รายงานสหกิจศึกษาฉบับสมบูรณ์

การศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบแท่นหลุมผลิต
Dynamic Behavior Study of Topside of Generic Wellhead Platform

ณัฏฐนารา แก้วหานาม

ภาควิชาวิศวกรรมเคมี
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2562

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ชื่อโครงงานสหกิจศึกษา การศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบแท่นหลุมผลิต
ชื่อ-สกุล นักศึกษา ณัฏฐนารา แก้วหานาม
คณะ วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต **ภาควิชา** วิศวกรรมเคมี
ชื่อ-สกุล อาจารย์นิเทศ ดร. นริศรา ทองบุญชู
ชื่อ-สกุล ผู้นิเทศงาน นาย เอกพล พรหมรส
สถานประกอบการ เทคนิป เอ็นจิเนียริ่ง (ประเทศไทย)

บทคัดย่อ

โครงงานการศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบแท่นหลุมผลิตมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบ (Dynamic behavior) ในสภาวะความดันเกิน โดยการสร้างแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS V9 และกำหนดสถานการณ์จำลองการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ในระบบแท่นหลุมผลิต เพื่อหาค่าความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) ในสภาวะความดันเกิน ซึ่งใช้เป็นค่าชี้วัดประสิทธิภาพของระบบป้องกันความดันเกิน และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยขณะเกิดความดันสูงสุด โดยการศึกษาแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติและผลของสภาวะในการปฏิบัติงานต่อสภาวะความดันเกิน ผลการศึกษาในส่วนแรก พบว่า องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติที่แตกต่างกันไม่ทำให้เกิดความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งในสภาวะความดันเกินที่แตกต่างกันมากนัก โดยก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 1 ก่อให้เกิดความดันสูงกว่ากรณีอื่นเล็กน้อย จึงถูกนำไปใช้ต่อในการศึกษาผลของสภาวะในการปฏิบัติงานต่อสภาวะความดันเกิน ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 แบบจำลองสถานการณ์ที่สภาวะความดันเกินเกิดขึ้นเนื่องจากวาล์วฉุกเฉินปิดตัวลงและหลุมผลิตบางหลุมไม่สามารถควบคุมการปิดหลุมได้ ในแบบจำลองสถานการณ์แรก ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินทำงานคลาดเคลื่อน ส่งผลให้เกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง 72.00 บาร์เกจ แบบจำลองสถานการณ์ที่สอง อุปกรณ์วัดความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งตรวจวัดความดันคลาดเคลื่อนและค่า Pressure alarm high-high ถูกกำหนดไว้ที่ 63 บาร์เกจ ส่งผลให้เกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง 87.76 บาร์เกจ แบบจำลองสถานการณ์ที่สามกำหนดให้อุปกรณ์วัดความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งตรวจวัดความดันคลาดเคลื่อนเช่นกันแต่ค่า Pressure alarm high-high ถูกกำหนดไว้ที่ 70 บาร์เกจ ส่งผลให้เกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง 89.22 บาร์เกจ โดยทุกแบบจำลองสถานการณ์ค่าความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นบริเวณรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งมีค่าต่ำกว่าความดันสูงสุดที่ท่อสามารถรองรับได้ (Maximum allowable working pressure) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.10 บาร์เกจ ทำให้ระบบแท่นหลุมผลิตไม่เกิดความเสียหายเนื่องจากการเกิดสภาวะความดันเกินและพิจารณาได้ว่าขนาดของวาล์วนิรภัยที่ถูกออกแบบไว้ในปัจจุบันเพียงพอต่อการระบายความดันเกินและค่า Pressure alarm high-high ในปัจจุบันเหมาะสมสำหรับระบบของแท่นหลุมผลิตนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Co-operative Title: Dynamic Behavior Study of Topside of Generic Wellhead Platform
Student Name: Nuttanara Kaewhanam
Faculty: Engineering **Department:** Chemical
Advisor Name: Dr. Narisara Thongboonchoo
Mentor Name: Mr. Ekkapon Promaros
Company: Technip Engineering (Thailand)

ABSTRACT

The dynamic behavior study of topside of generic wellhead platform is performed to study dynamic response of the wellhead platform system during overpressure by creating model in dynamic mode of Aspen HYSYS software. Then determine failure scenarios of the instrument in the wellhead platform system to predicting the highest peak pressure at production manifold and the relieving rate across pressure safety valve. The highest peak pressure is used to assess the effectiveness of overpressure protection system. The study is divided into 2 parts which are the effect of different feed gas compositions and the effect of different operating conditions on the overpressure. For the first part, the results indicate that the peak pressure of all case studies are not different when using different feed gas compositions. Feed gas composition case 1 causes the pressure to be slightly higher than other cases. Therefore, feed gas composition 1 is used for further study the effect of different operating conditions on the overpressure. The second part is divided into 3 scenarios which overpressure occurs due to export riser emergency shutdown valve close and 2 wells fail to shutdown. In the first scenario, the failure of positioner of emergency shutdown valve causes the highest peak pressure about 72.00 barg. The second scenario is the failure of pressure transmitter with pressure alarm high-high set point is 63 barg. This scenario causes the highest peak pressure about 87.76 barg. The third scenario is the failure of pressure transmitter with pressure alarm high-high set point is 70 barg. This scenario causes the highest peak pressure about 89.22 barg. However, the dynamic simulation results indicate that the highest peak pressure at production manifold during overpressure of all scenarios is lower than Maximum Allowable Working Pressure (MAWP) which is 93.1 barg. Therefore, the current design of wellhead platform is considered acceptable. The pressure safety valve size is adequate to protect the wellhead platform against overpressure and the current pressure alarm high-high set point is suitable for this wellhead system.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

ผู้ทำโครงงานสหกิจศึกษาขอขอบพระคุณบริษัท เทคนิป เอ็นจิเนียริ่ง (ประเทศไทย) สำหรับโอกาสที่ดีในการเข้าร่วมโครงการฝึกงานภาคฤดูร้อนและโครงการสหกิจศึกษาเป็นระยะเวลา 6 เดือน ในแผนกวิศวกรกระบวนการผลิต ทำให้นักศึกษามีประสบการณ์ในงานทางด้านการออกแบบทางวิศวกรรม

ขอขอบคุณ คุณเอกพล พรหมรส วิศวกรผู้ดูแลนักศึกษาตลอดระยะเวลาของการเข้าร่วมโครงการสหกิจศึกษา ที่มอบความรู้ คำแนะนำ และแนวคิด อันเป็นประโยชน์ในการทำโครงงาน มอบโอกาสให้นักศึกษาได้มีประสบการณ์ในการใช้โปรแกรมซอฟต์แวร์ Aspen HYSYS สำหรับการจำลองเชิงพลวัต ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มีประโยชน์อย่างมากสำหรับงานทางด้านวิศวกรรมเคมี และยังมอบประสบการณ์เกี่ยวกับในการเรียนรู้กระบวนการของการผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งซึ่งอีกด้วย

ขอขอบคุณผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกคนภายในแผนกวิศวกรกระบวนการผลิต บริษัท เทคนิป เอ็นจิเนียริ่ง ที่ให้ความช่วยเหลือเพื่อให้โครงงานนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณ ดร. นริศรา ทองบุญชู อาจารย์ที่ปรึกษาโครงงาน สำหรับคำแนะนำต่าง ๆ ตลอดจนช่วยแก้ไขและปรับปรุงรายงานสหกิจศึกษาฉบับนี้ให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

