความแตกต่าง (Pressure Tappings)

ในการใช้งานแผ่นออริฟิสสำหรับวัดอัตราการไหลจะต้องมีจุดต่อสำหรับใช้วัดค่าความดันความแตกต่างทางด้านหน้า (Upstream) และด้านหลัง (Downstream) อย่างน้อยด้านละหนึ่งจุด เพื่อใช้สำหรับต่อไปยังอุปกรณ์วัดความดันแตกต่าง (Differential Pressure Transmitters) ที่ใช้วัดค่าความดันความแตกต่างที่เกิดจากแผ่นออริฟิส สามารถแบ่งลักษณะจุดต่อได้ 3 แบบ ดังนี้

1) จุดต่อที่หน้าแปลน (Flange Tap) จุดต่อแบบนี้จะอยู่ที่หน้าแปลนเป็นจุดต่อที่ใช้เป็นมาตรฐานสำหรับท่อที่มีขนาดใหญ่โดยปกติจะใช้สำหรับที่มีขนาด 2-10 นิ้ว ซึ่งวัดจากด้านหน้าและด้านหลังของ Orifice Plate ออกไปด้านละ 25.4 mm โดยระยะอาจเปลี่ยนแปลงได้เล็กน้อยขึ้นอยู่กับค่า  $\beta$  ที่เลือกใช้ โดยมีข้อกำหนดดังนี้คือ  $\beta > 0.6$  และ  $D > 150$  mm ; ระยะเท่ากับ  $25.4 \pm 0.5$  mm



รูปที่ 2.29 ลักษณะจุดต่อแบบ Flange Taps

ข้อจำกัดของการใช้จุดต่อแบบนี้คือ

$$d \geq 12.5 \text{ mm}$$

$$50 \text{ mm} \leq D \leq 1000 \text{ mm}$$

$$0.2 \leq \beta \leq 0.75$$

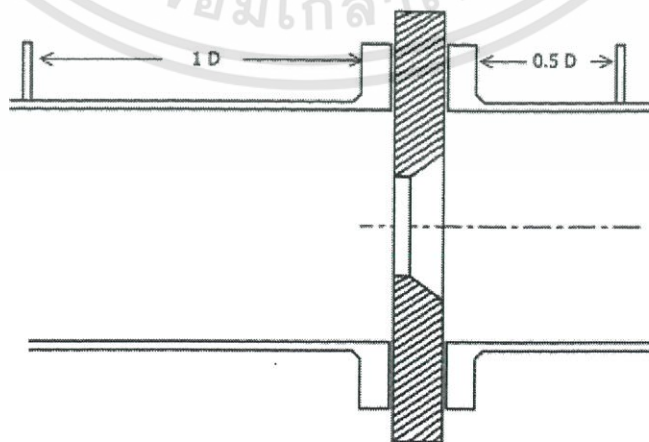
$$Re_D \geq 5000; \text{ สำหรับ } 0.2 \leq \beta \leq 0.75$$

$$Re_D \geq 10000; \text{ สำหรับ } \beta > 0.75$$

2) จุดต่อที่ระยะ  $D$  และ  $0.5 D$  (Vena Contracta Taps) คือ จุดต่อแบบนี้จะอยู่ที่ท่อแทนที่จะอยู่หน้าแปลนเหมือนกันแบบแรก ซึ่งวัดจากด้านหน้าของแผ่นออริฟิสออกไปที่ระยะ  $1D$  และด้านหลังของแผ่นออริฟิสออกไปที่ระยะ  $0.5D$  โดยอาจเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับค่า  $\beta$  ของแผ่นออริฟิสที่เลือกใช้ โดยมีข้อกำหนดดังนี้

$$B < 0.6, \text{ ระยะด้านหน้าเท่ากับ } D \pm 0.1D \text{ และระยะด้านหลังเท่ากับ } 0.5D \pm 0.02D$$

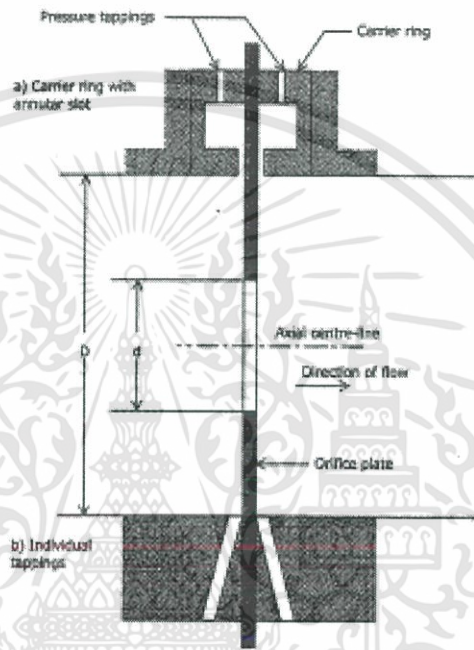
$$B > 0.6, \text{ ระยะด้านหน้าเท่ากับ } D \pm 0.1D \text{ และระยะด้านหลังเท่ากับ } 0.5D \pm 0.01D$$



รูปที่ 2.30 ลักษณะจุดต่อแบบ Vena Contracta Taps

ข้อจำกัดของการใช้จุดต่อแบบนี้จะเหมือนกับแบบจุดต่อที่หน้าแปลน

3) จุดต่อที่ Corner (Coner Taps) คือ จุดต่อนี้จะต้องใช้สำหรับท่อที่มีเส้นผ่านศูนย์กลางที่เล็กโดยปกติจะใช้สำหรับที่มีขนาดต่ำกว่า 2 นิ้ว ซึ่งจุดต่อจะอยู่ที่หน้าแปลนซึ่งจะอยู่ติดกับ Orifice Plate ทั้งด้านหน้าและด้านหลัง ดังภาพที่ 2.26 ซึ่งจะอยู่ในพื้นที่ที่มีการไหลแบบปั่นป่วนที่สูง (highly turbulent flow) ดังนั้นการใช้จุดต่อแบบนี้จะต้องการอุปกรณ์พิเศษซึ่งนำมาใช้ร่วมกันที่มีราคาแพงมาก จึงจะถูกเลือกใช้เมื่อจำเป็นเท่านั้น



รูปที่ 2.31 ลักษณะจุดต่อแบบ Corner Taps

ข้อกำหนดในการใช้จุดต่อแบบนี้คือ

$$d \geq 12.5 \text{ mm}$$

$$50 \text{ mm} \leq D \leq 1000 \text{ mm}$$

$$0.2 \leq \beta \leq 0.75$$

$$Re_D \geq 1260 \beta^2 D$$

### 2.6.1.3 การเลือกใช้แผ่นออริฟิส

การเลือกใช้เครื่องมือวัดอัตราการไหลด้วยแผ่นออริฟิสตามมาตรฐาน ISO 5167 จะใช้กับท่อขนาดตั้งแต่ 2 นิ้วขึ้นไปจนถึงประมาณ 10-12 นิ้ว แต่ถ้าท่อมีขนาดใหญ่กว่าเช่น 18 นิ้ว หรือ 24 นิ้ว การใช้ Orifice Plate จะไม่เหมาะสมเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อแผ่นออริฟิสจะสูงมาก ควรที่จะพิจารณาเลือกใช้การวัดแบบอื่นๆเช่น Ultrasonic หรือ Pitot Tube เป็นต้น และค่า Rangeability ต้องไม่มากกว่า 5:1 เนื่องจากจะทำให้ค่าที่อ่านได้ที่ย่านอัตราการไหลต่ำๆมีค่า

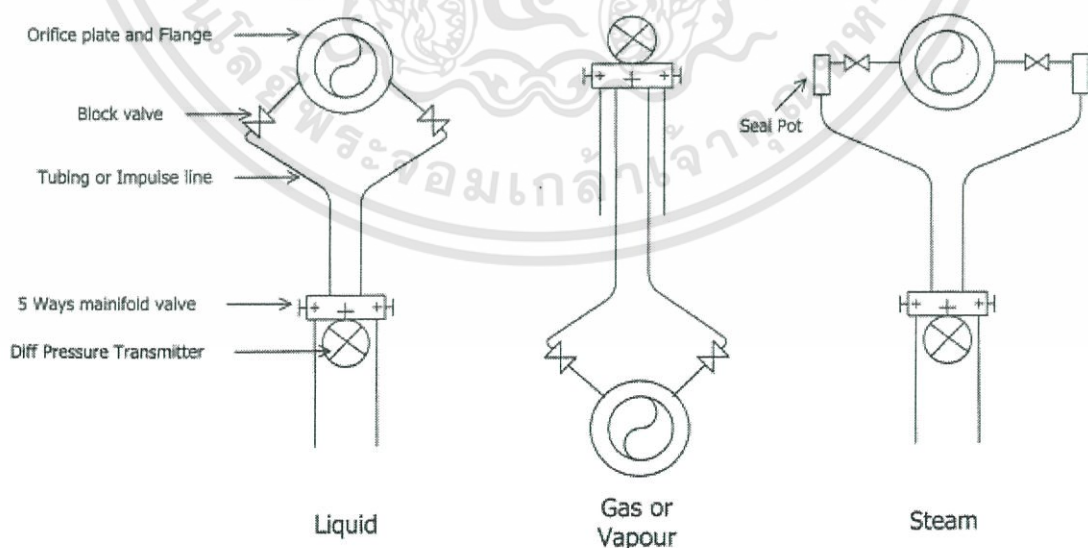
ผิดพลาดได้สูง นอกจากนั้นแล้วการวัดอัตราการไหลด้วยแผ่นออริฟิสจะไม่เหมาะกับการควบคุมการไหลบางชนิดที่ต้องการความดันสูญเสียในระบบหรือในท่อที่มีค่าต่ำๆ และวัสดุที่ใช้ในการผลิตแผ่นออริฟิสจะต้องถูกพิจารณาในการเลือกใช้ว่าเหมาะสมกับชนิดของของไหลและทนการกัดกร่อนได้หรือไม่ โดยทั่วไปจะใช้ 316 Stainless Steel เป็นตัวมาตรฐาน

### 2.6.1.4 Differential Pressure Flow Transmitter

โดยทั่วไปของการใช้งาน Differential Flow Transmitter จะต้องมีการต่อใช้งานร่วมกับเครื่องมือสร้างความดันแตกต่าง เพื่อทำการเปลี่ยนค่าความดันแตกต่างระหว่าง Upstream กับ Downstream ของจุดที่ต้องการวัด ไปเป็นสัญญาณไฟฟ้ามาตรฐาน 4-20 mA หรือสัญญาณลมมาตรฐาน 3-15 Psi ซึ่งในปัจจุบันจะไม่นิยมการใช้สัญญาณลม และสัญญาณมาตรฐานที่ได้จะถูกส่งไปยังระบบควบคุมหรือระบบแสดงผลต่อไป

การติดตั้ง Differential Pressure Flow Transmitter จะต้องทำการติดตั้งให้ถูกเพื่อให้ค่าที่อ่านได้มีความผิดพลาดต่ำ ซึ่งตัวแปรหลักๆที่ใช้สำหรับพิจารณาในการติดตั้งจะเป็นดังนี้

ตำแหน่งของ Differential Pressure Flow Transmitter จะขึ้นอยู่กับสถานะของไหลที่ต้องการวัด ถ้าของไหลมีสถานะเป็นก๊าซหรือไอ จะต้องติดตั้งเครื่องมือวัดให้อยู่เหนือจุดที่ทำการวัด ถ้าของไหลมีสถานะเป็นของเหลวจะต้องติดตั้งเครื่องมือวัดให้อยู่ต่ำกว่าจุดที่ทำการวัด เหตุผลหลักๆคือในกรณีที่ของไหลเป็นก๊าซนั้น จะต้องไม่ทำให้ของไหลมีการกลั่นตัวเป็นของเหลวค้างอยู่ในท่อจากจุดวัดไปยังเครื่องมือวัด และในทำนองเดียวกันของไหลที่เป็นของเหลว จะไม่ต้องการให้มีฟองอากาศ ดังรูปที่ 2.32



รูปที่ 2.32 การติดตั้ง Differential Pressure Flow Transmitter รูปแบบต่างๆ

## 2.6.2 โรตاميเตอร์ (Rotameter)

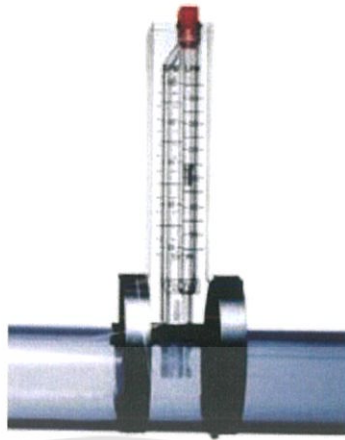
โรตاميเตอร์จัดเป็นอุปกรณ์สำหรับตรวจวัดอัตราการไหลที่สามารถให้ของไหลไหลผ่านได้เพียงทิศทางเดียวอีกชนิดหนึ่งที่ยอมรับกันอย่างกว้างขวางในปัจจุบัน ข้อดีของโรตاميเตอร์คือเป็นอุปกรณ์ที่เหมาะสมสำหรับวัดอัตราการไหลต่ำๆ ที่อุปกรณ์บางประเภทยกตัวอย่างเช่นแผ่นออริฟิส เวนทูรี หรือนอซเซิลไม่สามารถตรวจวัดได้

การใช้งานโรตاميเตอร์ทำได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ในลักษณะแนวตั้ง และให้ของไหลที่ต้องการวัดไหลเข้าไปภายในจากทางด้านล่างผ่านลูกลอยออกทางด้านบนของตัวอุปกรณ์ ลูกลอยจะถูกแรงดันที่เกิดจากการไหลของของไหลยกตัวขึ้น การที่ลูกลอยในโรตاميเตอร์เปลี่ยนตำแหน่งไปนี้ จะทำให้พื้นที่ภายในโรตاميเตอร์เปลี่ยนแปลงไปด้วย ลูกลอยจะเคลื่อนที่ไปจนกระทั่งหยุดอยู่หนึ่งในตำแหน่งที่คงที่ นั่นหมายถึงแรงดันที่เกิดจากการไหลที่กำลังพยุงลูกลอยให้คงที่อยู่ในขณะนั้นมีความสมดุล (Balance) กับค่าความหนาแน่นของลูกลอยและตำแหน่งที่ลูกลอยหยุดคงที่อยู่นั้นคือจุดที่ใช้สำหรับอ่านค่าอัตราการไหลของของไหลที่กำลังไหลอยู่ในขณะนั้นด้วย ค่าที่ได้จากการตรวจวัดจะอยู่ในลักษณะของมาตรวัดที่อ่านได้จากสเกล

รูปที่ 2.33 เป็นลักษณะของโรตاميเตอร์ที่ใช้กันทั่วไปในงานอุตสาหกรรม ส่วนรูปที่ 2.28 แสดงลักษณะการติดตั้งโรตاميเตอร์เข้ากับระบบท่อปิดเพื่อตรวจวัดอัตราการไหลโรตاميเตอร์ลักษณะนี้จะมีสเกลอยู่ 2 ส่วนคือส่วนหนึ่งใช้สำหรับอ่านค่าที่ได้จากการวัดของไหลที่เป็นของเหลว และอีกส่วนใช้สำหรับอ่านค่าจากการวัดของไหลที่เป็นก๊าซ นั่นหมายความว่า โรตاميเตอร์ลักษณะนี้มีคุณสมบัติพิเศษที่สามารถนำไปใช้วัดอัตราการไหลของของไหลที่มีลักษณะแตกต่างกันได้นั้นคือของเหลว และก๊าซ แต่ที่ต้องมีสเกลสำหรับอ่านค่าที่แตกต่างกัน เนื่องจากโดยปกติแล้วค่าความหนาแน่นของของเหลวจะมีค่าไม่เท่ากับอากาศหรือก๊าซ



รูปที่ 2.33 โรตاميเตอร์รูปแบบต่างๆ

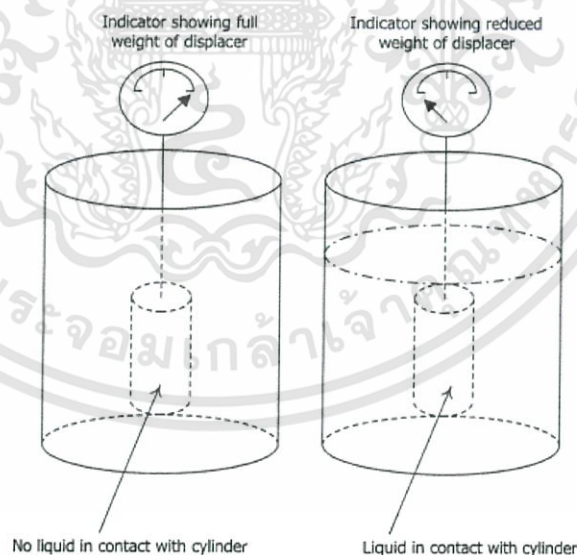


รูปที่ 2.34 การติดตั้งโรตاميเตอร์กับระบบท่อปิด

## 2.7 เครื่องมือวัดระดับ

### 2.7.1 Displacer

เป็นเครื่องมือวัดที่ต้องมีการสัมผัสกับของเหลวที่ต้องการวัดอยู่ตลอดเวลา และถูกสร้างให้มีน้ำหนักมาก ดังนั้น Displacer จึงจะจมอยู่ในระดับของเหลวที่เพิ่มขึ้น ตัว Displacer จะเป็นแท่งทรงกระบอกที่ถูกแขวนอยู่ในของเหลว น้ำหนักของแท่งทรงกระบอกนี้จะเปลี่ยนไปตามส่วนที่จมอยู่ในของเหลว ถ้าระดับของของเหลวต่ำกว่าแท่งกระบอกนี้จะทำให้แท่งกระบอกนี้มีน้ำหนักมากที่สุด เนื่องจากไม่มีแรงพยุงตัว



รูปที่ 2.35 การทำงานของ Displacer

## 2.7.2 เกจวัดระดับ (Level Gauge)

เครื่องมือวัดระดับประเภทนี้จะสามารถอ่านค่าระดับของของเหลวได้ที่ตัวเครื่องมือวัดเท่านั้น ซึ่งสามารถแบ่งประเภทได้ดังนี้

1. แบบแม่เหล็ก (Magnetic)
2. แบบสะท้อนแสง (Reflex)
3. แบบโปร่งแสง (Transparent)