สุดท้ายนี้ผู้ทำโครงงานขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว ที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนเสมอมา

ณัฏฐนารา แก้วหานาม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ II
กิตติกรรมประกาศ III
สารบัญ IV
สารบัญตาราง VI
สารบัญรูปภาพ VII
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ 1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย 2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย 2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 2
บทที่ 2 แนวคิด ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 3
2.1 แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform) 3
2.2 ท่อและอุปกรณ์หลักบนแท่นหลุมผลิต 5
2.3 ระบบป้องกันความดันเกิน (Overpressure protection system) 8
2.4 แบบจำลองเชิงพลวัต (Dynamic model) 10
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย 12
3.1 ศึกษาวิธีการใช้งานโปรแกรม Aspen HYSYS V9 12
3.2 ศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับกระบวนการและหลักการในการออกแบบแท่นหลุมผลิต 12
3.3 รวบรวมข้อมูลและสร้างแบบจำลองกระบวนการ 15
3.4 ออกแบบสถานการณ์จำลองของการเกิดสภาวะความดันเกิน 23
3.5 สร้างแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะพลวัตตามกรณีศึกษาที่กำหนดไว้และรันโมเดล 30
บทที่ 4 ผลการวิจัย 34
4.1 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์เอ 34
4.2 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์บี 36
4.3 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ซี 38
4.4 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ดี 40
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 43
5.1 สรุปผลการวิจัย 43
5.2 ข้อเสนอแนะ 45
เอกสารอ้างอิง 46
ภาคผนวก 47

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติ	15
3.2 องค์ประกอบของคอนเดนเสท	16
3.3 กำลังการผลิตตามแผนของแท่นหลุมผลิต	17
3.4 กำลังการผลิตตามแผนของท่อรวมปิโตรเลียม	17
3.5 กำลังการผลิตตามแผนของหลุมผลิต	18
3.6 สภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต	18
3.7 ความดันและอุณหภูมิในการออกแบบท่อ	19
3.8 ข้อมูลท่อในการสร้างแบบจำลองกระบวนการ	19
3.9 ข้อมูลวาล์วในการสร้างแบบจำลองกระบวนการ	20
3.10 ผลขององค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติต่อเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว	20
3.11 ผลของสภาวะในการปฏิบัติงานต่อเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว	21
3.12 ข้อมูลของวาล์วนิรภัย	21
3.13 แบบจำลองสถานการณ์สำหรับการศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่อสภาวะความดันเกิน (แบบจำลองสถานการณ์เอ)	25
3.14 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินทำงานผิดปกติ (แบบจำลองสถานการณ์บี)	27
3.15 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดที่ 63 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ซี)	28
3.16 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดที่ 70 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ดี)	29
3.17 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์เอ	30
3.18 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์บี	31
3.19 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์ซี	32
3.20 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์ดี	33
4.1 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์เอ	34
4.2 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์บี	36
4.3 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ซี	38
4.4 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ดี	40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูปภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 โครงสร้างของแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเลโดยทั่วไป	3
2.2 ภาพรวมของกระบวนการผลิตปิโตรเลียม	4
2.3 ชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree)	6
2.4 คุณลักษณะวาล์ว (Inherent Flow Characteristic)	6
2.5 เครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหล (Test separator)	7
2.6 การประเมินความเสี่ยงแบบ Layers of Protection Analysis (LOPA)	8
2.7 ขนาดของวาล์วนิรภัยตามมาตรฐาน API 526	10
2.8 ขอบเขตของแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัวและสภาวะพลวัต	11
3.1 แผนภาพแสดงกระบวนการของแท่นหลุมผลิต	14
3.2 แบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิตในสภาวะคงตัว	22
3.3 แผนภาพการติดตั้งของตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินและวาล์วฉุกเฉิน	23
3.4 แผนภาพการติดตั้งของเซนเซอร์ Pressure Alarm High-High และอุปกรณ์วัดความดัน	24
3.5 แผนภาพการติดตั้งของวาล์วนิรภัย	24
3.6 แผนภาพการติดตั้งของสัญญาณสั่งปิดมาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์ว	25
4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลา กรณีศึกษา 1A	35
4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลา กรณีศึกษา 4B	37
4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลา กรณีศึกษา 2C	40
4.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลา กรณีศึกษา 2D	42

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ[14] [15]

ในปัจจุบันความต้องการของพลังงานทั่วโลกเพิ่มสูงขึ้นเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของประชากรและความก้าวหน้าทางเศรษฐกิจ จากรายงานสถิติของพลังงานในประเทศไทย ประจำปี พ.ศ. 2562 โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน รายงานว่าประเทศไทยใช้พลังงานขั้นต้น 2,171 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 จากปี พ.ศ. 2561 โดยมีสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 42 ในการผลิตไฟฟ้า เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมและใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี รองลงมาคือ น้ำมัน ถ่านหิน/ลิกไนต์ และไฟฟ้า เมื่อปริมาณการใช้พลังงานสูงกว่าปริมาณการผลิตภายในประเทศจึงต้องนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ส่งผลให้อุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเติบโตอย่างต่อเนื่อง มีการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมและเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการ

โดยทั่วไปแล้วแหล่งผลิตปิโตรเลียมกลางทะเล ประกอบด้วยแท่นผลิต (Central Processing Platform) แท่นที่พักอาศัย (Living Quarter Platform) แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform) แท่นเผาก๊าซ (Flare Platform) และท่อส่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform) เป็นพื้นที่สำหรับติดตั้งอุปกรณ์เหนือหลุมผลิตหรือหลุมน้ำมัน จึงเป็นแท่นที่ต้องรองรับความดันสูงจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir) ซึ่งถ้าหากเกิดสภาวะความดันเกินในระบบ (Overpressure) อันเนื่องมาจากความล้มเหลวของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง ก็อาจก่อให้เกิดความเสียหายที่รุนแรงได้ ตัวอย่างข้อมูลอุบัติภัยที่เกิดเหตุการณ์ความดันเกินในระบบ ได้แก่ ในปี ค.ศ. 1998 เกิดการระเบิดของเครื่องแยกสถานะ (Separator) ในโรงงานแยกก๊าซธรรมชาติของ บริษัท Sonat Exploration ณ รัฐลุยเซียนา ประเทศสหรัฐอเมริกา เนื่องจากวาล์วขาออกของเครื่องแยกสถานะถูกปิดโดยไม่ทราบสาเหตุขณะทำการไล่อากาศออกจากท่อส่งก๊าซ (Purging) ด้วยของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid) อีกทั้งเครื่องแยกสถานะนี้ไม่มีการติดตั้งวาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve) เพื่อระบายความดันเกินออกจากระบบ ความเสียหายที่เกิดขึ้นส่งผลให้มีผู้เสียชีวิต 4 ราย และเครื่องจักรในบริเวณใกล้เคียงได้รับความเสียหาย รวมมูลค่าทั้งสิ้น 200,000 ดอลลาร์สหรัฐ ความเสียหายที่เกิดขึ้นชี้ให้เห็นว่าแท่นหลุมผลิตหรือโรงงานที่ปฏิบัติงานด้วยความดันสูงจำเป็นที่จะต้องมีระบบป้องกันความดันเกิน (Overpressure protection system) ในกระบวนการผลิตที่มีประสิทธิภาพและเป็นไปตามข้อกำหนดตามมาตรฐานสากล ตั้งแต่ขั้นตอนการออกแบบ การติดตั้ง การทดสอบการทำงาน การใช้งานและซ่อมบำรุง เพื่อให้สามารถปฏิบัติงานได้อย่างปลอดภัย