2.7.2.1 แบบแม่เหล็ก (Magnetic) คือ เกจวัดระดับแบบแม่เหล็กจะมีลักษณะเป็นท่อโลหะที่มีลูกลอยแม่เหล็กเคลื่อนที่อยู่ภายใน โดยจะมีการเชื่อมโยงทางแม่เหล็กกับสเกลแสดงผล ด้านนอกท่อ เกจวัดระดับแบบนี้ควรจะมีการพิจารณาเลือกใช้ในการวัดระดับของเหลวที่ติดไฟได้, มีการกัดกร่อน, เป็นพิษ, ความดันสูง, อุณหภูมิสูง และต้องการระยยะมองเห็นที่ยาว แต่ไม่ควรใช้กับของเหลวที่สกปรกหรือมีสิ่งเจือปน เนื่องจากสิ่งเจือปนเหล่านี้สามารถทำให้ลูกลอยแม่เหล็กมีโอกาสติดขัด เป็นผลทำให้อ่านค่าระดับไม่ถูกต้อง

2.7.2.2 แบบสะท้อนแสง (Reflex) คือ เกจวัดระดับแบบนี้จะใช้แก้วปริซึม ซึ่งใช้ในการสะท้อนแสงจากของไหลหรือจากพื้นหลังของตัวเกจ เหมาะสำหรับของเหลวที่สะอาด, ใส และไม่กัดกร่อน

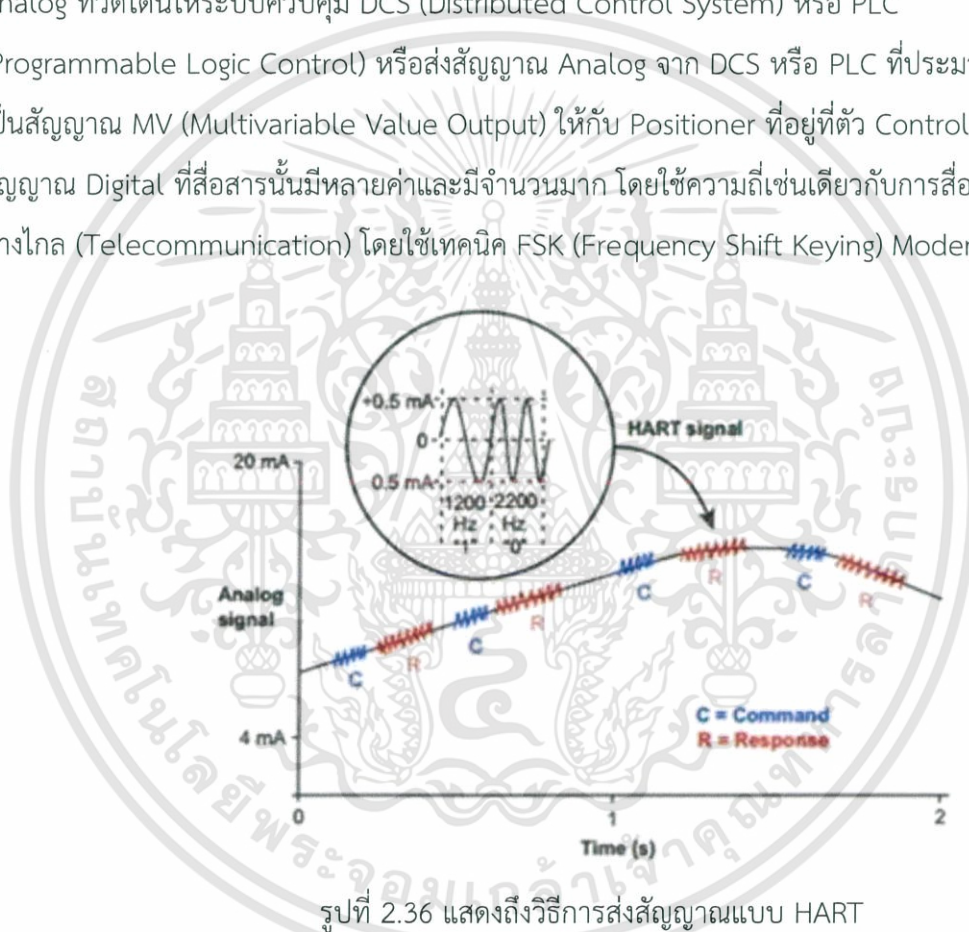
2.7.2.3 แบบโปร่งแสง (Transparent) คือ เกจวัดระดับแบบนี้จะประกอบด้วยแผ่นกระจก 2 ชั้นอยู่ตรงข้ามกันบนท่อ โดยจะให้ของไหลผ่านระหว่างกลาง เกจวัดระดับแบบโปร่งแสง ควรจะใช้กับของเหลวที่เป็นกรด, มีการกัดกร่อนสูง, สกปรกหรือมีสีทึบ, ใต้น้ำความดันสูง, ของเหลวที่เชื่อมต่อกัน หรือใช้ในบริเวณที่ต้องการแสงสว่างทางด้านหลัง และควรจะมีการเลือกใช้แบบฟิล์มบางป้องกันภายในตัวเกจถ้าของเหลวสามารถสร้างความเสียหายให้กระจกได้เช่น ใต้น้ำที่มีความดันมากกว่า 600 psig, Amines และ Caustic

2.7.2.4 Differential Pressure Level Transmitter คือ เครื่องมือวัดความดันแตกต่างจะมีการใช้งานอย่างกว้างขวางในการวัดระดับของเหลวในถัง โดยจะอ่านค่าได้จากความสูงของเหลวที่ทำการวัด โดยทั่วไปด้านความดันสูงของเครื่องมือวัดจะถูกต่ออยู่กับจุดต่อต้านต่ำสุดของถัง ส่วนด้านความดันต่ำจะต่อกับด้านสูงสุดของถัง โดยด้านความดันต่ำจะถูกใช้เป็นจุดอ้างอิง และแปลงสัญญาณที่วัดได้ไปเป็นสัญญาณไฟฟ้ามาตรฐาน 4-20 mA เพื่อส่งไปยังห้องควบคุม

## 2.8 HART Communication

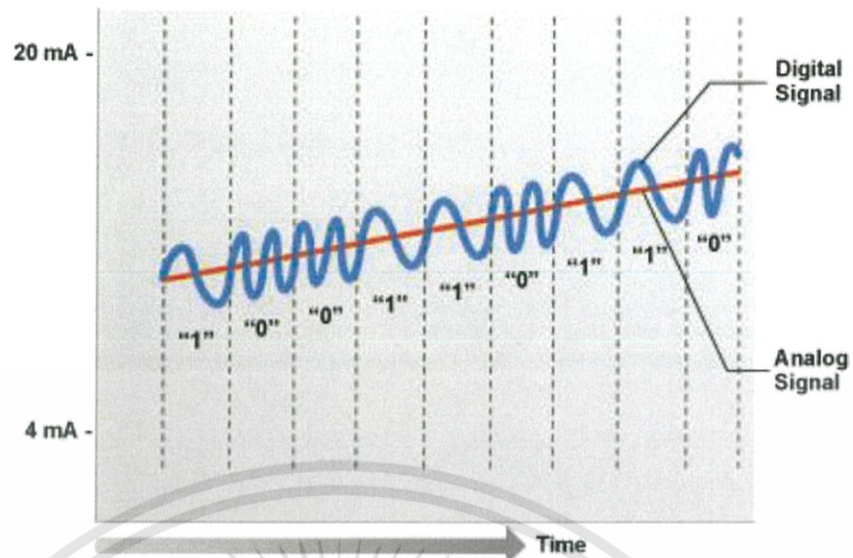
HART มาจากคำเต็มว่า Highway Addressable Remote Transducer คือการสร้าง ทางด่วน (Highway) เพื่อการสื่อสารกับตัวอุปกรณ์ (Transducer) แบบที่ติดต่อกันที่ใดก็ได้ (Remote) พร้อมกับมีการตั้งชื่อหรือกำหนดตำแหน่ง (Address) ได้

การสื่อสารแบบ HART นั้นจัดเป็นการสื่อสารแบบ Digital ที่มี Analog 4-20 mA เป็นสื่อคือ ยังคงใช้สัญญาณไฟฟ้ากระแสตรง 4-20 mA ในการวัดและควบคุมหรือติดต่อกันระหว่างตัวอุปกรณ์ เช่น ทรานสมิตเตอร์วัดค่าทางกายภาพแล้วแปลงเป็นสัญญาณ PV (Process Variable) ส่งสัญญาณ Analog ที่วัดได้นี้ให้ระบบควบคุม DCS (Distributed Control System) หรือ PLC (Programmable Logic Control) หรือส่งสัญญาณ Analog จาก DCS หรือ PLC ที่ประมวลผลแล้ว เป็นสัญญาณ MV (Multivariable Value Output) ให้กับ Positioner ที่อยู่ที่ตัว Control Valve สัญญาณ Digital ที่สื่อสารนั้นมีหลายค่าและมีจำนวนมาก โดยใช้ความถี่เช่นเดียวกับการสื่อสารทางไกล (Telecommunication) โดยใช้เทคนิค FSK (Frequency Shift Keying) Modems

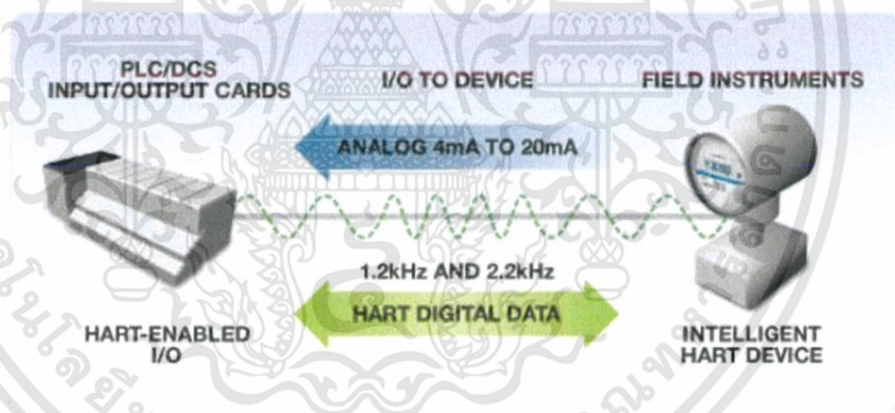


รูปที่ 2.36 แสดงถึงวิธีการส่งสัญญาณแบบ HART

สัญญาณ HART ใช้ความถี่ 2 ค่า แทนสถานะของโลจิก 0 และ 1 คือความถี่ 1,200 Hz แทนโลจิก 1 และความถี่ 2,200 Hz แทนโลจิก 0 โดยทั้ง 2 สัญญาณจะขึ้นอยู่กับสัญญาณ Analog ดังรูปที่ 2.36 โดยสัญญาณ ความถี่นี้จะมีความแรงดัน (Voltage) อยู่ที่ +/- 0.6 Volt สัญญาณความถี่ทั้ง 2 ความถี่จะสมมาตรกันระหว่างช่วงบวก (+) และช่วงลบ (-) ในแต่ละช่วงเวลา ทำให้ไม่เกิดการรบกวนกับสัญญาณ Analog 4-20 mA



รูปที่ 2.37 การสื่อสารแบบ HART โดยสัญญาณดิจิทัลอยู่บนสัญญาณอนาล็อก สัญญาณ HART เป็นการสื่อสารแบบ 2 ทาง (2 Way Communication) ระหว่างตัวอุปกรณ์ (Device) และ ตัว Host คือสามารถติดต่อไปมาได้ระหว่างอุปกรณ์ และ Host ซึ่ง Host ในที่นี้อาจเป็นเครื่องมือ Handheld หรือ DCS หรือ PLC ก็ได้ดังภาพที่ 2.38



รูปที่ 2.38 การสื่อสารแบบ HART เป็นการสื่อสารแบบ 2 ทาง

## 2.9 วาล์วควบคุม (Control Valve)

วาล์วควบคุม (Control Valve) เป็นอุปกรณ์หนึ่งในหลายอุปกรณ์ในกระบวนการควบคุมกระบวนการผลิตที่เป็นที่รู้จักกันมากชิ้นหนึ่ง วาล์วควบคุมมีหน้าที่จัดการการไหลของไหล (ของเหลว + ก๊าซ) ภายในกระบวนการผลิต เช่น ให้น้ำ น้ำมันดิบ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซปิโตรเลียมเหลว ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น เพื่อปรับ รักษาและชดเชยภาระงานของกระบวนการผลิตนั้นๆ อีกทั้งช่วยรักษาระดับค่าตัวแปรที่สำคัญและมีผลต่อกระบวนการผลิตในระบบควบคุมให้มีค่าตัวแปรในกระบวนการผลิตใกล้เคียงกับค่าที่ต้องการ (Set point) โดยวาล์วควบคุมประกอบด้วย 3 ส่วนหลักคือ

1) วาล์ว (Valve) คือส่วนทำหน้าที่ควบคุมการไหลของไหลประกอบด้วยชุดรองรับของไหลหรือตัวเรือนวาล์ว (Valve Body) รวมถึงช่องทางไหล (Port) ระหว่าง Seat กับ “Flow Control Element” (หรือ “Moveable Closure Member” หรือ “ลิ้นวาล์ว”) ซึ่งเคลื่อนที่เพื่อเปิดเต็มที่ เปิดบางส่วน (Restricts) หรือปิดช่องทางไหลนั้นหรือเรียก Seat กับ ลิ้นวาล์วรวมๆ กันว่า Trim ทั้งนี้ช่องทางไหลภายในตัวเรือนวาล์วอาจมีมากกว่า 1 ช่องทางไหล ดังนั้นจึงดูเหมือนเป็นองค์ประกอบพื้นฐานเช่นเดียวกับวาล์วที่ใช้มือหมุนต่างๆไป (Hand Valve หรือ Manual Valves) ซึ่งเป็นชนิดของวาล์วที่ไม่สามารถควบคุมได้ด้วยตัวมันเองต้องอาศัยคนในการเปิด-ปิด

2) Actuator คือส่วนที่ถูกขับด้วยพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานไฮดรอลิกจากนั้นทำหน้าที่แปลงพลังงานดังกล่าวให้อยู่ในรูปของงาน/แรงเชิงกลไปขับเคลื่อนส่วนที่ต้องการให้เคลื่อนที่ในที่นี้ก็คือ Flow Control Element หรือลิ้นวาล์ว ในบางครั้งเราอาจเรียก “Actuator” ว่า “หัวขับวาล์ว”

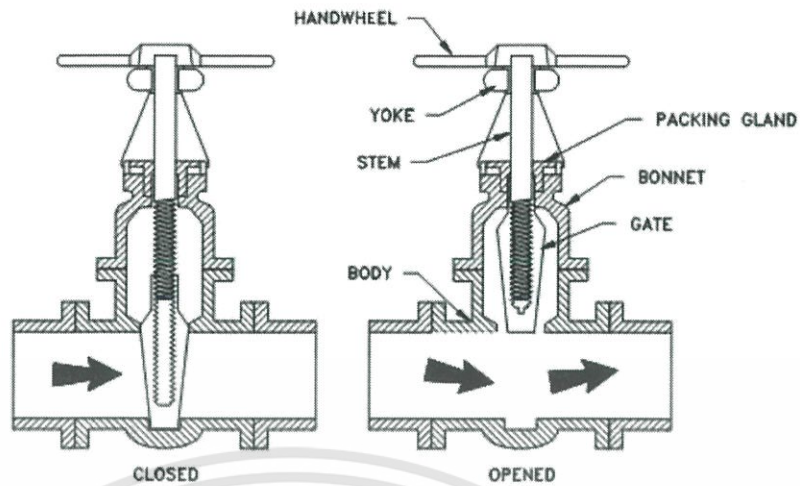
3) Motion conversion mechanism หมายถึงกลไกเชื่อมต่อระหว่างวาล์วกับ Actuator ซึ่งทำหน้าที่แปลงการเคลื่อนที่เชิงเส้น (Linear Motion) ไปเป็นการเคลื่อนที่เชิงมุม (Rotary Motion) นั่นคือการเปลี่ยนแปลงจากการเคลื่อนที่เชิงเส้นของ Actuator ไปเป็นการเคลื่อนที่การหมุนของลิ้นวาล์ว (Rotary Valve Operation) หรือในทางกลับกันเปลี่ยนแปลงการเคลื่อนที่เชิงมุมของ Actuator ไปเป็นการเคลื่อนที่แนวเส้นตรงของลิ้นวาล์ว (Linear Valve Operation)

### 2.9.1 ส่วนประกอบวาล์วควบคุม

เนื่องจากวาล์วประกอบด้วยชิ้นส่วนกลไกที่ถูกต้องออกมาเพื่อควบคุมการไหลของไหลหลากหลายชนิด ดังนั้นการทำงานของวาล์วในภาพรวมในระบบหนึ่งหรือกระบวนการหนึ่งที่มีอุณหภูมิและความดันที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา นั้นจึงมีหน้าที่หลักๆ ได้แก่

- 1) เพื่อการหยุดหรือเริ่มการไหลในระบบท่อ
- 2) ควบคุมเปลี่ยนแปลงปริมาณการไหล (Throttling) ในระบบท่อ
- 3) ควบคุมทิศทางการไหลในระบบท่อ
- 4) ควบคุมแรงดันในระบบท่อสำหรับกระบวนการทำงานหนึ่งๆ

อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าวาล์วมีอยู่ด้วยกันหลายชนิดแต่ก็มีชิ้นส่วนหลักๆบางส่วนที่คล้ายกันและมีพื้นฐานวัตถุประสงค์ในการออกแบบที่คล้ายคลึงกันด้วยเช่นกันดังรูปที่ 2.33 จึงจำเป็นต้องทำความเข้าใจในเบื้องต้นก่อนที่จะเข้าไปลงรายละเอียดของวาล์วในแต่ละชนิด