เพื่อติดตามการเปลี่ยนแปลงภายในกระบวนการซึ่งเกิดขึ้นเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่าง ๆ การจำลองกระบวนการเชิงพลวัต (Dynamic simulation) จะทำให้เห็นถึงการตอบสนองของระบบเมื่อเวลาเปลี่ยนไป ดังนั้น บริษัทเทคนิป เอ็นจิเนียริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาและรับออกแบบงานทางด้านวิศวกรรม สำหรับกลุ่มธุรกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งบนชายฝั่งและนอกชายฝั่ง จึงได้รับมอบหมายจากลูกค้าให้ทำการศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบ (Dynamic behavior) ในสภาวะความดันเกินบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งของแท่นหลุมผลิต โดยการสร้างแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตด้วยโปรแกรม Aspen

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

HYSYS V9 ซึ่งเป็นโปรแกรมที่นิยมใช้อย่างแพร่หลายในการจำลองกระบวนการทางวิศวกรรมเคมีทั้งในภาคอุตสาหกรรมและงานวิจัย และกำหนดสถานการณ์จำลองต่าง ๆ เพื่อหาค่าความดันสูงสุด (Peak pressure) และตรวจสอบอุปกรณ์ป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต (Overpressure protection system)

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1) เพื่อหาค่าความดันสูงสุด (Peak Pressure) บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) ในสภาวะความดันเกินและอัตราการระบาย (Peak relieving rate) ของวาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve) ขณะเกิดความดันสูงสุด

2) เพื่อตรวจสอบความเหมาะสมของขนาดของวาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve) ที่ถูกออกแบบไว้ในปัจจุบัน

3) เพื่อตรวจสอบความเหมาะสมของค่า Pressure Alarm High-High ที่กำหนดไว้สำหรับอุปกรณ์วัดความดัน (Pressure Transmitter) ซึ่งถูกติดตั้งที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold)

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1) ทำการจำลองกระบวนการเชิงพลวัตของแท่นหลุมผลิตที่ประกอบด้วยส่วนประกอบหลัก คือ มาสเตอร์วาล์ว (Master valves), วิงส์วาล์ว (Wing valves), โช้ควาล์ว (Choke valves), ระบบท่อ (Flowlines and Commingle flowlines), ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold), วาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve) และวาล์วฉุกเฉิน (Export Riser Emergency Shutdown Valve)

2) จำลองสถานการณ์โดยออกแบบให้สอดคล้องกับระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต (Overpressure protection system) ที่ศึกษา เพื่อศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบเมื่อวาล์วฉุกเฉินถูกปิด

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) สามารถวิเคราะห์สาเหตุของการเกิดสภาวะความดันเกินในระบบและออกแบบสถานการณ์จำลองต่าง ๆ ที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ได้

2) ได้แบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิตในโปรแกรม Aspen HYSYS V9 ที่สามารถใช้ในการอธิบายพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบในสภาวะความดันเกินได้อย่างถูกต้องและแม่นยำ

3) ได้แนวทางในการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต (Overpressure protection system) เพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงานมากยิ่งขึ้น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

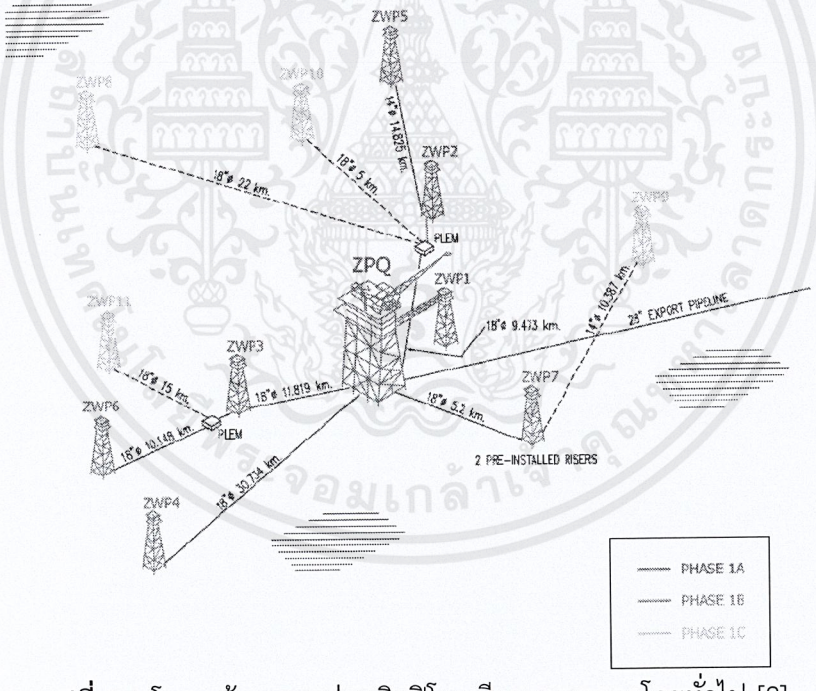
บทที่ 2

แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะรวบรวมทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัต (Dynamic behavior) ของระบบแท่นหลุมผลิต (Wellhead platform) ในสภาวะความดันเกิน โดยจะกล่าวถึงกระบวนการของแท่นหลุมผลิต การทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ระบบป้องกันสภาวะความดันเกิน และแบบจำลองเชิงพลวัต (Dynamic model)

2.1 แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform) [1]