รูปที่ 2.39 แสดงส่วนประกอบของวาล์ว

รายละเอียดของส่วนประกอบหลักของวาล์วอธิบายดังต่อไปนี้

- 1) ตัวเรือนวาล์ว (Valve Body) เป็นส่วนที่รองรับความดันจาก 2 แหล่งที่สำคัญ แหล่งแรกมาจากความดันของไหลภายในระบบท่อซึ่งวาล์วไปติดตั้งในระบบท่อนั้นๆ แหล่งที่ 2 คือ ความดันหรือแรงดันเชิงกลที่มากอดบนตัวเรือนวาล์วเนื่องจากการเชื่อมต่อวาล์วเข้ากับระบบท่อ บริเวณทางเข้าและทางออกปลายตัวเรือนวาล์วทั้ง 2 ข้างทั้งขึ้นกับชนิดของปลายตัวเรือนของวาล์วว่าเป็นชนิดใด เช่น หน้าแปลน (Flange), เกลียว (Threaded)
- 2) Bonnet เป็นส่วนที่รองรับความดันของไหลรองลงมาจากตัวเรือนวาล์ว ซึ่ง Bonnet อาจถูกใช้เพื่อรองรับหรือประคองก้านวาล์ว (Stem) รวมไปถึงเป็นที่รองรับ Packing box และซีลก้านวาล์ว (Stem Seal) เพื่อป้องกันการรั่วของของไหลจากภายในตัวเรือนวาล์วผ่านก้านวาล์วเนื่องจากก้านวาล์วซึ่งต่อเชื่อมกับลิ้นวาล์วทะลุผ่าน Bonnet ได้เคลื่อนที่ไปพร้อมกับลิ้นวาล์วขณะวาล์วทำงาน
- 3) ลิ้นวาล์ว (Valve Closure Member) หรือ “Disk”, “Plug” หรือ “Flow Control Element” เป็นส่วนเคลื่อนที่ภายในตัวเรือนวาล์วโดยอยู่ในตำแหน่งขวางทิศทางการไหลของไหลที่เข้ามาภายในตัววาล์วเพื่อทำการปรับเปลี่ยนอัตราการไหลผ่านวาล์ว
- 4) ช่องทางการไหล (Flow Control Orifice หรือ Port) เป็นช่องทางช่องหนึ่งภายในตัวเรือนวาล์วที่ยอมให้ของไหลไหลผ่านและเป็นช่องเปิดที่ถูกออกแบบให้ลิ้นวาล์วเคลื่อนที่ในช่องนี้เพื่อปรับเปลี่ยนอัตราการไหลผ่านวาล์ว ดังนั้นเพื่อให้วาล์วทำหน้าที่ครบสมบูรณ์สำหรับการหยุดหรือเริ่มการไหล, เปลี่ยนแปลงปริมาณการไหลด้วยการหรี่วาล์ว (Throttling), ควบคุมทิศทางการไหลในระบบท่อหรือควบคุมแรงดันในระบบท่อการแนบสนิทรหว่าง Port กับลิ้นวาล์วเป็นเรื่องสำคัญและจำเป็นที่สุด ด้วยเหตุนี้ในการออกแบบอาจต้องติดตั้ง Seat Valve หรือ Seat Ring และ Seat Gasket ให้ Port กับลิ้นวาล์วแนบสนิทกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

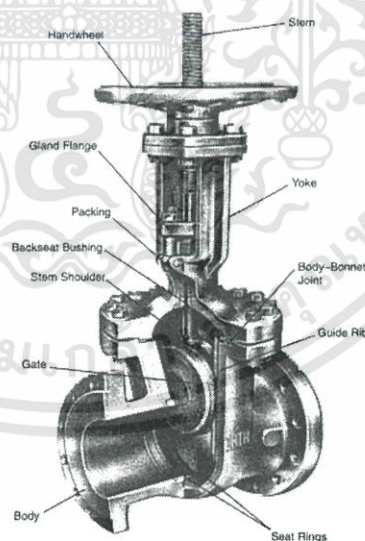
5) Stem (ก้านวาล์ว) เป็นส่วนที่อยู่ภายใต้สภาวะเช่นเดียวกับของไหลภายในตัว เรือนวาล์ว

6) Actuator หรือหัวขับเคลื่อนวาล์วโดยต่อเชื่อมตัว Actuator กับก้านวาล์วเพื่อทำหน้าที่ขับเคลื่อนวาล์ว

## 2.9.2 ชนิดวาล์วควบคุม

### 2.9.2.1 Gate valve

การทำงานของวาล์วเกิดขึ้นจากการเคลื่อนที่ของลิ้นวาล์วไปขวางทางการไหลของไหลจากด้านข้างและตั้งฉากกับทิศทางการไหลของไหลจนกระทั่งลิ้นวาล์วเคลื่อนที่ปิดช่องทางการไหลในตัวเรือนวาล์วสนิท ทำให้การไหลหยุดลง โดยลิ้นวาล์วเองก็ต้องรับแรงดันจากของไหลมากระทำต่อมันด้วยเช่นเดียวกับตัวเรือนวาล์ว ประกอบกับช่องทางการไหลของไหลผ่านตัวเรือนวาล์วอยู่ในแนวเดียวกับทิศทางการไหลของไหลทำให้สูญเสียแรงเสียดทานเนื่องจากการไหลของไหลมีค่าน้อย อีกทั้งวาล์วชนิดนี้ส่วนใหญ่มีลักษณะรูปร่างสมมาตรจึงสามารถสลับทิศทางการใช้งานได้นั้นคือในแต่ละด้านสามารถเป็นได้ทั้งทางเข้าหรือทางออกโดยไม่มีข้อจำกัดหรือกำหนดทิศทางเข้า-ออกที่ชัดเจน ดังนั้นด้วยรูปแบบการทำงานและการควบคุมลิ้นวาล์วดังกล่าวทำให้ Gate Valve ถูกใช้งานเพื่อทำหน้าที่หยุดหรือเริ่มการไหลในระบบท่อ หรือบางครั้งถูกเรียกว่า Stop Valve หรือ Block Valve แสดงดังรูปที่ 2.40



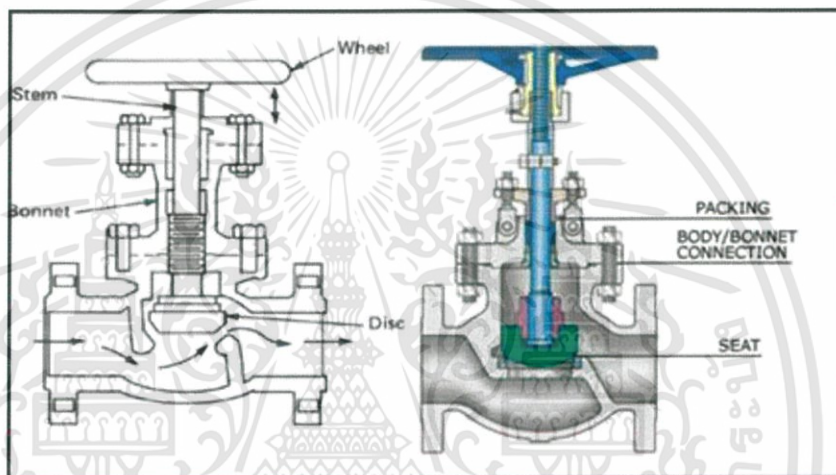
รูปที่ 2.40 Gate Valve

### 2.9.2.2 Glove Valve

Glove Valve ถือเป็นวาล์วที่ได้รับความนิยมมากในการใช้งานอย่างกว้างขวาง โดยปกติจะถูกใช้สำหรับควบคุมปริมาณการไหลด้วยการหรือวาล์วควบคุมเปลี่ยนแปลง

ปริมาณการไหล (Throttling) เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงการไหลของไหลเทียบกับตำแหน่งระยะยกของลิ้นวาล์วมีความสัมพันธ์เกือบเป็นเชิงเส้นตรงในวาล์วชนิดนี้ ดังนั้นทำให้อัตราการไหลเป็นสัดส่วนโดยตรงกับระยะเคลื่อนที่ของลิ้นวาล์ว อย่างไรก็ตามยังสามารถใช้ในงานปิด-เปิดได้ด้วยในกรณีที่ต้องการปิด-เปิดบ่อยทั้งนี้เพราะ Globe Valve มีช่วงระยะเคลื่อนที่ไม่มาในการปิดเปิดวาล์ว อีกทั้งยังสามารถใช้งานได้กับของไหลสะอาดที่อยู่ในรูปของเหลว ก๊าซ หรือไอ

โดยข้อจำกัดด้านอุณหภูมิใช้งานขึ้นอยู่กับวัสดุที่ใช้ผลิตวาล์วเป็นปัจจัยหลัก ไม่เหมาะกับการใช้งานของไหลที่สกปรก หรือพวกรวมแวนลอยเพราะจะมีการสะสมสิ่งสกปรกภายในตัววาล์วก่อให้เกิดการอุดตันได้

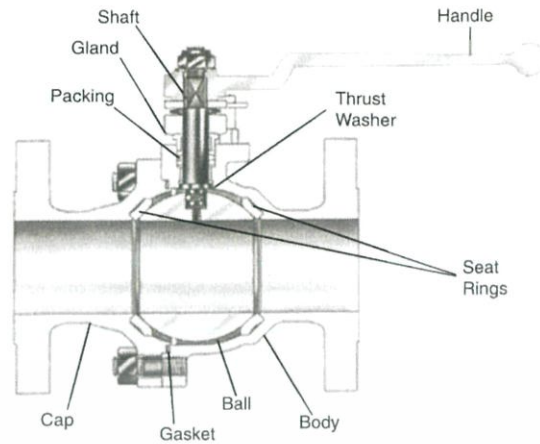


รูปที่ 2.41 Globe valve

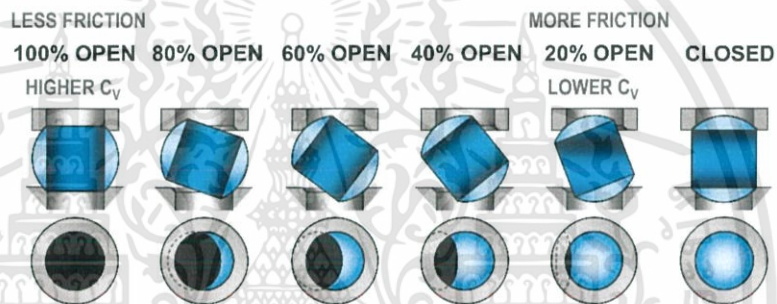
### 2.9.2.3 Rotary Valve

วาล์วลักษณะนี้จะเปิด-ปิดลิ้นวาล์วด้วยการหมุนก้านวาล์วแทนการเคลื่อนที่ขึ้นลงเหมือนกับ Globe Valve รวมไปถึงวาล์วที่มีการหมุนของก้านวาล์วเพียง 1/4 รอบ (Quarter Trim) วาล์วแบบนี้จะมีลักษณะเฉพาะดังนี้คือ น้ำหนักเบา, ความจุสูง, แรงเสียดทานที่ก้านวาล์วต่ำ วาล์วประเภทนี้อาจแบ่งเป็นชนิดย่อยๆ ได้อีกดังนี้

- 1) Ball Valve ลิ้นวาล์ว หรือ Flow Control Element ซึ่งมีรูปทรงลูกบอลทรงกลมเจาะรูตรงกลางแล้วนำไปติดตั้งภายในตัวเรือนวาล์ว (Valve Body) ในการทำงานเพื่อเปิดวาล์ว ทำโดยหมุนลิ้นวาล์วรอบแกนของมันซึ่งตั้งฉากกับทิศทางการไหลจนกระทั่งรูที่เจาะตรงกลางของลูกบอลทรงกลมอยู่ในแนวเดียวกันกับทิศทางการไหลผ่านช่องทางการไหลของวาล์วดังรูปที่ 2.42 ดังนั้นตัวลูกบอลทรงกลมจะอยู่ขวางทางไหลและสัมผัสของไหลตลอดเวลาขณะวาล์วทำงานวาล์วจะอยู่ในตำแหน่งเปิดสุดเมื่อเปิดรูที่เจาะในลูกบอลทรงกลมได้แนวตรงกับช่องการไหล (port) ของวาล์ว

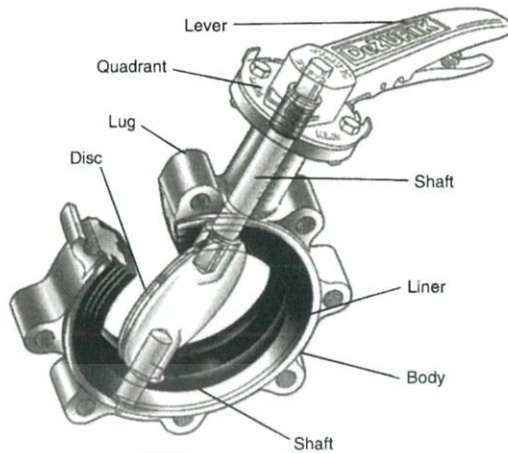


รูปที่ 2.42 Ball valve

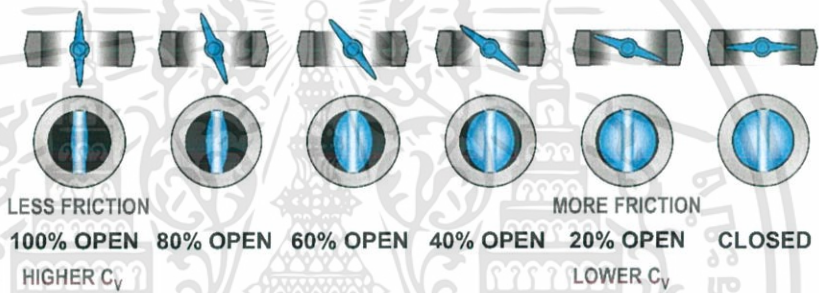


รูปที่ 2.43 รูปแบบการทำงานของ Ball valve

2) Butterfly Valve ถูกออกแบบบนพื้นฐานของตัวหน่วงการไหลภายในท่อ หรือ Pipe Damper สำหรับลิ้นวาล์ว หรือ Flow Control Element มีรูปร่างเป็นแผ่นทรงกลมถูกติดตั้งภายในตัวเรือนวาล์วโดยมีแกนหมุนที่ถูกติดตั้งให้ตั้งฉากกับพื้นหรือขนานกับพื้น เมื่อลิ้นวาล์วหมุนรอบแกนซึ่งเป็นทั้งแกนของลิ้นวาล์วมันเองกับแกนหมุนกลไกการหมุนลิ้นวาล์วซึ่งเป็นแกนตั้งฉากกับทิศทางการไหลของไหลผ่านช่องทางการไหลของวาล์ว (Port) ในการทำหน้าที่ปิด-เปิดหรือหรี่วาล์ว ด้วยเหตุนี้ลิ้นวาล์วจึงสัมผัสของไหลตลอดเวลาดังรูปที่ 2.44 เมื่อลิ้นวาล์วหมุนเพื่อเปิดวาล์วนั้น ลิ้นวาล์วจะทำหน้าที่แบ่งแยกของไหลออกเป็น 2 ส่วนรอบๆ ลิ้นวาล์วซึ่งเป็นแผ่นทรงกลมที่สมมาตร จากลักษณะการติดตั้งและการทำงานของลิ้นวาล์วดังกล่าวจึงไม่ต้องระบุทิศทางการติดตั้งวาล์วเข้ากับระบบท่อสามารถใช้เป็นทางเข้าออกได้ทั้ง 2 ทาง ในกรณีที่แกนลิ้นวาล์วเยื้องศูนย์กับแกนหมุนลิ้นวาล์ว ในการทำงานนั้นการติดตั้งต้องมีการระบุทิศทางเข้า-ออกอย่างชัดเจน

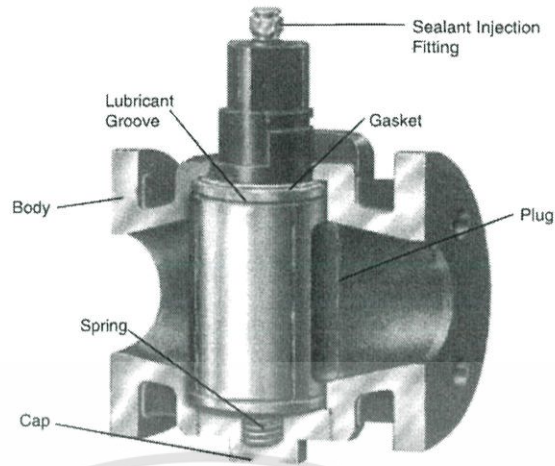


รูปที่ 2.44 Butterfly Valve



รูปที่ 2.45 รูปแบบการทำงานของ Butterfly valve

3) Plug Valve ลิ้นวาล์วหรือ Flow Control Element มีรูปทรงเป็นทรงกระบอก(Cylinder) หรือทรงกรวยตัด (Truncated Cone) เจาะเป็นช่องเพื่อให้เป็นช่องทางการไหลของวาล์ว เรียกว่า “Plug” (คราวนี้ไม่เรียกว่า Disc) เนื่องจากทำงานด้วยการหมุนรอบแกนลิ้นวาล์วซึ่งตั้งฉากกับช่องทางการไหล ลิ้นวาล์วจึงสัมผัสกับของไหลขณะทำงานเช่นเดียวกับลิ้นวาล์วของ Butterfly Valve เมื่อวาล์วอยู่ในตำแหน่งเปิดรูที่เจาะไว้บนลิ้นวาล์วหรือ Plug จะตรงได้แนวเดียวกับทิศทางการไหลของไหล ด้วยลักษณะลิ้นวาล์วมีรูปทรงสมมาตรดังนั้นการติดตั้งและการทำงานของลิ้นวาล์วดังกล่าวจึงไม่ต้องระบุทิศทางในการติดตั้งวาล์วเข้ากับระบบท่อสามารถใช้เป็นทางเข้าออกได้ทั้ง 2 ทาง พบว่าช่องที่เจาะในลิ้นวาล์วในกรณีที่ลิ้นวาล์วเป็นทรงกระบอกนั้นช่องเจาะจะเป็นรูปทรงกลมหรือทรงสี่เหลี่ยม แต่ถ้าหากลิ้นวาล์วเป็นทรงกรวยตัดช่องจะเป็นรูปทรงสี่เหลี่ยมคางหมู (Trapezoid) แทน จากรูปแบบลักษณะการทำงานของวาล์วจึงเหมาะใช้เป็นวาล์วปิด-เปิดและเปลี่ยนทิศทางการไหล



รูปที่ 2.46 Plug valve



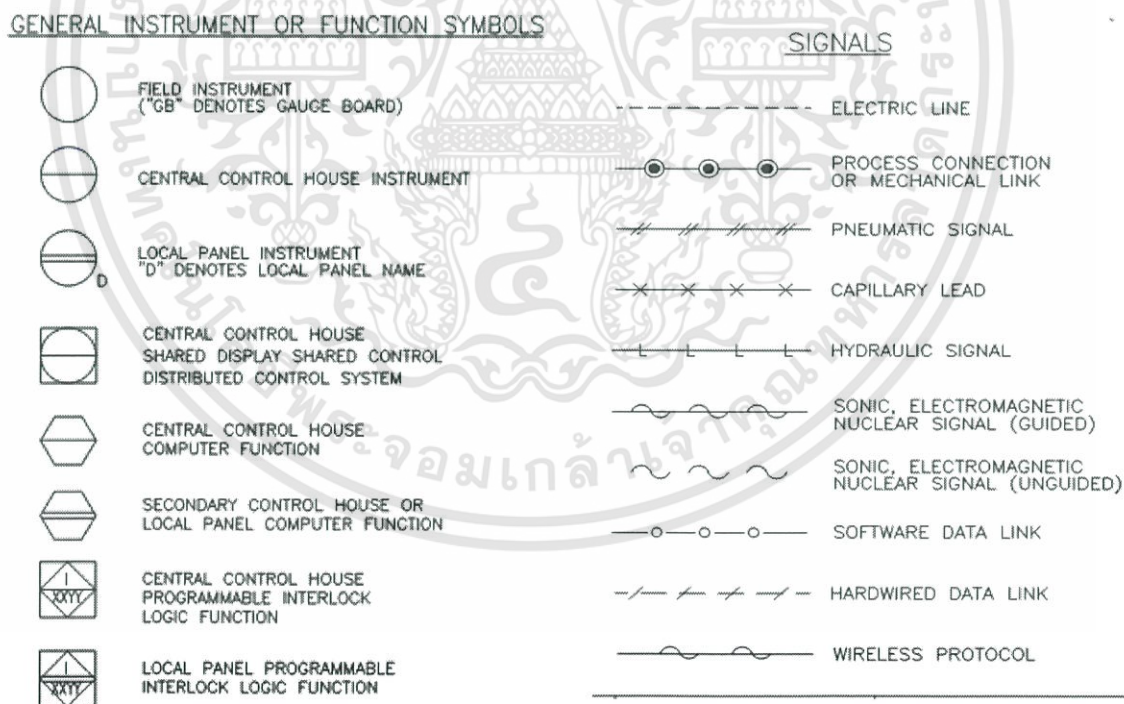
### บทที่ 3

#### วิธีการดำเนินงาน

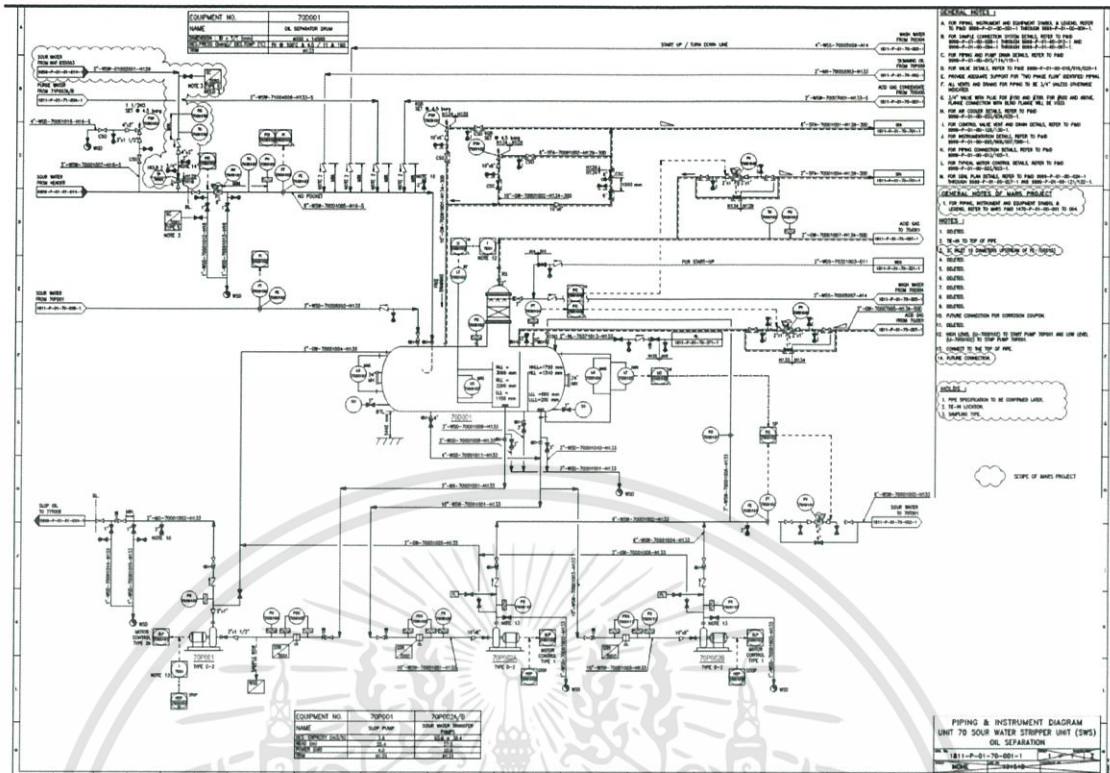
ในบทนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนและวิธีการดำเนินงานในส่วนงานที่ผู้จัดทำได้รับมอบหมายให้ทำในโครงการนี้ว่าจะต้องส่วนไหนก่อน แต่แต่ละส่วนมีขั้นตอนอะไรบ้างมีความสำคัญอย่างไร อะไรบ้างที่จะต้องศึกษาก่อนที่จะลงมือทำ โดยงานที่ได้รับมอบหมายให้ทำ ได้แก่

1. Assign tag and Correct P&ID
2. Instrument Database
3. Instrument Datasheet
4. Material Requisition (MR) For Budgetary

เนื่องจากเราจะต้องนำข้อมูลของอุปกรณ์การวัด (Instrument) ที่อยู่ใน P&ID มากรอกข้อมูลลงใน Microsoft Access เพื่อจัดทำ Instrument Database ดังนั้นสิ่งที่จะต้องทราบคือสัญลักษณ์โดยทั่วไป (General Symbol) ของอุปกรณ์การวัด (Instrument) เพื่อที่จะทำให้สามารถอ่าน P&ID ได้ ซึ่งสามารถเปิดดูได้จาก P&ID Legend Sheet แสดงดังรูปที่ 3.1

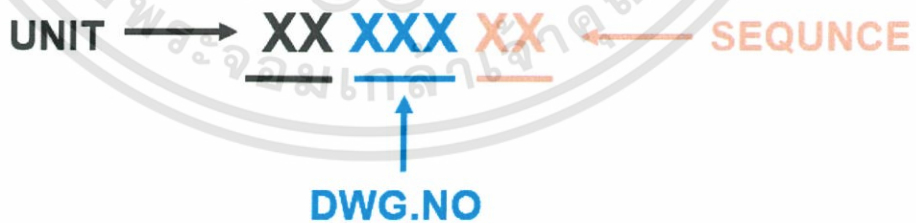


รูปที่ 3.1 สัญลักษณ์โดยทั่วไป (General Symbol)



รูปที่ 3.2 แสดง P&ID ที่ใช้ในโครงการนี้

จากรูปที่ 3.1 คือสัญลักษณ์โดยทั่วไป (General symbol) ของโครงการนี้ ซึ่งระบุถึงพื้นที่การทำงานอุปกรณ์การวัดรวมถึงการระบบควบคุมที่ใช้งานและสัญญาณที่บ่งบอกว่าอุปกรณ์การวัดตัวนั้นส่งสัญญาณอะไรเพื่อไปแสดงผลหรือควบคุมการทำงานต่างๆ ซึ่งสัญลักษณ์เหล่านี้เป็นสิ่งที่ต้องทราบเพื่อนำมาใช้อ่านและวิเคราะห์การทำงานของอุปกรณ์การวัดที่ระบุใน P&ID ดังรูปที่ 3.2 โดยเราสามารถเปิดดูสัญลักษณ์ได้ใน P&ID Legend Sheet



รูปที่ 3.3 แสดงรูปแบบการกำหนดหมายเลขของอุปกรณ์การวัด

จากรูปที่ 3.3 คือรูปแบบของการกำหนดหมายเลขให้กับของอุปกรณ์ (Tag number) การวัดแต่ละตัวใน P&ID เพื่อทำให้ทราบว่าอุปกรณ์ตัวนี้หมายเลขอะไรจะทำให้ง่ายต่อการค้นคว้าที่ผู้ออกแบบและลูกค้าสำหรับการค้นหาหน้างาน (Field) โดยจะกำหนดตามความต้องการของลูกค้า

### 3.1 Assign tag and Correct P&ID

โดยการ Assign tag and Correct P&ID จะทำการกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัด และแก้ไขข้อผิดพลาดเหล่านั้นลงใน P&ID และจัดส่งให้แผนกที่รับผิดชอบแก้ไขให้ถูกต้อง โดยการกำหนดหมายเลขให้กับ P&ID จะแบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

1. Existing Plant
2. Existing Plant (New P&ID) และ New Plant (ISBL&OSBL)

#### 3.1.1 Existing Plant

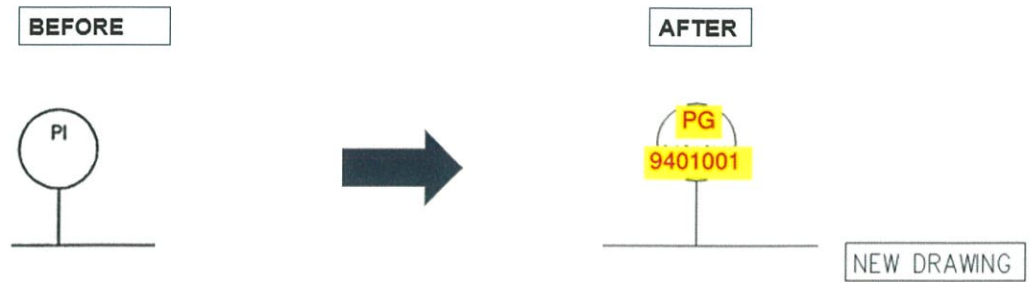
สำหรับ Existing Plant เป็นโครงการที่ลูกคามีอยู่แล้วแต่ลูกค้าต้องการปรับปรุงโดยการเพิ่มอุปกรณ์บางตัวเข้าไปเพื่อจะนำมาประยุกต์ใช้กับโครงการนี้เพื่อจะลดต้นทุน ดังนั้นการกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัดจะเหมือนกับรูปแบบดังรูปที่ 3.3 แต่ลูกค้าจะกำหนดการเริ่มลำดับของ 2 หลักสุดท้ายมาให้เราเพื่อไม่ให้หมายเลขของอุปกรณ์การวัดนั้นซ้ำกับหมายเลขของอุปกรณ์ที่ลูกคามีอยู่แล้ว ดังนั้นการกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัดจะต้องสัมพันธ์กับที่ลูกค้าต้องการซึ่งสามารถเปิดดูได้ที่ Numbering Sheet ที่ลูกค้าจัดเตรียมไว้ให้ เช่น ลูกค้ากำหนดอุปกรณ์การวัดทุกตัวให้เริ่มที่ 50 สำหรับ Unit ที่ 69 ดังรูปที่ 3.6 โดยถ้าใน P&ID มีอุปกรณ์การวัดที่มีชนิดเดียวกันให้กำหนดหมายเลขต่อจากตัวที่แล้ว



รูปที่ 3.4 แสดงถึงการกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัดสำหรับ Unit ที่ 69

#### 3.1.2 Existing Plant (New P&ID) และ New Plant (ISBL&OSBL)

โดยรูปแบบการกำหนดหมายเลขของ Instrument เหมือนกับของ Existing Plant ทุกประการจะแตกต่างตรงการกำหนดหมายเลข 2 หลักสุดท้ายสำหรับ Existing Plant (New P&ID) และ New Plant (ISBL&OSBL) จะกำหนดหมายเลขให้เริ่มที่ 01 ดังรูปที่ 3.7 โดยถ้าใน P&ID มีอุปกรณ์การวัดที่มีชนิดเดียวกันให้กำหนดหมายเลขต่อจากตัวที่แล้วเช่นเดียวกัน



รูปที่ 3.5 การกำหนดหมายเลขให้กับอุปกรณ์การวัดสำหรับ Existing Plant (New P&ID) และ New Plant (ISBL&OSBL)

โดยจากรูปที่ 3.5 เราทำการแก้จาก PI เป็น PG เนื่องจากในโครงการนี้เราจะใช้ PG แทน Pressure Gauge ที่ใช้สำหรับแสดงที่หน้างาน ดังนั้นเมื่อเจอข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้นใน P&ID เราจะต้องทำแก้ไขให้ถูกต้องลงใน P&ID เพื่อส่งให้ทางแผนกที่รับผิดชอบแก้ไขให้ถูกต้อง

### 3.2 Instrument Database

ในการจัดทำ Instrument Database เพื่อรวบรวมอุปกรณ์การวัดที่อยู่ในขอบเขตของโครงการนี้ทั้งหมดไว้ในที่ที่เดียวเพื่อต่อการค้นหา นับจำนวน และจัดทำเอกสารต่างๆ โดยโปรแกรมที่เราใช้ทำการบันทึกข้อมูลต่างๆ คือ Microsoft Access เนื่องจากเป็นโปรแกรมที่ถูกสร้างขึ้นมาเพื่อเก็บข้อมูลต่างๆที่มีจำนวนมากโดยเฉพาะอีกทั้งยังสามารถเข้าถึงได้ง่ายและสะดวกต่อการใช้งาน โดยการสร้าง Instrument Database จะมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

#### 3.2.1 การบันทึกข้อมูล

การบันทึกข้อมูลของอุปกรณ์การวัดทุกตัวที่อยู่ในขอบเขตของโครงการ โดยข้อมูลต่างๆจะต้องจำแนกตาม Unit เพื่อให้ง่ายต่อการค้นหาและการอัปเดตข้อมูล สำหรับข้อมูลที่ตรงเราจะต้องกรอกเข้าไปในฐานข้อมูล (Database) จะนำมาจากใน P&ID โดยข้อมูลที่จำเป็นต้องกรอกคือ

- 1) Unit

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดแต่ละตัวอยู่ใน Unit ไດ เช่น

- NTH (Naphtha Unit)
- PX (Paraxylene Unit)

- 2) P&ID Number

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดอยู่ในหน้าใดของ P&ID

- 3) Loop name

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดอยู่ในรูปการทำงาน Loop ไດ

เช่น

- F (Flow)
- T (Temperature)

4) Loop Sequence

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดอยู่ลำดับที่เท่าไรใน Loop นั้นโดยจะเรียงลำดับจากอุปกรณ์วัดที่หน้างาน (Field Instrument) ไปยัง Final element

5) Tag Number

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดถูกแทนด้วยหมายเลขอะไรใน P&ID

6) Instrument Type

ใช้สำหรับแสดงว่าเป็นอุปกรณ์การวัดประเภทใดเช่น

- FE (Flow Element)

7) Instrument Type Description

ใช้สำหรับแสดงรายละเอียดของชนิดอุปกรณ์การวัดเช่น

- Orifice Plate

8) Service

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดรองรับอยู่ในกระบวนการอะไร

9) Line Number

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดถูกติดตั้งอยู่บนท่อหมายเลขใด

10) Equipment Number

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดถูกติดตั้งอยู่บนอุปกรณ์ตัวใด

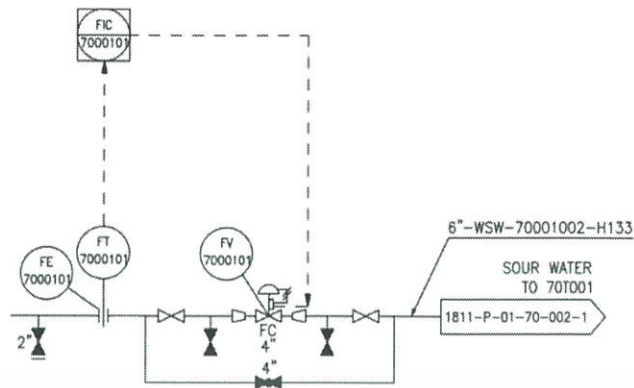
11) I/O and System

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดมีสัญญาณอะไรส่งเข้าไปในตัวควบคุมหรือมีสัญญาณอะไรส่งออกจากระบบควบคุมเพื่อนำไปควบคุมการทำงานของ Final Control Instrument หรือวาล์วควบคุม (Control valve)

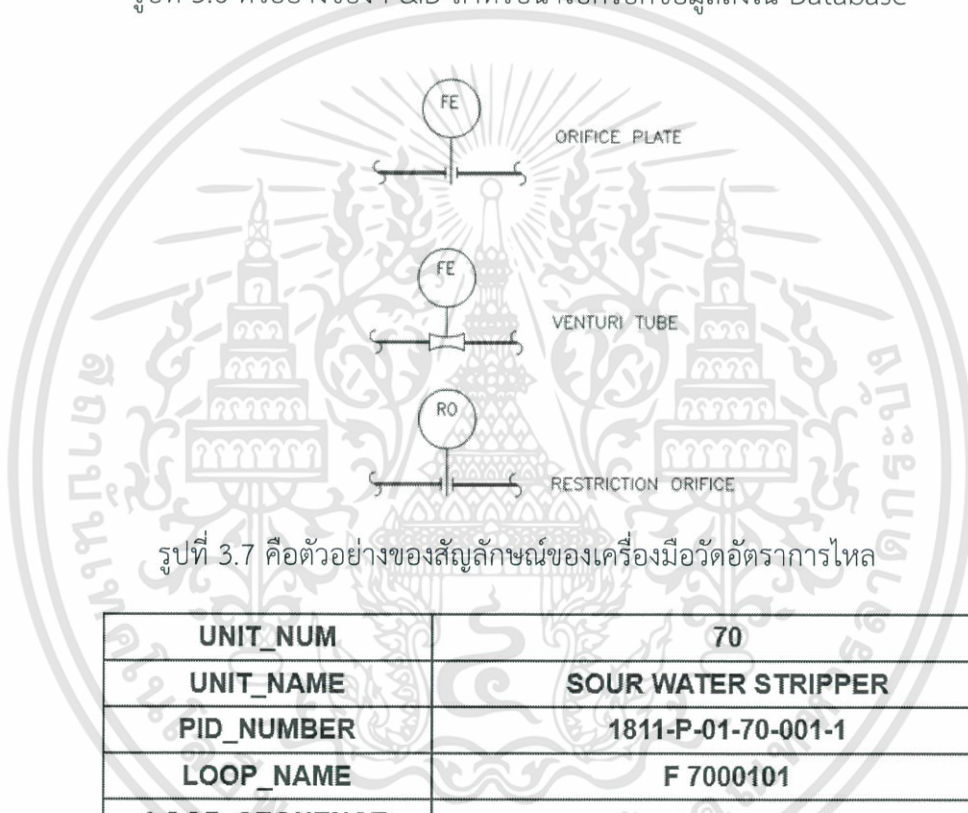
12) Instrument Location

ใช้สำหรับแสดงว่าอุปกรณ์การวัดมีพื้นที่การทำงานและถูกติดตั้งอยู่ที่ไหน เช่น

- Field แสดงว่าอุปกรณ์การวัดถูกติดตั้งและทำงานอยู่ที่หน้างาน
- DCS (Distribute control system) แสดงระบบควบคุมที่ใช้ในควบคุมและแสดงผลในการทำงานของอุปกรณ์วัดตัวนั้น