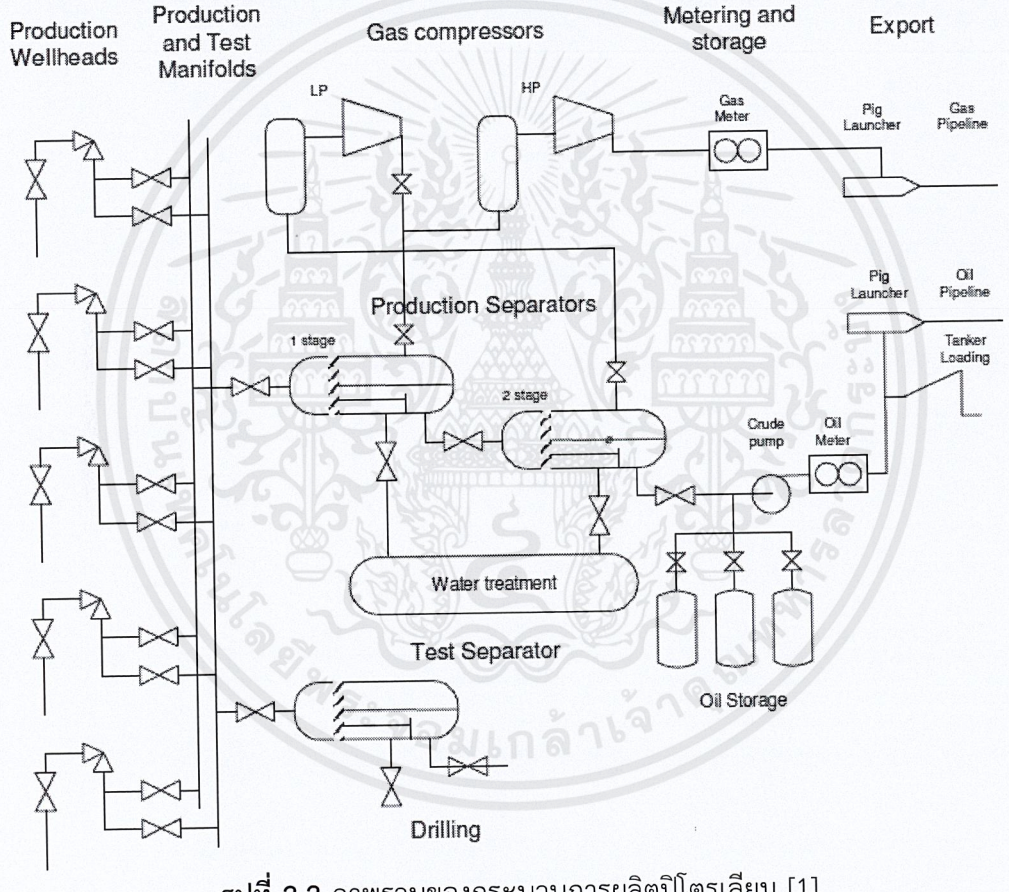
แท่นหลุมผลิตเป็นพื้นที่เหนือระดับน้ำทะเล (Topside) สำหรับติดตั้งอุปกรณ์และเครื่องจักรที่จำเป็นในงานขุดเจาะน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ โดยจำนวนของหลุมผลิตที่แท่นต้องรองรับขึ้นอยู่กับข้อมูลการสำรวจปริมาณปิโตรเลียมสำรองในบริเวณนั้น ๆ โดยทั่วไปแล้วแท่นหลุมผลิตมักอยู่ห่างจากแท่นผลิตกลาง (Central Processing Platform) ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.1 ปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจึงถูกส่งผ่านท่อใต้ทะเล (Sea line) ซึ่งมีความยาวหลายกิโลเมตรไปยังแท่นผลิตกลาง เพื่อเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมสำหรับการขนส่ง



รูปที่ 2.1 โครงสร้างของแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเลโดยทั่วไป [2]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและน้ำจากแหล่งกักเก็บ (Reservoir) จะเข้าสู่แท่นหลุมผลิตดังแสดงในรูปที่ 2.2 โดยไหลเข้าสู่ชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Wellhead and Christmas tree) และท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) ก่อนจะถูกส่งต่อไปยังแท่นผลิตกลาง ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการทดสอบ (Test manifold) จะเชื่อมต่ออยู่กับเครื่องแยกสถานะ (Test separator) โดยหลุมผลิตที่ต้องการทดสอบอัตราการไหลจะถูกควบคุมให้เข้าสู่ท่อรวมปิโตรเลียมนี้บนแท่นผลิตกลาง ปิโตรเลียมจะเข้าสู่เครื่องแยกสถานะ (Production separator) เพื่อทำการแยกน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และน้ำ โดยน้ำจะเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพเพื่ออัดกลับเข้าไปยังหลุมผลิต (Produced Water Injection System) น้ำมันดิบจะถูกส่งไปเก็บในถังเพื่อเตรียมการขนส่งผ่านท่อไปยังโรงงานปลายทาง ส่วนก๊าซธรรมชาติจะเข้าสู่กระบวนการเพิ่มความดันด้วยคอมเพรสเซอร์ก๊าซ (Gas compressors) ให้มีค่าที่เหมาะสมสำหรับการขนส่ง



รูปที่ 2.2 ภาพรวมของกระบวนการผลิตปิโตรเลียม [1]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2 ท่อและอุปกรณ์หลักบนแท่นหลุมผลิต

2.2.1 Christmas tree [1][4]

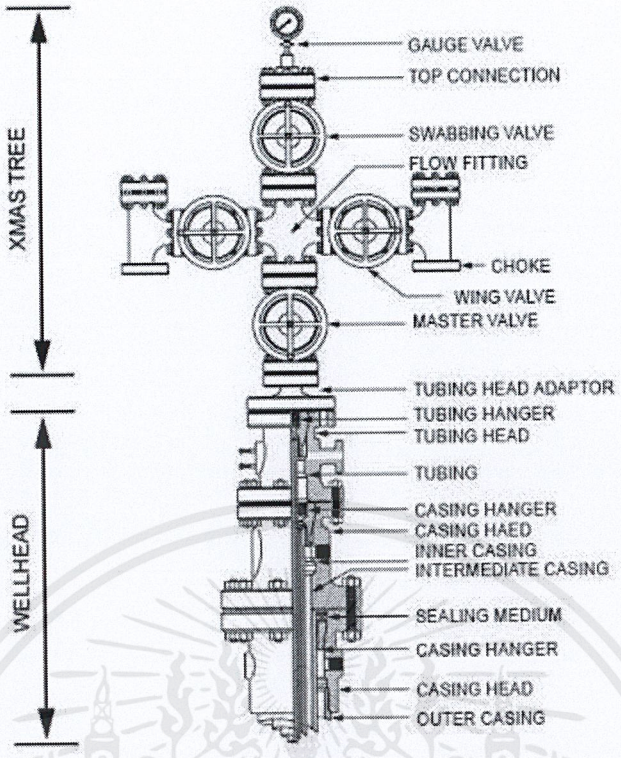
เป็นอุปกรณ์ที่ติดตั้งบริเวณปากหลุมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อควบคุมหลุมผลิตซึ่งมีความดันสูงและป้องกันการรั่วไหลของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ สามารถติดตั้งได้ทั้งบนแท่นหลุมผลิต (Dry completion) และใต้ท้องทะเล (Subsea completions) ดังแสดงในรูปที่ 2.3 ซึ่งแสดงภาพของชุดวาล์วควบคุมปากหลุม ซึ่งประกอบด้วย

- มาสเตอร์วาล์ว (Master valve) เป็นวาล์วที่มีประสิทธิภาพสูง สามารถรองรับความดันสูงสุดได้เท่ากับความดันของหลุมผลิต โดยปกติจะเป็นวาล์วที่เปิด 100% ขณะปฏิบัติงาน ใช้สำหรับเปิด-ปิดหลุมผลิตและไม่ได้มีหน้าที่สำหรับควบคุมอัตราการไหลของของไหล (Well fluid)
- เกจวัดความดัน (Pressure gauge) ถูกติดตั้งอยู่เหนือมาสเตอร์วาล์วและแสวบวาล์ว (Swab valve) ทำหน้าที่วัดความดันหลุมผลิต
- วิงส์วาล์ว (Wing valve) อาจเป็นชนิดเกทวาล์ว (Gate valve) หรือบอลวาล์ว (Ball valve) โดยวาล์วจะถูกสั่งปิดเมื่อต้องการตัดแยกระบบแท่นหลุมผลิต (Production facilities) จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
- แสวบวาล์ว (Swab valve) ใช้เข้าถึงหลุมผลิตในกรณีที่มีการปฏิบัติงานเพิ่มเติมอื่น ๆ นอกเหนือจากการผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ
- โช้ควาล์ว (Choke valve) เป็นวาล์วควบคุม (Control valve) ที่มีลักษณะคล้ายวาล์วรูเข็ม (Needle valve) แต่มีขนาดใหญ่กว่า สามารถปรับเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วได้ ทำหน้าที่ควบคุมอัตราการไหลและป้องกันอุปกรณ์บนแท่นหลุมผลิตจากของไหลที่มีความดันสูง โดยมีหลักการ คือ ให้ของไหลไหลผ่านวาล์วที่ถูกจำกัดพื้นที่หน้าตัดเป็นสาเหตุให้เกิดความดันลด (Pressure drop)

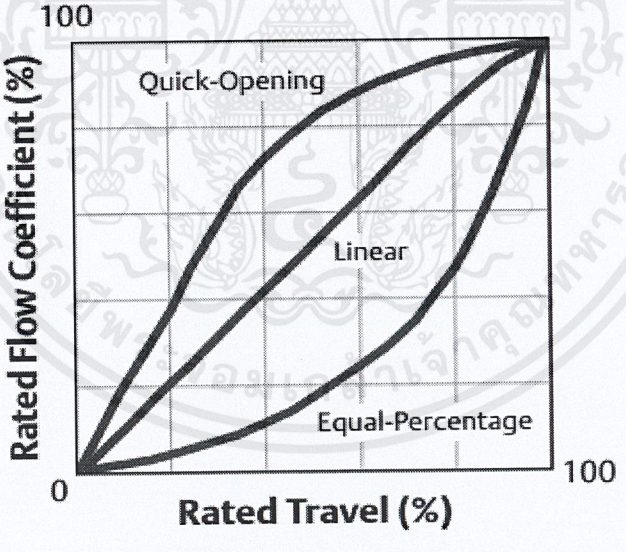
คุณลักษณะวาล์ว (Valve Flow Characteristic) เป็นปัจจัยที่สำคัญในการเลือกชนิดวาล์วให้เหมาะสมกับหน้าที่ แบ่งเป็น 3 ลักษณะคือ แบบเส้นตรง (Linear Flow Characteristic) แบบเปิดอย่างรวดเร็ว (Quick Open Flow Characteristic) และแบบเปอร์เซ็นต์การเปิดเทียบเท่ากับการไหล (Equal Percentage Flow Characteristic) โดยคุณลักษณะของวาล์วจะถูกแสดงในรูปแบบกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างสัมประสิทธิ์การไหลผ่านวาล์วเทียบกับระยะเคลื่อนที่ของก้านวาล์ว (Valve Stem) จาก 0% ถึง 100% แสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.4 ค่าความสัมพันธ์นี้ได้จากการทดสอบวาล์วที่ความดันตกคร่อมวาล์วมีค่าคงที่ (Inherent Flow Characteristic)

สัมประสิทธิ์การไหลผ่านวาล์ว (Flow Coefficient: Cv) คือ อัตราการไหลของน้ำที่ไหลผ่านวาล์วในหน่วยแกลลอนต่อนาทีที่อุณหภูมิ 16°C (60°F) โดยมีค่าความดันลดคร่อมตัววาล์วเท่ากับ 1 psi ค่าสัมประสิทธิ์การไหลผ่านวาล์วนี้จะแปรผันโดยตรงตามระยะเคลื่อนที่ของก้านวาล์ว (Valve Stem)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.3 ชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree) [3]



รูปที่ 2.4 คุณลักษณะวาล์ว (Inherent Flow Characteristic) [4]

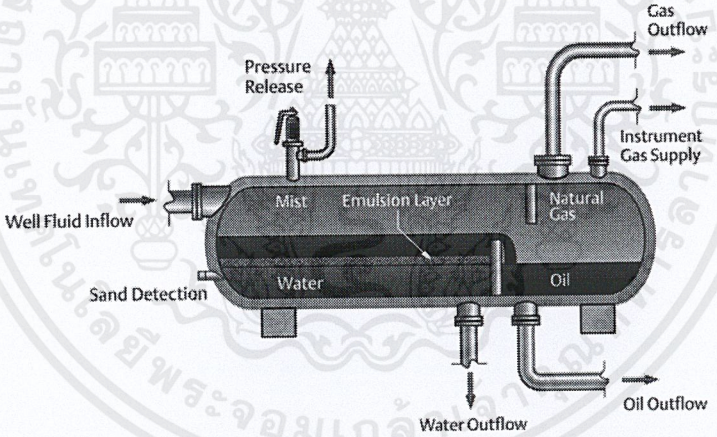
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.2.2 ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและทดสอบ (Production and Test manifold) [1]

ของไหลจากผลุมผลิตแต่ละหลุมจะเข้าสู่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง เพื่อรวมของไหลจากแต่ละหลุมผลิตเข้าด้วยกันและเพื่อให้มีปริมาณของไหลเป็นไปตามกำลังการผลิตตามแผนก่อนเข้าสู่กระบวนการผลิต เมื่อต้องการทดสอบอัตราการไหลของหลุมผลิตใด ๆ ของไหลจากหลุมผลิตที่ต้องการทดสอบจะถูกควบคุมให้ไหลเข้าสู่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการทดสอบซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหล (Test separator) หรือเครื่องวัดอัตราการไหลหลายสถานะ (Multi-phase flow meter)

2.2.3 เครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหล (Test separator)[1]

ของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid) ประกอบไปด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และน้ำ เครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหลจะรับของไหลจากหลุมผลิตที่ต้องการทดสอบเพียงหลุมเดียวเท่านั้นเพื่อทำการวิเคราะห์ของไหล เช่น การเกิดสลัก (Slugging) การวัดองค์ประกอบของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ และวัดอัตราการไหลของของไหลจากหลุมผลิต เป็นต้น หลักการทั่วไปในการแยกก๊าซและของเหลว คือ การใช้แรงโน้มถ่วง (Gravity) โดยของไหลจะต้องไม่ผสมกันเป็นเนื้อเดียว (Immiscible) และมีความหนาแน่นแตกต่างกัน โครงสร้างและการทำงานของเครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหล แสดงดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 เครื่องแยกสถานะสารสำหรับวัดอัตราการไหล (Test separator) [5]

2.2.4 อุปกรณ์ส่งกระสวย (Pig launcher) [6]

เป็นเครื่องมือที่ใส่เข้าไปในท่อขนส่งปิโตรเลียม (Pipeline) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทำความสะอาดและตรวจสอบท่อ หรือนำสิ่งสกปรกออกจากระบบท่อ เมื่อใส่กระสวย (Pig) เข้าไปในตำแหน่งที่เหมาะสม จะทำการเพิ่มความดันให้เท่ากับความดันของการขนส่งปิโตรเลียม ทำให้กระสวยวิ่งได้ด้วยความแตกต่างของความดันด้านหน้าและหลังของอุปกรณ์ โดยปลายทางจะมีอุปกรณ์รับกระสวยติดตั้งอยู่ (Pig receiver) หลังจากทำการส่งกระสวยแต่ละครั้ง ข้อมูลต่าง ๆ เช่น ปริมาณฝุ่นผงและของเหลวที่กระสวยกวาดพาออกมา ปริมาณของเหลวหรือน้ำที่ตกค้างภายในท่อขนส่งที่กระสวยดูดซับไว้ จะนำมาใช้ในการประเมินและวางแผนการการส่งกระสวยครั้งต่อไปเพื่อลดผลกระทบที่จะเกิดขึ้น