รูปที่ 3.6 ตัวอย่างของ P&ID สำหรับนำไปกรอกข้อมูลลงใน Database



รูปที่ 3.7 คือตัวอย่างของสัญลักษณ์ของเครื่องมือวัดอัตราการไหล

UNIT_NUM	70
UNIT_NAME	SOUR WATER STRIPPER
PID_NUMBER	1811-P-01-70-001-1
LOOP_NAME	F 7000101
LOOP_SEQUENCE	1
TAG_NUMBER	FE 7000101
INS_TYPE_DES	ORIFICE ASSEMBLY
LOCATION	FIELD
LINE_SIZE	6"-WSW-70001002-H133
I/O	-
SYSTEM	-

ตารางที่ 3.1 ตัวอย่างข้อมูลที่กรอกลงในฐานข้อมูล

จากรูปที่ 3.6 คือการทำงานของ Loop Flow โดยจากสัญลักษณ์ของ FE ( Flow Element) ดังรูปที่ 3.7 คือแผ่นออริฟิสถูกนำมาใช้เพื่อวางการไหลทำให้เกิดความดันแตกต่างระหว่างด้านขาเข้ากับขาออกซึ่งความแตกต่างของความดันเราจำเป็นต้องใช้อุปกรณ์วัดความดันแตกต่าง (Difference pressure transmitter) และทำการแปลงค่าที่วัดได้ให้อยู่ในรูปของสัญญาณไฟฟ้า 4-20 mA จากนั้นจะทำการส่งสัญญาณให้ DCS (Distribute control system) โดย DCS จะทำการประมวลผลเพื่อแสดงค่าความดันที่วัดได้รวมถึงส่งสัญญาณ 4-20 mA เช่นกันออกไปควบคุมการทำงานวาล์วควบคุม (Control valve) เพื่อควบคุมอัตราการไหลให้เป็นไปตามค่าที่กระบวนการกำหนด (Set point) โดยจะนำข้อมูลจากรูปที่ 3.6 มาทำการกรอกข้อมูลลงในฐานข้อมูลของอุปกรณ์การวัด (Instrument Database) ดังตารางที่ 3.1

เมื่อกรอกข้อมูลของอุปกรณ์การวัดที่อยู่ขอบเขตของโครงการใน Microsoft Access จะทำให้มีกลุ่มของข้อมูลขนาดใหญ่กลุ่มหนึ่งซึ่งเราจะนำข้อมูลเหล่านั้นเข้าสู่โปรแกรม Smart plant Instrument (SPI) หรือ INTOOL ผ่านโมดูล Import Utility ของ INTOOL เหตุผลที่จะต้องนำข้อมูลเข้าไปยัง INTOOL เนื่องจากโปรแกรม INTOOL เป็นโปรแกรมที่ลูกค้าใช้ในการจัดเก็บ ฐานข้อมูล (Instrument Database) ของโรงงานลูกค้าดังนั้นเราจึงต้องใช้โปรแกรม INTOOL ที่มีเวอร์ชันเดียวกันกับลูกค้าเพื่อจัดส่งข้อมูล Instrument database ของเราให้กับลูกค้า อีกทั้งยังมีโมดูลที่จำเป็นในการกรอกข้อมูลต่างๆ เพื่อจัดทำเอกสารส่งให้กับลูกค้าตามที่ได้ตกลงกันไว้ เช่น Process Data, Instrument Datasheet, Wiring Diagram ,Hook up อื่นๆ เป็นต้น

โดยเราจะใช้ INTOOL ในการสร้าง Instrument Database ได้เช่นกันแต่จะใช้เวลาที่นานในการสร้างกรอกข้อมูลแต่ละตัว อีกทั้งโครงการนี้เป็นโครงการที่สร้างขึ้นใหม่และขอบเขตของโครงการค่อนข้างที่จะใหญ่ ดังนั้นอุปกรณ์ส่วนใหญ่ที่ถูกใช้ในโครงการจำเป็นต้องซื้อใหม่ ซึ่งจะทำให้ขนาดของข้อมูลจะมีจำนวนมาก ดังนั้นจึงใช้ Microsoft Access ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ถูกสร้างมาเพื่อสร้างฐานข้อมูล (Database) ที่มีขนาดใหญ่โดยเฉพาะ อีกทั้งยังสามารถเข้าถึงได้ง่ายและมีความยืดหยุ่นการใช้งานค่อนข้างสูงทำให้มีความรวดเร็วในการสร้างฐานข้อมูลได้มากกว่าจากนั้นจึงทำการ Import ข้อมูลเหล่านั้นเข้าสู่ INTOOL อีกทั้ง Microsoft Access ยังมีฟังก์ชัน Crosstap เพื่อใช้นับจำนวนอุปกรณ์และ I/O ทั้งหมดของโครงการทำให้สามารถทราบภาพรวมของโครงการว่ามีอุปกรณ์แต่ละชนิดกี่ตัว ซึ่งข้อมูลเหล่านั้นจะนำไปใช้จัดทำเอกสาร MTO (Material Take off) ส่งให้ลูกค้า

28960\_BPIC\_MAR\_BP\_MCO Database: W:\PROJECT\BPIC\28960\Gen\28960\Inst\28960\_Inst\28960\_BPIC\_MAR\_BP\_MCO.mdb (Access 2002 - 2003 file format) - Access

FILE CREATE EXTERNAL DATA DATABASE TOOLS

Clipboard Sort & Filter Refresh All

Query: Qry 31.824

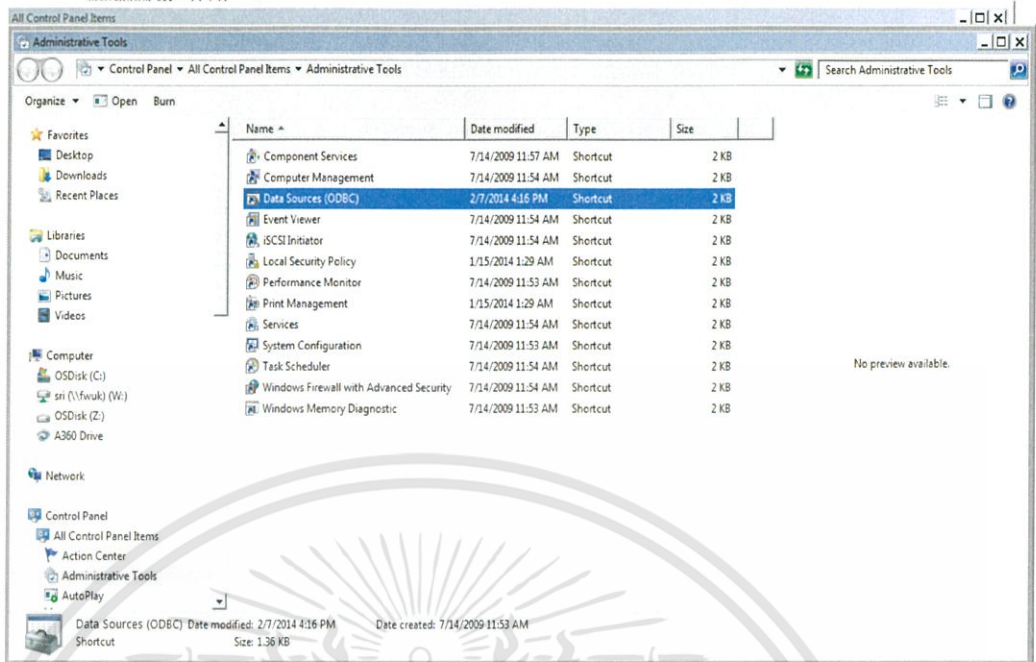
PLANT_NAME	UNIT_NUM	UNIT_NAME	AREA_NAME	LOOP_NAME	COMPNT_SEQ	COMPNT_NAME	COMPNT_DESC	COMPNT_FUNC	COMPNT_FUNC_DESC	COMPNT_LOC	CMR	LINE_NUM	EQUIP_NAME
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300201	1	FE 8300201	NPH FROM NPH STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FE	ORIFICE ASSEMBLY	Field	-	8"-C-8300202 82A1	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300201	2	FT 8300201	NPH FROM NPH STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FT	CORIOLIS MASS FLOWMETERS	Field	AI	8"-C-8300202 82A1	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300201	3	FC 8300201	NPH FROM NPH STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FC	INDICATING CONTROLLER	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300201	4	FQ 8300201	NPH FROM NPH STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FQ	FLOW TOTALIZER INDICATOR	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300201	5	FV 8300201	NAPHTHA FROM STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FV	ECCENTRIC ROSSARY PLUG	Field	AI	8"-C-8300202 82A1	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300202	1	FT 8300202	NAPHTHA FROM STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FT	CORIOLIS MASS FLOWMETERS	Field	AI	8"-C-1-94011054 H21	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300202	2	FC 8300202	NAPHTHA FROM STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FC	INDICATING CONTROLLER	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300202	3	FQ 8300202	NAPHTHA FROM STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FQ	FLOW TOTALIZER INDICATOR	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300202	4	FV 8300202	NAPHTHA FROM STORAGE TANK TO FEED FILTERS	FV	ECCENTRIC ROSSARY PLUG	Field	AD	8"-C-1-94011054 H21	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300601	1	FE 8300601	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FE	ORIFICE ASSEMBLY	Field	AD	8"-C-8300602 8A41	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300601	2	FT 8300601	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300601	3	FC 8300601	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FC	INDICATING CONTROLLER	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300601	4	FV 8300601	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FV	ORIFICE ASSEMBLY	Field	AD	8"-C-8300602 82A1	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	1	FT 8300602A	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	2	FI 8300602A	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	3	FT 8300602B	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	4	FI 8300602B	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	5	FT 8300602C	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	6	FI 8300602C	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300602	7	FALL 8300602	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FALL	ANN (LI)	AUX	DO		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300606	1	FE 8300606	CHARGE PUMPS TO STRIPPER FEED-BOTTOMS EXCHANGER	FE	ORIFICE ASSEMBLY	Field	AD	8"-C-8300602 8A41	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300606	2	FT 8300606	CHARGE PUMPS TO STRIPPER FEED-BOTTOMS EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300606	3	FI 8300606A	CHARGE PUMPS TO STRIPPER FEED-BOTTOMS EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300606	4	FI 8300606B	CHARGE PUMPS TO STRIPPER FEED-BOTTOMS EXCHANGER	FI	LOCAL INDICATOR	Field	AO		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300901	1	FE 8300901	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FE	ORIFICE ASSEMBLY	Field	AD	8"-C-8300902 8A41	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300901	2	FT 8300901	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300901	3	FC 8300901	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FC	INDICATING CONTROLLER	DCS	-		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300901	4	FV 8300901	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FV	GLOBE VALVE	Field	AO	8"-C-8300902 8A41	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	1	FE 8300902A	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FE	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	2	FI 8300902A	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	3	FT 8300902B	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	4	FI 8300902B	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	5	FT 8300902C	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	6	FI 8300902C	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300902	7	FALL 8300902	CHARGE PUMPS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FALL	ANN (LI)	AUX	DO		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	1	FE 8300906	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FE	ORIFICE ASSEMBLY	Field	AD	8"-C-8301702 8A42 NAC	
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	2	FT 8300906	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	3	FI 8300906A	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	4	FT 8300906B	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	5	FI 8300906B	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	6	FT 8300906C	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FT	DIFF. PRESS. FLOW TRANSMITTER	Field	AI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	7	FI 8300906C	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FI	INDICATOR	DCS	SI		
PX Complex	83	83-NHT	PX	F 8300906	8	FALL 8300906	RECYCLE GAS COMPRESSORS TO COMBINED FEED EXCHANGER	FALL	ANN (LI)	AUX	DO		

รูปที่ 3.8 ข้อมูลฐานข้อมูล (Database) ที่ถูกสร้างในโปรแกรม Microsoft Access



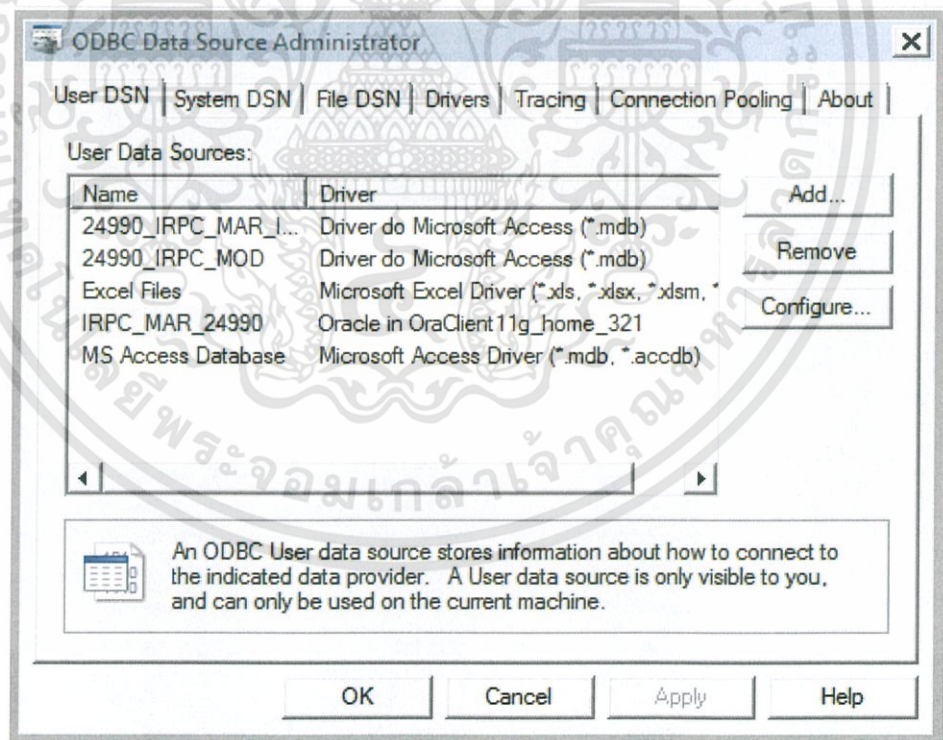
รูปที่ 3.9 คือการนำข้อมูลจาก Microsoft Access เข้าสู่ SPI ผ่านโมดูล Import Utility สำหรับการนำข้อมูลเข้าสู่โปรแกรม INTOOL ผ่านโมดูล Import Utility จะมีขั้นตอนดังนี้

- 1) ขั้นตอนแรกจะต้องตั้งค่าให้โปรแกรม INTOOL และ Microsoft Access สามารถเชื่อมต่อกันได้ โดยเข้าไปที่ Control Panel -> All Control Panel Items -> Administrative Tools จากนั้นเลือกที่โมดูล Data Sources(ODBC) ดังรูปที่ 3.10



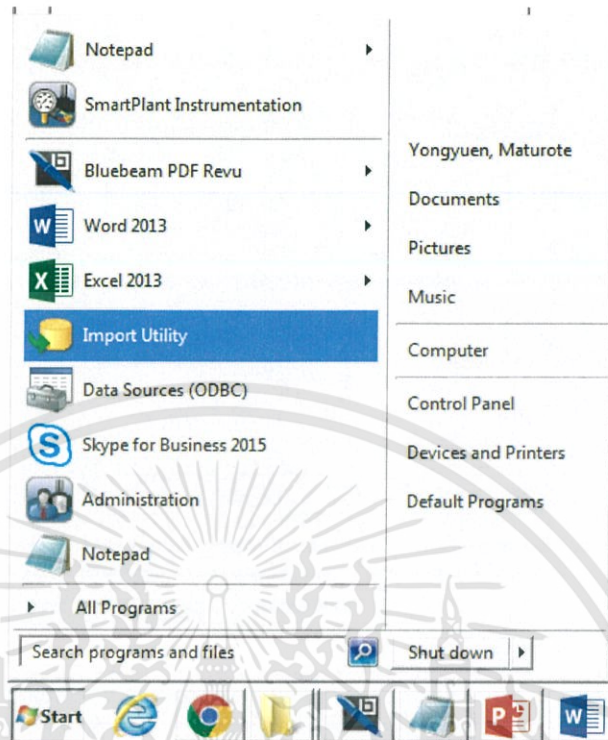
รูปที่ 3.10 แสดงขั้นตอนการเข้าถึงโมดูล ODBC

2) จากนั้นจะแสดงหน้าต่างดังภาพที่ 3.11 ให้เลือกที่ User DSN จากนั้นให้กดที่ Add



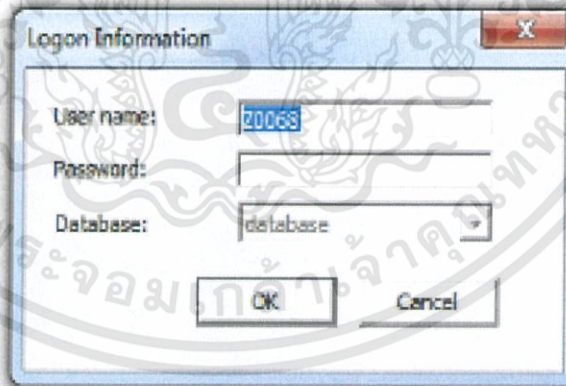
รูปที่ 3.11 หน้าต่างแสดงผลของโมดูล ODBC Data Souce Administrator