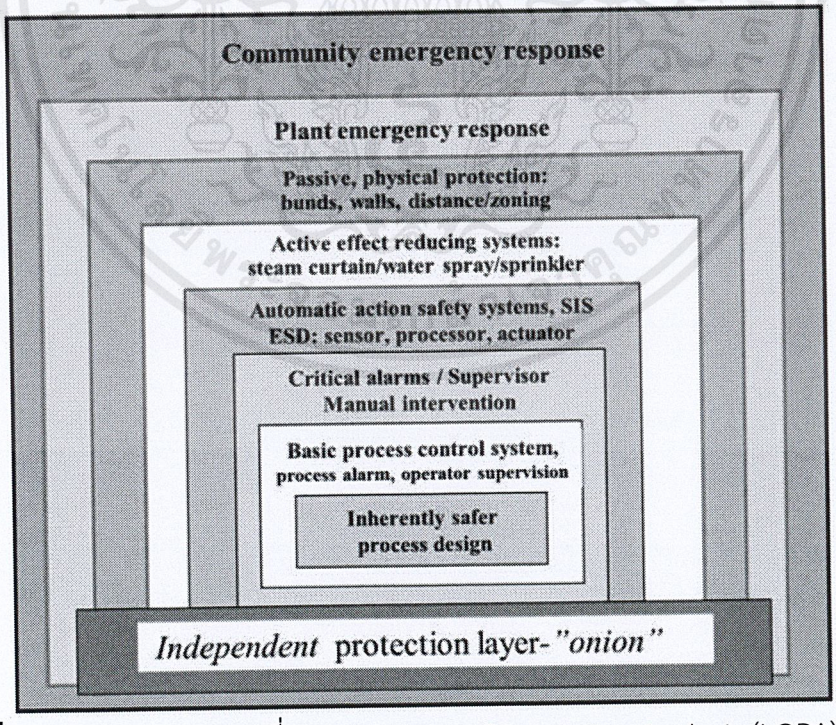
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3 ระบบป้องกันความดันเกิน (Overpressure protection system) [7][8]

สภาวะความดันเกินในระบบ คือ สภาวะที่ความดันในระบบสูงกว่าค่าความดันที่อุปกรณ์สามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) หรือค่าความดันในการออกแบบอุปกรณ์ (Design pressure) มาตรฐาน API 521 (Pressure-relieving and De-pressuring Systems) ได้จำแนกและระบุสาเหตุการเกิดความดันเกินในระบบไว้ 14 สาเหตุ เช่น การถูกจำกัดการไหลขาออก (Block outlets) การท่วมของของเหลวในภาชนะรับความดัน (Overfilling) การเกิดไฟไหม้ (Fire) หรือ การล้มเหลวของวาล์วควบคุม (Failure of Automatic Controls) เป็นต้น เมื่อระบบเกิดสภาวะความดันเกินขึ้นอันเนื่องมาจากสาเหตุที่แตกต่างกันจะส่งผลให้พฤติกรรมในการระบายความดันของระบบแตกต่างกัน

ระบบป้องกันความดันเกิน (Overpressure protection system) ของแท่นหลุมผลิตจะต้องทำการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐาน API RP 14C (Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms) [9] โดยลำดับการป้องกันความดันเกินของอุปกรณ์ต่าง ๆ แสดงในรูปที่ 2.6 ซึ่งเป็นวิธีประเมินความเสี่ยงในกระบวนการด้วยการวิเคราะห์ชั้นความปลอดภัย (Layer of Protection Analysis: LOPA)

การลดความเสี่ยงของกระบวนการเริ่มตั้งแต่การออกแบบกระบวนการให้มีความปลอดภัยในตัว (Inherent safety) เช่น การเลือกใช้วัสดุ การกำหนดความดันในการออกแบบอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้เหมาะสมกับสภาวะในการปฏิบัติงาน จากนั้นติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมกระบวนการ (Process control system) หรือมีระบบควบคุมความปลอดภัยของกระบวนการผลิต (Safety Instrumented System)



รูปที่ 2.6 การประเมินความเสี่ยงแบบ Layers of Protection Analysis (LOPA) [10]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.1 อุปกรณ์วัดความดัน (Pressure transmitter) [9]

ทำหน้าที่วัดความดันในระบบ ซึ่งจะมีการกำหนดค่าความดันที่ทำให้เกิดการสั่งปิดระบบ (Trip) เรียกว่าค่า Pressure alarm high-high และ Pressure alarm low-low การกำหนดค่าความดันนี้ต้องพิจารณาให้เหมาะสมเพื่อป้องกันสภาวะความดันเกินในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ หากกำหนดค่าสูงเกินไปอาจทำให้ไม่สามารถควบคุมกระบวนการได้ทันเวลาและหากกำหนดค่าต่ำเกินไปซึ่งใกล้เคียงกับความดันในสภาวะปฏิบัติงาน (Operating pressure) อาจได้รับผลกระทบจากความไม่คงที่ของความดัน (Fluctuation) ในสภาวะการทำงานจริง

2.3.2 วาล์วนิรภัย (Pressure safety valve) [11]

ทำหน้าที่ระบายความดันออกจากระบบ โดยมีหลักการทำงาน คือ เมื่อความดันในระบบเพิ่มสูงขึ้นเท่ากับค่าที่กำหนดไว้ (Set pressure) แรงที่กระทำต่อดิสก์ (Disc) จะมีค่ามากกว่าแรงจากสปริงที่กดอยู่ ทำให้วาล์วยกตัวขึ้นเพื่อทำการระบายความดัน เมื่อความดันภายในระบบลดลงดิสก์จะเคลื่อนที่เข้าสู่ตำแหน่งเดิม วาล์วนิรภัยจึงปิดตัวลงอีกครั้ง โดยวาล์วนิรภัยแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

- Conventional Pressure Relief Valve เหมาะสำหรับใช้ทั่วไปในโรงงาน มีข้อจำกัดคือความดันปลายทาง (Back pressure) ต้องมีค่าน้อยกว่า 10% ของความดันในการเปิดวาล์ว (Set pressure)

- Balanced-Bellows Pressure Relief Valve ถูกออกแบบมาเพื่อแก้ไขปัญหาการในกรณีที่ความดันปลายทางมีค่าไม่คงที่ ซึ่งสามารถใช้ได้ในระบบที่ความดันปลายทาง (Back pressure) มีค่าเท่ากับ 10% - 50% ของความดันในการเปิดวาล์ว (Set pressure)

- Pilot-Operated Pressure Relief valve เหมาะสำหรับใช้ในกรณีที่ความดันในระบบ (Operating pressure) มีค่าใกล้เคียงกับความดันในการเปิดวาล์วมาก (Set pressure) โดยความดันปลายทาง (Back pressure) ไม่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของวาล์วนิรภัย

การเลือกใช้ขนาดและประเภทของวาล์วนิรภัยให้เหมาะสม ต้องเริ่มจากการวิเคราะห์สาเหตุของการเกิดความดันเกินในระบบที่ก่อให้เกิดอัตราการระบายแรงดันสูงที่สุด สถานะของสารที่ทำการระบาย ลักษณะการไหลของสาร (Flow characteristic) และสภาวะต่าง ๆ ในการปฏิบัติงาน ขนาดของวาล์วนิรภัยตามมาตรฐาน API 526 (Flanged Steel Pressure-relief Valves) แสดงในรูปที่ 2.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