3) จากนั้นไปที่ Start -> Import Utility



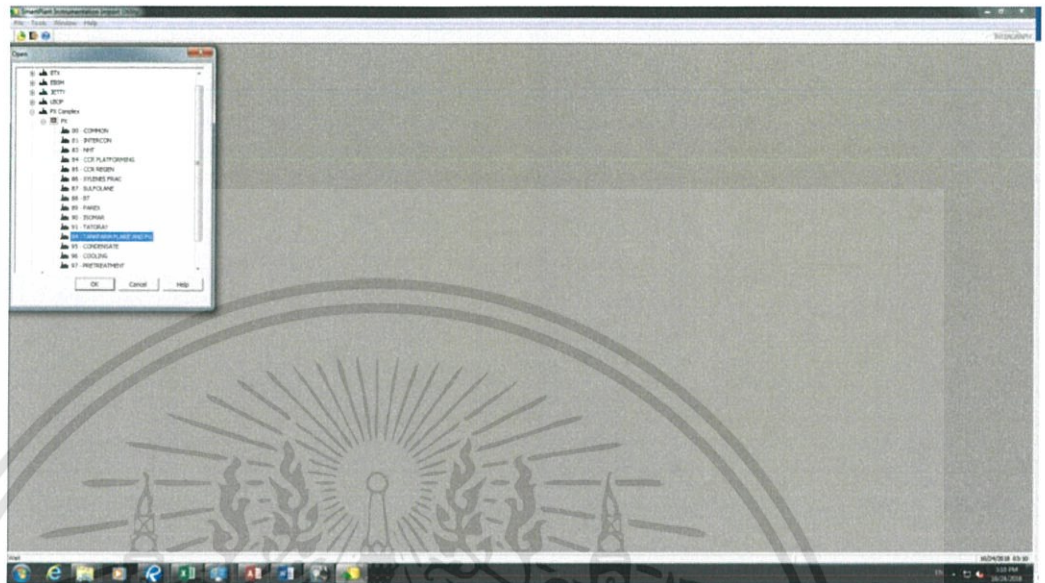
รูปที่ 3.12 โมดูล Import Utility

4) เมื่อกดเข้าไปจะปรากฏหน้าต่างใส่ User name และ Password



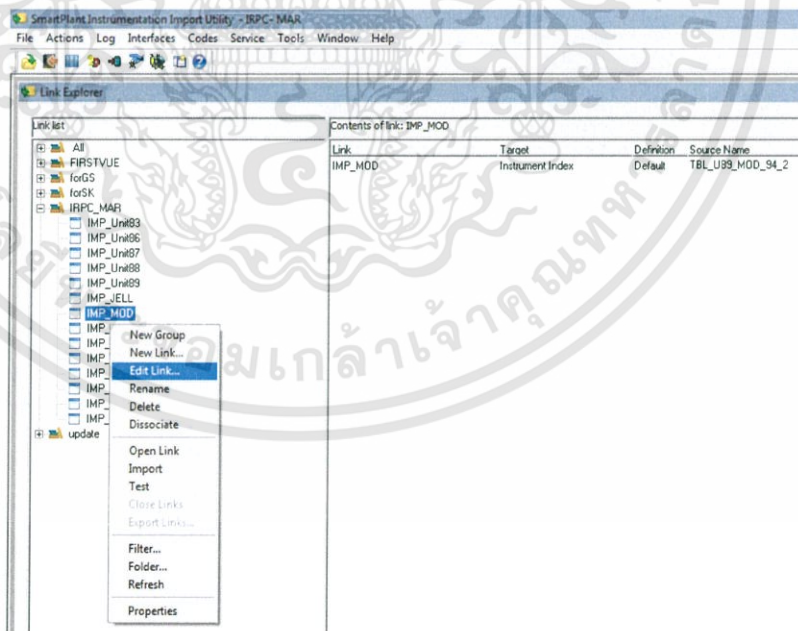
รูปที่ 3.13 หน้าต่างให้กรอก User name และ Password

5) เมื่อกรอกข้อมูลเสร็จแล้วคลิกที่ OK จะมีหน้าต่างแสดงขึ้นมาให้ทำการเลือก Domain และ Area ที่เราต้องการ



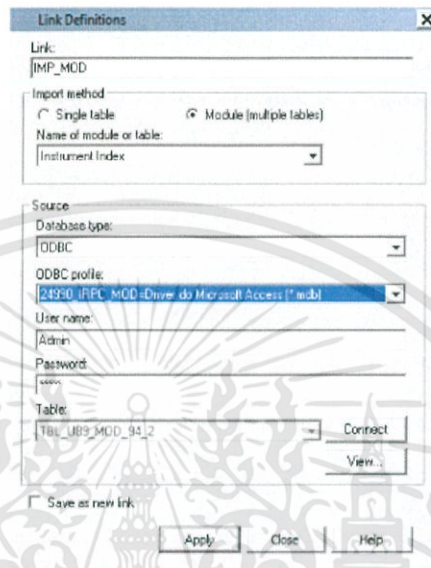
รูปที่ 3.14 หน้าต่างให้เลือก Domain และ Area ที่เราต้องการ

6) จากนั้นจะแสดง File ที่ทำการ Configure กับ Access ไว้ให้เราทำการคลิกขวาที่ File นั้นและเลือกที่ Edit Link

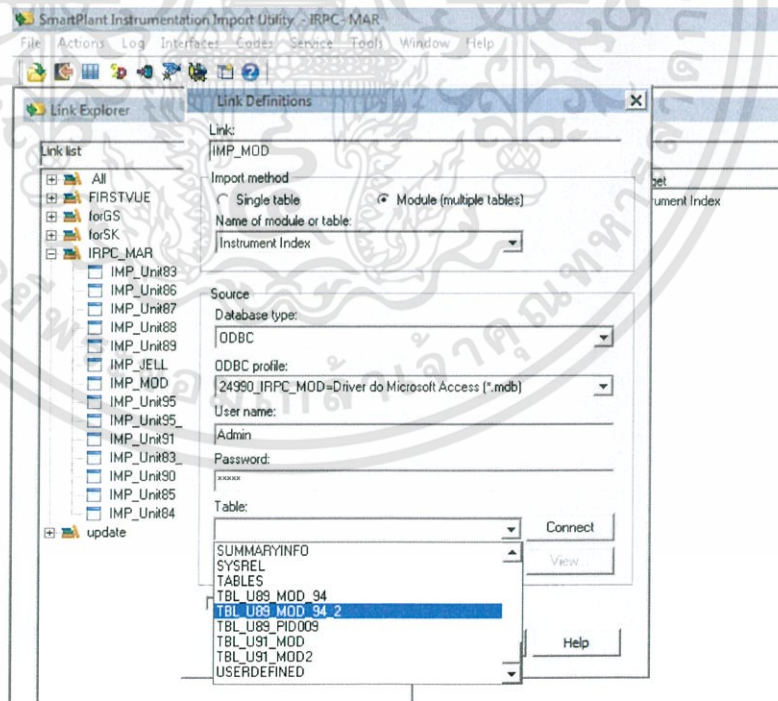


รูปที่ 3.15 คลิก Edit link บน File ที่ได้ทำการ Configure ค่าไว้

7) หน้าต่างจะแสดงข้อมูลต่างๆ แต่ที่สำคัญคือเราต้องทำการเลือกไฟล์ Access ที่ได้สร้างไว้ในช่อง ODBC profile ทำการใส่ User และ Password เพื่อยืนยัน และคลิกที่ Connect จากนั้นในช่องของ Table จะมีตาราง Database ที่เราได้ทำการสร้างไว้ในไฟล์ Database นั้นๆ เราก็ทำการเลือกตารางที่เราต้อง Input จากนั้นคลิกที่ Apply

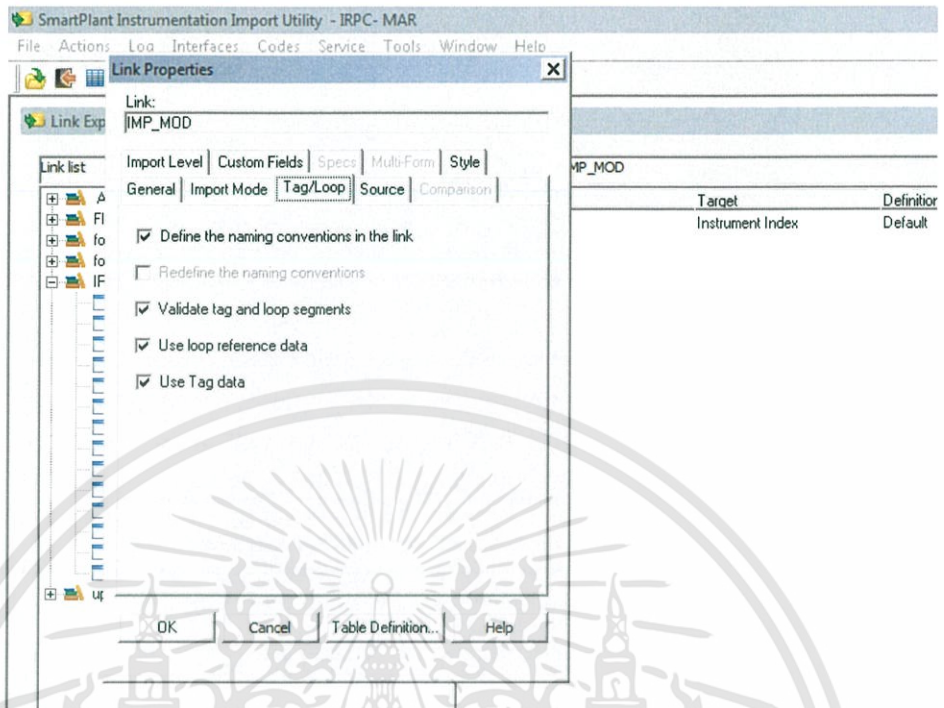


รูปที่ 3.16 แสดงหน้าต่างหลังจากกด Edit link



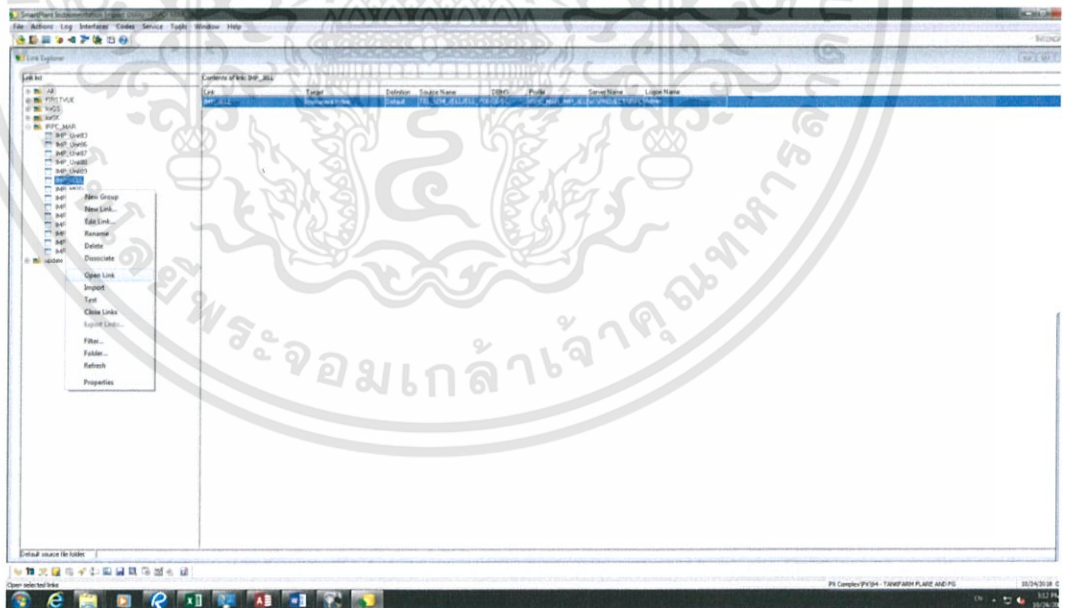
รูปที่ 3.17 เลือก Table ที่ต้องการ Import

8) จากนั้นให้คลิกขวาอีกครั้ง เลือก Properties จากนั้นให้เลือกดังภาพที่



รูปที่ 3.18 หน้าต่างหลังจากเลือก Properties

9) จากนั้นให้กดคลิกขวาอีกครั้งและเลือกที่ Open Link



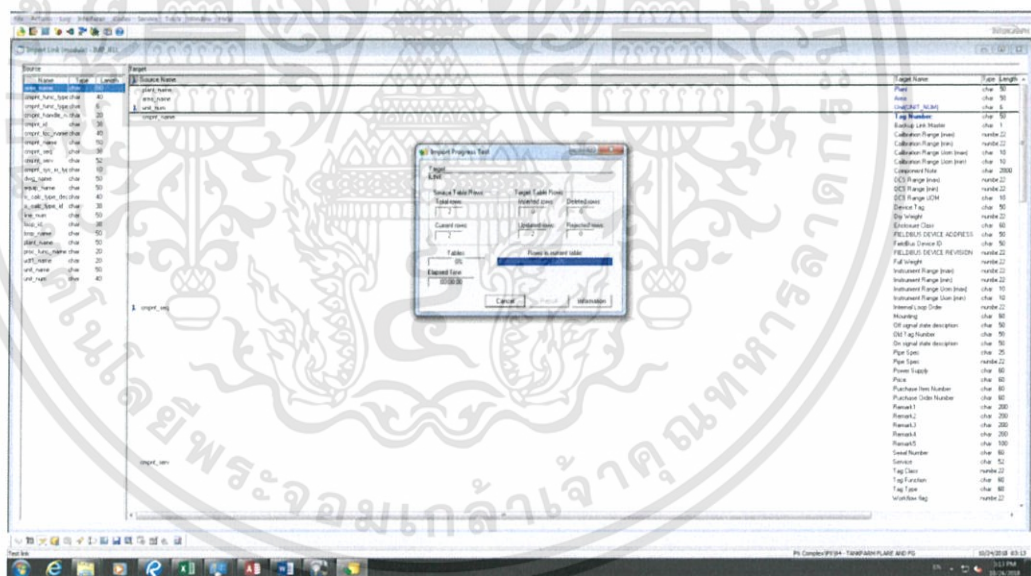
รูปที่ 3.19 เลือกที่ Open Link

10) เมื่อข้อมูลแสดงแล้วให้เราทำการคลิกที่ไอคอนที่อยู่ด้านล่างทางซ้ายที่ชื่อว่า Step by step เป็นการเช็คตรวจข้อมูลที่ละเอียด จากนั้นกดที่ไอคอนข้างๆกัน Test เพื่อทำการตรวจสอบข้อมูล



รูปที่ 3.20 แสดงไอคอนให้เลือกใช้ในการ Import

11) ข้อมูลจะแสดงขึ้นมาว่ามีช่องที่มีการอัปเดต หรือมีการ Insert เข้าไปใหม่ หรือมีการ Rejection ขึ้น ถ้าหากไม่มีปัญหาข้อมูลทุกอย่างถูกต้องให้คลิกที่ Cancel และคลิกที่ไอคอน Import เพื่อนำข้อมูลเข้าสู่โปรแกรม Smart Plant Instrumentation (SPI) หรือ INTOOL



รูปที่ 3.21 แสดงหน้าต่างหลังจากกด Test



GENERAL			
Case:	Cooling water Blowdown		
Service:	Cooling water Blowdown	Location:	Line
Fluid state:	Liquid	Line number:	4
Fluid phase:	Single phase	Line size:	4 in
Fluid name source:	User-defined	Line schedule:	FO
Fluid name:	Water		
PROPERTIES			
Report flags:	Density		
	@Minimum	@Normal	@Maximum
Volumetric flow:	11.4	22.8	25.08
Upstream pressure:		2	
Temperature:			
Viscosity:			
Velocity:	1.26		2.70
Density:			
Specific gravity:		0.991	0.991
Compressibility:			
Specific heat ratio:			
Vapor pressure:		0.0587	
Critical pressure:		220.5	
Molecular mass:			
ADDITIONAL PROPERTIES			
Design pressure minimum:			
Design pressure maximum:	10		
Design temperature minimum:			
Design temperature maximum:	70		
Entrained gas:			
Angle of repose:			
Required range:	From: 0	To: 10	
Units on press. disp. across flowmeter:		0.22	
BASE CONDITIONS			
Pressure:	1.013		
Temperature:	15.56		
Density:			990
Specific gravity:			0.991
Compressibility:			

รูปที่ 3.23 การกรอกข้อมูลผ่านโมดูล Process Data

จากรูปที่ 3.23 คือ Process Data ซึ่งเป็นข้อมูลที่ถูกรวบรวมโดยวิศวกรกระบวนการผลิต (Process Engineering) โดยเราจะนำมากรอกข้อมูลลงในโมดูล Process Data เพื่อจะนำไปใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณค่าที่เกี่ยวข้องต่างๆของอุปกรณ์การวัด โดยจากรูปที่ 3.22 เป็นข้อมูลของกระบวนการที่แผ่นออริฟิสนั้นติดตั้งและทำงานอยู่ ซึ่งเราจะใช้ข้อมูลนี้เพื่อไปคำนวณหาขนาดรูของออริฟิส

### 3.3.2 การคำนวณรูของแผ่นออริฟิสผ่านโมดูลคำนวณ (Calculation)

Flowmeter Calculation	
Flowmeter type:	Square Edge Orifice
Sub type:	Flange Tappings [ ISO 5167 (1998) / R.W.Miller ]
Pipe Material:	PLAIN CARBON STEEL (ANSI B36.19 & B36.10)
Linear expansion coefficient:	0.000012 1/°C
Orifice Material:	316 S.S.
Linear expansion coefficient:	0.0000173 1/°C
Discharge coefficient:	0
Water in steam, % wt:	0
<input checked="" type="checkbox"/> Calculate discharge coefficient	
Diameter of bleed/vent hole:	0 in
Beta ratio:	
Pressure loss:	bar
Default: Bleed/vent hole diameter = 0	
<input type="button" value="Close"/> <input type="button" value="Calculate"/> <input type="button" value="Help"/>	

รูปที่ 3.24 คือโมดูล Calculation ของเพื่อหาขนาดรูของแผ่นออริฟิส

โมดูล Calculation โดยจะมีรายละเอียดการกรอกข้อมูลดังนี้

### 3.3.2.1 Flowmeter type

โดยการเลือกชนิดของแผ่นออริฟิสจะขึ้นอยู่กับชนิดและลักษณะของของไหลซึ่งจะระบุใน Process Datasheet ซึ่งโดยทั่วไปจะเลือกเป็นชนิด Square Edge Orifice เนื่องจากสามารถใช้กับของไหลได้เกือบทุกชนิด

### 3.3.2.2 Sub Type

การเลือกชนิดของการ Tapping สำหรับต่อกับอุปกรณ์วัดแรงดันแตกต่างกันเพื่อนำไปใช้คำนวณหาอัตราการไหลโดยจะขึ้นอยู่กับขนาดของท่อ อุณหภูมิและความดันภายในท่อ

### 3.3.2.3 Pipe Material

จะระบุใน Pipe Classification

### 3.3.2.4 Orifice Material

โดยทั่วไปเราจะใช้ 316 Stainless Steel หรือสูงกว่าซึ่งขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของของไหลโดยถ้าเป็นของไหลที่กัดกร่อนจะต้องใช้วัสดุที่มีคุณภาพที่ดีกว่าและทนการกัดกร่อนได้สูงกว่า

### 3.3.2.5 Select Calculate Field

โดยจะให้เลือกช่องที่ต้องการทราบค่าที่ถูกคำนวณโดยในการคำนวณจะต้องทราบข้อมูล 2 จาก 3 ค่า ซึ่งในที่นี้ต้องการทราบขนาดรูของแผ่นออริฟิส (Bore Diameter)