		Orifice Area cm^2	Orifice Area $(in.^2)$
Standard Orifice Designation	D	0.710	0.110
	E	1.265	0.196
	F	1.981	0.307
	G	3.245	0.503
	H	5.065	0.785
	J	8.303	1.287
	K	11.858	1.838
	L	18.406	2.853
	M	23.226	3.60
	N	28.000	4.34
	P	41.161	6.38
	Q	71.290	11.05
	R	103.226	16.0
	T	167.742	26.0
			in.
			mm

รูปที่ 2.7 ขนาดของวาล์วนิรภัยตามมาตรฐาน API 526 [12]

2.3.3 ระบบสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown system) [9]

เป็นระบบที่ควบคุมการทำงานของกระบวนการของแท่นหลุมผลิตในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินขึ้น ซึ่งจะสั่งปิดหลุมผลิต หยุดกระบวนการต่าง ๆ บนแท่น และปิดวาล์วปลายทางการขนส่งด้วยสัญญาณที่ได้ออกแบบไว้ (ESD logic) ซึ่งอาจถูกส่งมาจากวิศวกรผู้ปฏิบัติงานในห้องควบคุมหรือเซนเซอร์ของอุปกรณ์ควบคุมตัวแปรต่าง ๆ ในระบบ ระบบสั่งปิดฉุกเฉินมีความสำคัญอย่างยิ่งในการป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นบนแท่นหลุมผลิต อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องในระบบสั่งปิดฉุกเฉินทั้งหมดจึงต้องสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและทนทาน

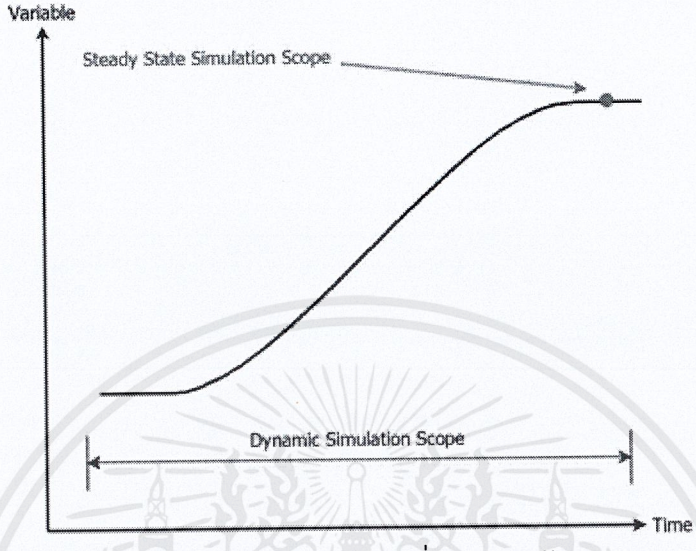
2.4 แบบจำลองเชิงพลวัต (Dynamic model)[13]

แบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัว (Steady State models) ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในอุตสาหกรรมเพื่อสร้างแนวคิด (Process conceptualization) และออกแบบกระบวนการ คำนวณค่าตัวแปรต่าง ๆ ในสภาวะปฏิบัติงาน อย่างไรก็ตาม สภาวะคงตัวเป็นสภาวะในอุดมคติเท่านั้น การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่าง ๆ เช่น สารตั้งต้น ปริมาณการผลิต (Capacity) คุณภาพของผลิตภัณฑ์ (Product specification) ย่อมส่งผลต่อระบบและเป็นสาเหตุของการศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัต (Dynamic behavior) เพื่อติดตามดูการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้น

แบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตใช้หลักการเดียวกับแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัว ไม่ว่าจะเป็นกฎการอนุรักษ์พลังงาน สมดุลเฟส การถ่ายโอนมวล การถ่ายโอนความร้อน และจลนพลศาสตร์ ความแตกต่างระหว่างสองแบบจำลองนี้ คือ แบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัวสมมติให้ตัวแปรต่าง ๆ ในระบบมีค่าคงที่เมื่อเวลาเปลี่ยนไป นั่นคือ ไม่มีการสะสม (Accumulation) เกิดขึ้นในกระบวนการทั้งความร้อนและมวลสาร ส่วนแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตคำนึงถึงผลของการสะสมความร้อนและมวลในระบบ ทำให้การศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตเป็นการติดตามการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นเริ่มตั้งแต่สภาวะตั้งต้นจนกระทั่งระบบเข้าสู่สภาวะคงตัวอีกครั้ง ขอบเขตการจำลองกระบวนการสำหรับแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตและแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัว แสดงดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ขอบเขตของแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัวและสภาวะพลวัต [13]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการพัฒนาแบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิต (Wellhead platform) ด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS เพื่อศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบในสภาวะความดันเกิน หาค่าความดันสูงสุด (Peak Pressure) บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง อัตราการระบายของวาล์วนิรภัย (Peak relieving rate) ในสภาวะความดันเกิน และกำหนดแบบจำลองสถานการณ์เพื่อทดสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต โดยมีขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยดังต่อไปนี้

1) ศึกษาวิธีการใช้งานโปรแกรม Aspen HYSYS V9
2) ศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับกระบวนการและหลักการในการออกแบบแท่นหลุมผลิต
3) รวบรวมข้อมูลและสร้างแบบจำลองกระบวนการ
4) ออกแบบสถานการณ์จำลองของการเกิดสภาวะความดันเกิน
5) สร้างแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะพลวัตตามสถานการณ์จำลองที่กำหนดไว้และรันโมเดล
6) วิเคราะห์และสรุปผล
7) นำเสนอผลงานแก่บริษัทและจัดทำรูปเล่มรายงาน

3.1 ศึกษาวิธีการใช้งานโปรแกรม Aspen HYSYS V9

ศึกษาวิธีการใช้งานโปรแกรมเพื่อสร้างแบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิตที่ใกล้เคียงกับสภาวะจริงในทางปฏิบัติ โดยเริ่มตั้งแต่วิธีการกำหนดองค์ประกอบของสาร เลือกสมการสภาวะ (Equation of state) ที่ใช้ในการคำนวณคุณสมบัติต่าง ๆ ศึกษาวิธีการโมเดลอุปกรณ์ในระบบ เช่น วาล์ว ท่อ วาล์วนิรภัย (Pressure safety valve) เครื่องมือในการควบคุมกระบวนการ (Control operation) และศึกษาวิธีการใช้งานฟังก์ชันอื่น ๆ เช่น Event scheduler หรือ Strip chart ซึ่งเป็นฟังก์ชันที่สำคัญสำหรับการสร้างแบบจำลองกระบวนการในสภาวะพลวัต เพื่อกำหนดสถานการณ์จำลองของการเกิดสภาวะความดันเกินในระบบตามสถานการณ์จำลองที่ออกแบบไว้และแสดงผลตัวแปรต่าง ๆ เทียบกับเวลาในรูปแบบกราฟ

แบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิตในงานวิจัยนี้ เลือกใช้สมการสภาวะ Peng-Robinson ในการคำนวณคุณสมบัติต่าง ๆ ของสาร เนื่องจากเป็นสมการสภาวะที่เป็นที่ยอมรับในงานทางด้านอุตสาหกรรมน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ เหมาะสำหรับระบบที่เกี่ยวข้องกับสารประกอบไฮโดรคาร์บอนซึ่งเป็นโมเลกุลไม่มีขั้ว สามารถทำนายความหนาแน่นของเฟสของเหลวได้แม่นยำกว่าสมการสภาวะอื่น ๆ และสามารถใช้ได้กับระบบ 3 เฟส