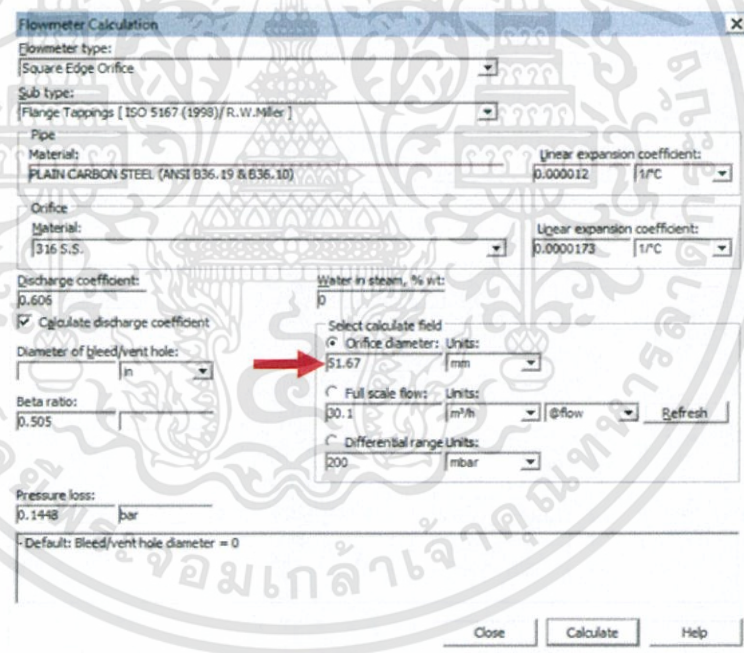
### 3.3.2.6 Full Scale Flow

ซึ่งคือย่านที่อุปกรณ์การวัดที่สามารถวัดการไหลได้ โดยปกติจะกำหนดค่าให้ครอบคลุมไปอีก 10-20% ของค่าอัตราการไหลสูงสุด (Maximum Flow) ซึ่งในโครงการนี้ใช้ 20% หรือที่ 120% ของค่าอัตราการไหลสูงสุดเนื่องจากหากกำหนดย่านการวัดของแผ่นออริฟิสให้เท่ากับค่า อัตราการไหลสูงสุด หากต้องการเปลี่ยนค่าอัตราการไหลสูงสุดของกระบวนให้สูงขึ้นจะไม่สามารถใช้แผ่นออริฟิสอันเดิมได้ต้องเปลี่ยนใหม่เท่านั้น ดังนั้นในการออกแบบจะกำหนดให้ย่านการวัดของอุปกรณ์การวัดครอบคลุมค่าอัตราการไหลสูงสุดไปอีก 10-20% หากเกิดกรณีเปลี่ยนค่าในกระบวนเกิดขึ้น

### 3.3.2.7 Differential range Units

คือค่าความแตกต่างความดันมาตรฐานเพื่อนำไปหาค่าขนาดรูของออริฟิส สาเหตุที่ต้องกำหนดเพราะว่าสามารถเลือกใช้อุปกรณ์วัดความดันที่ย่านการวัดที่เท่ากันเพื่อให้สามารถใช้งานร่วมกันได้และสำรองอุปกรณ์ได้ง่าย โดยทั่วไปจะนิยมกำหนดที่ 50 100 250 500 mbar ตามลำดับโดยในโครงการนี้จะกำหนดให้ 250 มิลลิบาร์เป็นค่าที่จะกำหนดโดยทั่วไป

จากนั้นให้ตรวจสอบค่า Bata ratio โดยปกติในย่าน 0.25-0.75 แต่ในโครงการนี้ลูกค้าต้องการให้ใช้ย่าน 0.3 -0.7 โดยการตรวจสอบจะต้องให้ค่าไม่เกินย่าน 0.3-0.7 ซึ่งถ้าไม่เกินหรืออยู่ในเกณฑ์ที่รับได้ให้ตรวจสอบค่า Limit on Press Drop Across Flow Meter ซึ่งเกิดจากการนำค่าสูงสุดของค่าทางด้านขาเข้าลบด้วยขาออก ซึ่งจาก Process Datasheet คือ 0.22 bar หรือ 220 mbar ดังนั้นเราควรกำหนดค่าความแตกต่างความดันมาตรฐานไม่ควรเกิน 220 mbar หรืออาจจะเกินได้แต่ไม่ควรมากเกินไปเพราะว่าถ้ากำหนดเกินมากไปจะทำความดันตกที่แผ่นออริฟิส ได้มากยิ่งขึ้นซึ่งอาจจะมีการดำเนินกระบวนการได้



รูปที่ 3.25 หลังกด Calculation จะแสดงค่า Bata ratio และ Orifice Diameter

จากรูปที่ 3.25 หลังกด Calculation จะแสดงค่า Bata ratio และ Orifice Diameter ซึ่งสังเกตที่ค่า Beta ratio จะพบว่าค่าไม่เกินย่าน 0.3-0.7 จากนั้นเราจะทำการกำหนดค่า Difference range unit ให้มีค่าไม่เกิน 220 mbar ในที่นี้จึงใช้ 200 mbar จากนั้นจึงกวดคำนวณอีกรอบ จะทำให้ได้ค่า รูของแผ่นออริฟิส (Orifice Diameter) ที่มีค่าที่เหมาะสมยิ่งขึ้นนั่นเอง

### 3.3.3 Instrument Datasheet Module

คือโมดูลที่เอาไว้ใช้ในการจัดทำเอกสารรายละเอียดของอุปกรณ์การวัด

(Instrument Datasheet) โดยข้อมูลบางส่วนจะได้จากการกรอกข้อมูลในโมดูล Process Data และ Calculation

GENERAL	1	Tag No.	Item No.			FE 9501801			
	2	P&ID No.	1470-P-01-95-018-1						
	3	Service	Cooling water Blowdown						
	4	Line No.	4"-BD-95018008-A1B						
	5	Line Size	Line Sch.	Line ID.	4	in	40	4 026	
	6	NACE Requirement	No						
	7	Applied Code	ISO 5167						
PROCESS CONDITIONS	9	Fluid	State			Water Liquid			
	10	Flow	Max.	Oper.	Min.	25.08	22.8	11.4	Am <sup>3</sup> /h
	11	Pressure	Max.	Oper.	Min.	2	2		bar-g
	12	Temperature	Max.	Oper.	Min.		42		°C
	13	Spec. Gravity	Base	Oper.		0.991		0.991	
	14	Viscosity at Oper.	Compressibility Factor			0.627	cP		
	15	Max. Delta P	Molecular Mass			0.22	bar		
	16	Design Pressure	Design Temperature			10	bar-g		
	17	Base Pressure	Base Temperature			1.013	bar		
	18	Quality	Superheat			15.56	°C		
ORIFICE PLATE	21	Type	Square Edge Orifice						
	22	Material	316LSS						
	23	Thickness	3 mm						
	24	Bore Diameter	49.07 mm						
	25	Beta Ratio	0.48						
	26	Drain or Vent Hole	Vent						
	27	Flow Full Scale	0			30 Am <sup>3</sup> /h			
	28	Differential Pressure @ Full scale	250 mbar						
	29	Ring Type and Material	VTA						
	30								
ORIFICE FLANGES	31	Flange Size	Rating	Facing	4"	150#	RF		
	32	Flange Type	Welding Neck						
	33	Flange Material	A105						
	34	Gasket Material	SPH/304 / CS						
	35	Bolts & Nuts Material	A193-B7 / A194-2HFluor-opolymerCoating						
	36	Jack Screw & Plug Material	304SS						
	37	Taps Type	Flange Tap						
	38	Taps Size	Taps Orientation			1/2 NPTF	Down		
	39								
	40								

รูปที่ 3.26 Instrument Datasheet

โดยการกรอกข้อมูลลงใน Instrument Datasheet module จะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ดังนี้

1. General
2. Process Conditions
3. Orifice plant
4. Orifice Flange

#### 3.3.3.1 General

คือส่วนที่จะประกอบด้วยข้อมูลทั่วไปเช่น หมายเลขของอุปกรณ์การวัด, อยู่ใน P&ID หน้าไหนอยู่บนท่อหมายเลขอะไร, ขนาดเท่าไร, ของไหลที่อยู่ภายในท่อกัดกร่อนไหมถ้ากัดกร่อนต้องใส่ NACE Requirement และอุปกรณ์การวัดตัวนี้อ้างอิงตามมาตรฐานอะไรโดยใน Instrument Datasheet นี้จะอ้างอิงตาม ISO 5167 ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้สำหรับอุปกรณ์การวัดการไหลด้วยความดันแตกต่างกัน

GENERAL	1	Tag No.	Item No.	FE 9501801				
	2	P&ID No.	1470-P-01-95-018-1					
	3	Service	Cooling water Blowdown					
	4	Line No.	4"-BD-95018008-A16					
	5	Line Size	Line Sch.	Line I.D.	4	in	40	4.026
	6	NACE Requirement	No					
	7	Applied Code	ISO 5167					

รูปที่ 3.27 Instrument Datasheet General part

### 3.3.3.2 Process Conditions

คือค่าที่ได้จากการกรอกข้อมูลผ่านโมดูล Process Data

PROCESS CONDITIONS	9	Fluid	State	Water			Liquid	
	10	Flow	Max. Oper. Min.	25.08	22.8	11.4	Am <sup>3</sup> /h	
	11	Pressure	Max. Oper. Min.	2	2		bar-g	
	12	Temperature	Max. Oper. Min.		42		°C	
	13	Spec. Gravity	Base Oper.	0.991		0.991		
	14	Viscosity at Oper.	Compressibility Factor	0.627		cP		
	15	Max. Delta P	Molecular Mass	0.22		bar		
	16	Design Pressure	Design Temperature		10	bar-g	70	°C
	17	Base Pressure	Base Temperature	1.013		bar	15.56	°C
	18	Quality	Superheat					
19	Specific Heat Ratio (Cp/Cv)							
20								

รูปที่ 3.28 Instrument Datasheet Process condition part

### 3.3.3.3 Orifice Plate

- 1) Type ชนิดของแผ่นออริฟิสจะขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของของไหลที่ต้องการวัด โดยทั่วไปจะออกแบบให้เป็นชนิด Square Edge Orifice เพราะสามารถวัดของไหลได้เกือบทุกประเภท
- 2) Material วัสดุที่เราจะออกแบบโดยทั่วไปของแผ่นออริฟิสคือ 316 Stainless Steel ซึ่งการออกแบบวัสดุจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและของการดำเนินการกระบวนการรวมถึงคุณสมบัติของของไหลด้วย
- 3) Thickness คือความหนาของ Orifice ซึ่งจะขึ้นอยู่กับขนาดของท่อ ความดันและอุณหภูมิที่ใช้งานในกระบวนการ
- 4) Bore Diameter และ Beta ratio คือค่าที่ได้จากการ Calculation
- 5) Drain and Vent hole ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของของไหล โดยถ้าของไหลที่เป็นของเหลวควรมี Vent hole เพราะในของเหลวที่ไหลผ่านอาจจะมีฟองอากาศหรือแก๊สปะปนเข้ามาถ้าเราไม่ Vent มันออกไปจะเกิดการสะสมทางด้านขาเข้าซึ่งจะทำให้ความแม่นยำในการวัดลดลง สำหรับของไหลที่เป็นแก๊สควรมี Drain hole เพื่อระบายของเหลวทางด้านขาเข้าไปยังขาออก

6) Flow Full Scale และ Differential Pressure คือย่านที่สามารถวัดการไหลได้และมาตรฐานที่จะนำไปใช้เพื่อคำนวณขนาดรูแผ่นออริฟิส

ORIFICE PLATE	21	Type	Square Edge Orifice		
	22	Material	316LSS		
	23	Thickness	3 mm.		
	24	Bore Diameter	49.07	mm	
	25	Beta Ratio	0.48		
	26	Drain or Vent Hole	Vent		
	27	Flow Full Scale	0	- 30	Am <sup>3</sup> /h
	28	Differential Pressure @ Full scale	250	mbar	
	29	Ring Type and Material	VTA		

รูปที่ 3.29 Instrument Datasheet Orifice Plate part

### 3.3.3.4 Orifice Flange

ส่วนนี้เป็นข้อมูลที่สามารถเปิดดูได้จาก Piping Specification โดยส่วนของ Taps type ,Tap Orientation คือส่วนที่จะนำอุปกรณ์วัดความดันแตกต่างกันมาต่อเพื่อวัดอัตราการไหลโดย Taps type จะขึ้นอยู่กับขนาดของท่อซึ่งโดยทั่วไปจะเลือกใช้เป็น Flange Tap สำหรับท่อที่มีขนาดน้อยกว่า 2 นิ้ว จะเลือกเป็น Corner Tap และ Tap Orientation เป็นส่วนที่บอกว่าเราจะติดตั้งอุปกรณ์วัดความดันแตกต่างกันที่ตำแหน่งไหนซึ่งจะขึ้นอยู่กับสถานะของของไหลซึ่งระบุใน Process Data โดยของไหลที่ไหลผ่านออริฟิสคือของเหลว ดังนั้นจะไม่ต้องการพองอากาศหรือแก๊สปะปนเข้าไปเพราะว่าความดันแตกต่างกันมาตรฐานที่เราใช้เพื่อมาคำนวณขนาดรูออริฟิสจะเห็นว่ามีหน่วยเป็นมิลลิบาร์ซึ่งเป็นหน่วยที่เล็กมากถ้ามีอากาศปะปนเข้าไปจะทำให้การวัดเกิดการผิดพลาดได้

ORIFICE FLANGES	31	Flange Size	Rating	Facing	4"	150#	RF
	32	Flange Type	Welding Neck				
	33	Flange Material	A105				
	34	Gasket Material	SPW304 / CS				
	35	Bolts & Nuts Material	A193-B7 /A194-2HFluor-ployerCoating				
	36	Jack Screw & Plug Material	304SS				
	37	Taps Type	Flange Tap				
	38	Taps Size	Taps Orientation	1/2 NPTF	Down		
	39						
40							

รูปที่ 3.30 Instrument Datasheet Orifice Flange part

### 3.4 Material Requisition (MR) For Budgetary

Material Requisition คือเอกสารที่จะระบุถึงรายละเอียดของวัสดุที่ต้องใช้ในเครื่องมือวัดของแต่ละชนิดโดยจะรวมถึงลักษณะและที่ต้องใช้วัสดุในการติดตั้งซึ่งจะอ้างอิงจากความต้องการของลูกค้าและความต้องการของโครงการ (Project Specification) จากนั้นจะทำการส่งเอกสารให้แผนกจัดซื้อ (Procurement) ซึ่งจะมีหน้าที่จัดหาและส่งเอกสารให้กับทางผู้ขาย (Vendor) ให้ประเมินราคาของอุปกรณ์ตามวัสดุที่เรากำหนดให้ จากนั้นทาง Vendor จะส่งเอกสารพร้อมราคากลับมา โดยข้อมูลเหล่านี้แผนกจัดซื้อ (Procurement) จะนำข้อมูลไปกรอกที่เอกสาร MTO (Material Take Off)

MTO (Material Take Off) คือเอกสารสรุปรายการวัสดุ อุปกรณ์การวัดและควบคุมที่ต้องทำการจัดซื้อ ซึ่งจะถูกนำไปใช้ในการประเมินงบประมาณที่ต้องใช้ในการจัดซื้อวัสดุ อุปกรณ์การวัด และควบคุมที่ต้องใช้ในการก่อสร้างโครงการคัดแยกสารประกอบอะโรมาติก โดยในโครงการการจัดเอกสาร MTO จะแบ่งออกเป็น 3 เฟส คือ +/- 30%, +10/-20%, +/-15% ของงบประมาณที่ต้องใช้ตามลำดับ

โดยเอกสารตัวนี้จะถูกส่งให้ลูกค้าให้ทราบถึงงบประมาณที่ต้องใช้ในโครงการเพื่อเป็นตัวช่วยให้ลูกค้าตัดสินใจว่าจะดำเนินการต่อหรือไม่ ซึ่งถ้าตัดสินใจดำเนินการต่อเอกสารตัวนี้จะถูกส่งพร้อมกับเอกสารระบุรายละเอียดของโครงการเพื่อใช้ในการประมูล (Invitation to bid หรือ ITB) ให้กับนายหน้าจัดการประมูล (Bider) เพื่อจัดการประมูลสำหรับบริษัทที่สนใจจะดำเนินโครงการในขั้นตอนต่อไป

## บทที่ 4

### ผลการดำเนินงาน

จากการดำเนินการตลอดระยะเวลาที่ได้มาปฏิบัติงานสหกิจศึกษา ในบทนี้จะเป็นการกล่าวถึงผลการดำเนินงาน รวมไปถึงข้อสังเกตต่างๆที่พบในการดำเนินการ และวิธีการในการดำเนินการเมื่อพบกับข้อสังเกตดังกล่าวขณะดำเนินการ โดยหัวข้อที่จะนำเสนอในบทนี้ได้แก่

1. Instrument Datasheet
2. การนับจำนวนอุปกรณ์การวัดในขอบเขตของโครงการ
3. การนับจำนวน I/O ในขอบเขตของโครงการ

#### 4.1 Instrument Datasheet

Instrument Datasheet คือ เอกสารแสดงรายละเอียดของอุปกรณ์การวัด โดยเอกสารจะประกอบด้วยข้อมูลต่างๆ ของอุปกรณ์การวัดทั้งข้อมูลทั่วไป วัสดุที่ใช้ทำ เพื่อช่วยให้ตัดสินใจในการซื้ออุปกรณ์การวัด ในที่นี้คือ Instrument Datasheet ของแผ่นออริฟิส ซึ่งสามารถจัดทำโดยใช้ซอฟต์แวร์ SmartPlant Instrumentation (SPI) หรือ INTOOL

GENERAL	1	Tag No.	Item No.	FE 9501801					
	2	P&ID No.	1470-P-01-95-018-1						
	3	Service	Cooling water Blowdown						
	4	Line No.	4-BD-95018008-A16						
	5	Line Size	Line Sch.	Line I.D.	4	in	40	4.026	
	6	NACE Requirement	No						
	7	Applied Code	ISO 5167						
	8								
PROCESS CONDITIONS	9	Fluid	State	Water		Liquid			
	10	Flow	Max.	Oper.	Min.	25.08	22.8	11.4	Am <sup>3</sup> /h
	11	Pressure	Max.	Oper.	Min.	2	2		bar-g
	12	Temperature	Max.	Oper.	Min.		42		°C
	13	Spec. Gravity	Base	Oper.	0.991		0.991		
	14	Viscosity at Oper.	Compressibility Factor	0.627		cP			
	15	Max. Delta P	Molecular Mass	0.22		bar			
	16	Design Pressure	Design Temperature		10	bar-g	70	°C	
	17	Base Pressure	Base Temperature	1.013		bar	15.56	°C	
	18	Quality	Superheat						
19	Specific Heat Ratio (Cp/Cv)								
20									
ORIFICE PLATE	21	Type	Square Edge Orifice						
	22	Material	316LSS						
	23	Thickness	3 mm.						
	24	Bore Diameter	49.07		mm				
	25	Beta Ratio	0.48						
	26	Drain or Vent Hole	Vent						
	27	Flow Full Scale	0	-	30	Am <sup>3</sup> /h			
	28	Differential Pressure @ Full scale	250		mbar				
	29	Ring Type and Material	VTA						
	30								
ORIFICE FLANGES	31	Flange Size	Rating	Facing	4"	150#	RF		
	32	Flange Type	Welding Neck						
	33	Flange Material	A 105						
	34	Gasket Material	SPW304 / CS						
	35	Bolts & Nuts Material	A193-B7 / A194-2HFluor-ployerCoating						
	36	Jack Screw & Plug Material	304SS						
	37	Taps Type	Flange Tap						
	38	Taps Size	Taps Orientation	1/2 NPTF		Down			
	39								
40									

รูปที่ 4.1 Instrument Datasheet

โดยข้อมูลใน Instrument Datasheet ระบุดังต่อไปนี้

- 1) แผ่นออริฟิสต์ตัวนี้มีหมายเลข (Tag number) คือ FE 9501801 ดำเนินอยู่ในกระบวนการ (Service) Cooling Water Blowdown ภายในท่อขนาด 4" หมายเลขท่อ 4"-BD-9501808-A16
- 2) NACE Requirement คือมาตรฐานสำหรับป้องกันสารกัดกร่อน ในที่นี้ไม่ต้องการเนื่องจากของไหลคือ น้ำ ซึ่งไม่มีคุณสมบัติการกัดกร่อน
- 3) ISO 5167 คือมาตรฐานสำหรับอุปกรณ์วัดความดันแตกต่าง
- 4) โดยแผ่นออริฟิสต์ตัวนี้ดำเนินอยู่ในกระบวนการด้วยอัตราการไหลขณะดำเนินการที่ 22.8 Am<sup>3</sup>/h โดยย่านการดำเนินการอยู่ที่ 11.4-22.8 Am<sup>3</sup>/h
- 5) ความดันที่ใช้ดำเนินการอยู่ที่ 2 bar-g
- 6) อุณหภูมิขณะดำเนินการอยู่ที่ 42 °C
- 7) ค่าความถ่วงจำเพาะ ( Specific gravity ) ของของไหลคือ 0.991
- 8) ค่าความหนืด (Viscosity) ของของไหลคือ 0.627 CP
- 9) โดยค่าความต่างความดันที่สูงสุดที่ยอมรับได้ คือ 0.22 bar ซึ่งค่าความต่างความดันมาตรฐานที่ใช้ควรไม่เกินค่านี้นี้เนื่องจากอาจจะส่งผลต่อกระบวนการหรือถ้าเกินควรเกินเพียงเล็กน้อยเท่านั้น
- 10) แผ่นออริฟิสต์ที่ใช้เป็นชนิด Square edge orifice ซึ่งเป็นตัวมาตรฐานที่สามารถใช้ได้กับของไหลได้หลากหลายชนิด อีกทั้งของไหลในท่อคือ น้ำ ไม่มีคุณสมบัติการกัดกร่อนและความหนืดไม่สูงมาก
- 11) โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้คือ 316 SS (Stainless steel) เหมาะสำหรับของไหลทั่วไปที่คุณสมบัติที่ไม่กัดกร่อน
- 12) ความหนา (Thickness) คือ 3 mm ซึ่งอ้างอิงจาก Project Specification
- 13) ขนาดรูแผ่นออริฟิส คือ 49.07 mm ซึ่งได้จากการคำนวณโดยไซโมดูลคำนวณอ้างอิงข้อมูลจากเอกสารที่ระบุใน Process Datasheet
- 14) Beta ratio คือ 0.48 ซึ่งไม่เกินค่า 0.3 – 0.7 ที่โครงการกำหนด
- 15) Drain or Vent hole ต้องการใช้ Vent hole เนื่องจากของไหลที่ไหลในกระบวนการคือ น้ำ ซึ่งอาจจะมีแก๊สผสมมาด้วยถ้าไม่ระบายออกไปด้านขาออกอาจจะทำการเกิดการผิดพลาดได้
- 16) ค่าอัตราการไหลที่แผ่นออริฟิสต์ตัวนี้สามารถดำเนินอยู่ในกระบวนการคือ 0 – 30 Am<sup>3</sup>/h
- 17) ค่าความแตกต่างความดันสำหรับเป็นมาตรฐานสำหรับคำนวณที่รูของแผ่นออริฟิส ซึ่งจะให้ความดันที่ตกคร่อมแผ่นออริฟิสจะไม่เกิน 250 mbar

18) Orifice Flange จะใช้สำหรับท่อขนาด 4 นิ้ว สามารถทนแรงดันที่ 150 ปอนด์ Һ้า แพลน (Facing) คือ RF (Raised face) อ้างอิงจาก Project specification

19) Flange type ใช้เป็นชนิด welding neck Һ้าแพลนที่เชื่อมติดกับท่อวัสดุที่ใช้ทำ อ้างอิงจาก Pipe specification

20) Taps type คือ ชนิดของการต่ออุปกรณ์วัดความดันแตกต่างเพื่อนำค่าความแตกต่าง ความดันที่วัดได้มาแปลงเป็นอัตราการไหล โดยใช้เป็นชนิด Flange tap หรือการต่อจากหน้าแพลนซึ่ง โดยทั่วไปใช้กับท่อขนาด 2-10 นิ้ว กว่ต่อจะท่อที่ขนาด 1/2 NPT

21) ลักษณะการต่อ (Taps Orientation) จะต่อจากด้านล่างของแผ่นออริฟิส เนื่องจากของ ไหลที่ต้องการวัดมีสถานะเป็นของเหลว ธรรมชาติของของเหลวคือจะไหลลง อีกทั้งยังหลีกเลี่ยงแก๊สที่ ปะปนมากับของไหลซึ่งอาจทำค่าที่วัดผิดพลาดได้

#### 4.2 การนับจำนวนอุปกรณ์การวัดในขอบเขตของโครงการ

การนับจำนวนอุปกรณ์การวัดที่ต้องใช้ในโครงการมีจุดประสงค์คือต้องการทราบจำนวนของ อุปกรณ์การวัดแต่ละชนิดเนื่องจากอุปกรณ์แต่ละตัวจะมีราคาที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับชนิดและวัสดุที่เลือกใช้ โดยการนับจะแยกตามยูนิต (Unit) ที่อุปกรณ์การวัดตัวนั้นอยู่เพื่อง่ายจำแนกว่าแต่ละยูนิตมีอุปกรณ์ การวัดกี่ตัว

Instrument type Description	Unit 70 (Quantity)
Bellows seal safety valve	19
Bimetal Thermometer	4
Diff. Pressure flow transmitter	34
Diff. Pressure level transmitter	2
Diff. Pressure transmitter	5
Glove valve	33
Hand switch	3
Integral orifice flowmeter	4
Level switch	5
Magnetic level gauge	10
Mass flow meter	3
On-off valve (Ball)	3
Orifice Assembly	22
Position transmitter	3

Instrument type Description	Unit 70 (Quantity)
Pressure gauge	34
Pressure transmitter	15
Radar level instrument	17
Reflex level gauge	1
RTD Assembly	4
Skin Thermocouple	1
Solenoid valve	5
Speed element	1
Thermocouple Type K	26
Temperature Transmitter	32

ตารางที่ 4.1 การนับอุปกรณ์การวัดของยูนิต (Unit) ที่ 70

#### 4.3 การนับจำนวน I/O ในขอบเขตของโครงการ

การนับจำนวน I/O ของอุปกรณ์การวัดจะต้องมีการติดตั้งในโครงการเพื่อสนับสนุนการทำงานต่างๆของ System Engineer โดยผลการนับ I/O เป็นจะถูกแยกไว้เป็น System และจะใช้อักษรย่อแทนสัญญาณดังต่อไปนี้

- AI = Analogue Input Signal
- AO = Analogue Output Signal
- DI = Digital Input Signal
- DO = Digital Output Signal
- SI = Softlink Signal

สำหรับยูนิตที่ 70 จะทำการแยก I/O ไว้เป็น 2 System ดังนี้

1. Distributed Control System (DCS)
2. Safety Instrument System (SIS)

โดยจำนวน I/O จะมีผลต่อการเลือกขนาดตู้ควบคุมและระบบควบคุมแต่ละชนิดมีหน้าที่ที่แตกต่างกันซึ่งต้องการวัสดุที่ใช้ในการสร้างตู้ควบคุมที่แตกต่างกัน ดังนั้นราคาย่อมแตกต่างกันซึ่งการนับจะจำแนกตามยูนิต (Unit) เพื่อให้ง่ายต่อจำแนกว่าแต่ละยูนิตมี I/O กี่ตัวและมี System อะไรบ้าง ดังตารางที่ 4.2

I/O	System	Quantity (Unit 70)
AI	DCS	95
	SIS	15
AO	DCS	38
DI	DCS	5
	SIS	11
DO	DCS	5
	SIS	10
SI	SIS	4

ตารางที่ 4.2 จำนวน I/O ทั้งหมดของยูนิท (Unit) ที่ 70

## บทที่ 5

### วิเคราะห์ผลและสรุปผล

#### 5.1 สรุปผลการดำเนินงาน

จากการดำเนินงานทั้งหมดในการปฏิบัติการสหกิจศึกษาทำให้ได้รับความรู้และประสบการณ์ต่างๆในการทำงานทางด้าน Front end Engineering Design (FEED) ได้เข้าใจหลักการการทำงานและวิธีการเลือกใช้งานอุปกรณ์การวัดและควบคุมต่างๆมากขึ้น

จากการดำเนินการในโครงการพบว่าการใช้โปรแกรม Microsoft Access ในการจัดทำ Instrument Database เพื่อจัดเก็บข้อมูลของอุปกรณ์การวัดจำนวนมากจากหลายๆแหล่งข้อมูลมาเป็นแหล่งข้อมูลเดียวอย่างเป็นระบบทำให้สะดวกต่อการอัปเดตและแก้ไขข้อมูลในฐานข้อมูล สามารถใช้ฟังก์ชันต่างๆของ Microsoft Access เช่น การกรองข้อมูลเพื่อเรียกดูข้อมูล ใช้ฟังก์ชันการนับเพื่อนับจำนวนอุปกรณ์การวัดแต่ละชนิดและ I/O ของอุปกรณ์การวัดสำหรับสรุปรายการชนิดของอุปกรณ์การวัดและ I/O ที่เพื่อใช้ในการจัดเตรียมเอกสาร MTO

อีกทั้งยังได้ทราบถึงวิธีการนำข้อมูลใน Microsoft Access เข้าสู่โปรแกรม SmartPlant Instrumentation (SPI) หรือ INTOOL ซึ่งโปรแกรมดังกล่าวจะมีโมดูลที่สามารถนำมาใช้ในการจัดทำเอกสารต่างๆ นอกจากนั้นจะพบว่าการจัดทำเอกสารต่างๆหากไม่มี Instrument Database จะทำให้ต้องเปิดหาข้อมูลตัวเดิมซ้ำๆจากหลายๆแหล่งข้อมูลเพื่อจัดทำเอกสารที่ต่างกัน ส่งผลให้ทำงานล่าช้าและอาจเกิดความผิดพลาดได้ ดังนั้น Instrument Database จึงเป็นสิ่งที่ขาดไม่ได้ในการดำเนินการ Front End Engineering Design (FEED) หรือ ขั้นตอนอื่นๆ ในโครงการ

การจัดทำ Material Take Off (MTO) จะทำให้ทราบถึงงบประมาณที่ต้องใช้ในการจัดซื้อและระยะเวลาที่ต้องใช้ในการก่อสร้างอย่างคร่าวๆ จากจำนวนวัสดุและอุปกรณ์การวัดต่างๆ ที่จะต้องซื้อมาติดตั้ง และความยากในการติดตั้ง ซึ่งการประเมินราคาและระยะเวลาที่ต้องใช้ในโครงการจะถูกดำเนินการโดยแผนก Estimate ของบริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เพื่อให้ทางลูกค้าทราบถึงงบประมาณที่จะต้องใช้จ่ายและระยะเวลาในการดำเนินการของโครงการนี้

## 5.2 ปัญหาและอุปสรรค

1. โครงการที่ได้ตรงกับสาขาวิชาที่เรียน แต่บางสิ่งที่ได้มาเจอในระหว่างการปฏิบัติงานสหกิจศึกษานั้นไม่เคยได้เรียนรู้มาก่อน
2. มีปัญหาในการอ่านทำความเข้าใจรายละเอียดของงานเนื่องจากบริษัทฟอสเตอร์วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ใช้ภาษาอังกฤษในการดำเนินงานและตัวนักศึกษาเองไม่เก่งภาษาอังกฤษ
3. มีปัญหาเรื่องความละเอียดในการทำงานเนื่องจากงานที่ได้รับมอบหมายต้องใช้ความละเอียดในการทำงานค่อนข้างที่จะสูงเนื่องจากถ้ากรอกข้อมูลผิดพลาดอาจจะทำให้มีปัญหาต่องบประมาณที่ต้องใช้ในการจัดซื้ออุปกรณ์ในโครงการนี้
4. เนื่องจากตัวศึกษาทำงานได้ช้าทำให้ความงานที่ได้รับมอบหมายรวมถึงความก้าวหน้าของโครงการดำเนินไปได้ช้า

## 5.3 แนวทางการแก้ไขปัญหา

1. ตั้งใจศึกษาหาความรู้เพิ่มเติมในเรื่องที่เกี่ยวกับงานที่ได้รับมอบหมาย โดยศึกษาจากอินเทอร์เน็ต จากตำราต่างๆ หรือถามจากพี่ๆในแผนก
2. ศึกษาความรู้ทางด้านภาษาเพิ่มและใช้ความคุ้นเคยจากการอ่านในทุกๆวันซึ่งจะทำให้เข้าใจรายละเอียดของงานได้ดียิ่งขึ้น
3. ตั้งใจทำงานและตรวจสอบให้ละเอียดมากยิ่งขึ้น ควรทำงานให้ถูกต้องมากขึ้นในทุกๆวัน เพื่อให้คุณภาพของงานดีขึ้น
4. ควรทำงานให้เร็วขึ้นกว่าเดิมแต่ไม่ควรเร่งจนมากเกินไปจนเสียรายละเอียดและความถูกต้องของงาน

## บรรณานุกรม

- [1] Rockwell Automation. “Front End Engineering and Design”; แหล่งที่มา:  
<https://literature.rockwellautomation.com/idc/.../br/ssb>  
(สืบค้นเมื่อวันที่ 7 มกราคม 2562.)
- [2] สำนักงานกลางช่างตวงวัด (2555). “พื้นที่อันตราย”; แหล่งที่มา:  
[http://www.cbwmthai.org/test/Activity\\_Detail.aspx?id=14](http://www.cbwmthai.org/test/Activity_Detail.aspx?id=14)  
(สืบค้นเมื่อวันที่ 8 มกราคม 2562.)
- [3] ศรีนคร นนทนาคร (2557). “HART Communication”; แหล่งที่มา:  
[www.thailandindustry.com/onlinemag/view2.php?id=1330&section=8&issue](http://www.thailandindustry.com/onlinemag/view2.php?id=1330&section=8&issue)  
(สืบค้นเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2562.)
- [4] Mr. Christopher L. “ISBL&OSBL”; แหล่งที่มา:  
แหล่งที่มา: AACE International Transactionns  
(สืบค้นเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2562.)
- [5] สำนักงานกลางช่างตวงวัด (2549). “วาล์วควบคุม”; แหล่งที่มา:  
[http://www.cbwmthai.org/test/Activity\\_Detail.aspx?id=23](http://www.cbwmthai.org/test/Activity_Detail.aspx?id=23)  
(สืบค้นเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2562.)
- [6] เกษตร์ ศิริสันติสัมฤทธิ์. (2560). เครื่องมือวัดและควบคุมสำหรับการใช้งานทางอุตสาหกรรม. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ: ห้างหุ้นส่วนจำกัด มิน เซอร์วิส ซัพพลาย.
- [7] ทวิช ชูเมือง. (2549). การออกแบบระบบเครื่องมือวัดและควบคุมทางอุตสาหกรรม เล่ม 2: การเลือกใช้และออกแบบเครื่องมือวัด. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ: เอช.เอ็น กรุ๊ป.



ภาคผนวก ก

แผนภาพ Piping Instrument Diagram



The seal of Rajabhat Buriram University is a circular emblem. It features a central sunburst with rays emanating from a central point. Below the sunburst are three tiered stupas or pagodas, each supported by a decorative base. The entire emblem is surrounded by a circular border containing the university's name in Thai script: "มหาวิทยาลัยราชภัฏบรیمان" (Mahavithayalai Rajabhat Buriram).

ภาคผนวก ข  
แผนภาพ Piping Instrument Diagram Legends & General Symbol





## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล : นายศุภกานต์ สีขำ  
วัน เดือน ปีเกิด : 16 พฤษภาคม พ.ศ. 2540  
ภูมิลำเนา : 35/7 หมู่ 2 ซอยศรีนคร ตำบลห้วยกะปิ อำเภอเมืองชลบุรี  
จังหวัด ชลบุรี  
20000  
อีเมลล์ : supakanseekom@gmail.com  
โทรศัพท์ : 087-5401652  
ประวัติการศึกษา : ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น  
โรงเรียนชลราษฎรอำรุง  
: ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย  
โรงเรียนชลราษฎรอำรุง  
: ปริญญาตรี  
ภาควิชาวิศวกรรมการวัดคุม คณะวิศวกรรมศาสตร์  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ประวัติการทำงาน : มิถุนายน – กรกฎาคม พ.ศ.2561  
นักศึกษาฝึกงาน แผนก Maintenance  
บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (มหาชน)  
สิงหาคม – พฤศจิกายน พ.ศ.2561  
นักศึกษาสหกิจศึกษา แผนก Control & Instrument  
บริษัท ฟอสเตอร์ วิลเลอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้