3.2 ศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับกระบวนการและหลักการในการออกแบบแท่นหลุมผลิต

แท่นหลุมผลิตที่เป็นต้นแบบในการสร้างแบบจำลองถูกออกแบบให้รองรับหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม โดยแท่นหลุมผลิตประกอบด้วย

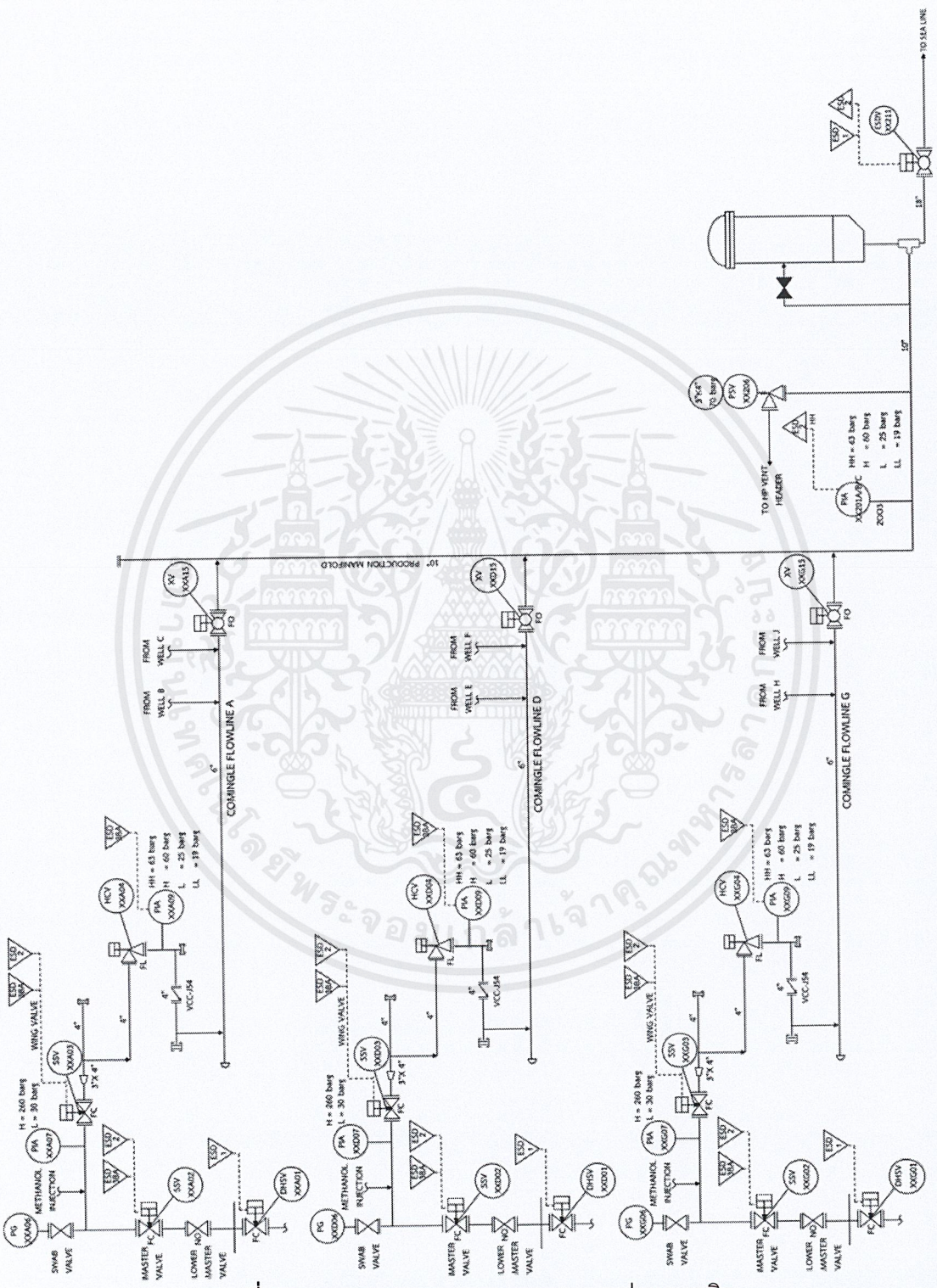
- ชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- แผงควบคุมไฮดรอลิค (Hydraulic wellhead control panel)
- ระบบท่อ (Flowline and Commingle flowline)
- ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและการทดสอบของไหลจากหลุมผลิต (Production manifold and Test manifold)
- อุปกรณ์ส่งกระสวย (Pig launcher)
- เครื่องวัดการไหลแบบมัลติเฟส (Multiphase flow meter)
- เครื่องแยกสาร 2 สถานะ (Test separator)
- ระบบระบายของเหลวและก๊าซ (Drain system and Vent system)
- ระบบสาธารณูปโภคเพื่อสนับสนุนกระบวนการผลิต (Utilities system)

รายละเอียดของกระบวนการของแท่นหลุมผลิต แสดงในรูปที่ 3.1 เมื่อของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid) ที่มีความดันสูงไหลขึ้นมายังปากหลุมผลิต จะต้องผ่านชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree) ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมการไหลของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตลอดจนรักษาความดันในหลุมผลิต แล้วเข้าสู่ท่อ (Flowlines) ที่เชื่อมต่อกับชุดวาล์วควบคุมปากหลุม โดยระบบท่อของแท่นหลุมผลิตนี้มีความแตกต่างจากแท่นหลุมผลิตทั่วไป คือ ของไหลจากหลุมผลิต 3 หลุมจะถูกรวมเข้าด้วยกันในบริเวณท่อรวม (Commingle flowlines) ก่อนจะเข้าสู่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) ไปยังแท่นผลิตกลาง (Central Processing Platform) ซึ่งมีอุปกรณ์ที่ซับซ้อนมากขึ้นเพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพของก๊าซธรรมชาติให้เป็นไปตามข้อกำหนดในการขนส่ง (Specification) การออกแบบแท่นหลุมผลิตในลักษณะนี้จะช่วยลดต้นทุนในการสร้างแท่นหลุมผลิตอันเนื่องมาจากการลดลงของปริมาณวาล์ว ท่อ และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่ต้องติดตั้งในระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.1 แผนภาพแสดงกระบวนการของแท่นหลุมผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3 รวบรวมข้อมูลและสร้างแบบจำลองกระบวนการ

3.3.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท

จากข้อมูลการสำรวจแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมทางธรรมชาติในบริเวณใกล้เคียงกับแท่นหลุมผลิต พบว่าองค์ประกอบของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติที่แท่นหลุมผลิตต้องรองรับมีความเป็นไปได้ทั้งหมด 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และ 3.2

ตารางที่ 3.1 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติ

องค์ประกอบ		% โดยโมล			
		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 4
H_2S	ไฮโดรเจนซัลไฟด์	0	0	0	0
CO_2	คาร์บอนไดออกไซด์	0.369	0.31	0.24	0.181
N_2	ไนโตรเจน	22.44	15.566	7.357	1.171
C1	มีเทน	75.717	83.043	91.786	98.363
C2	อีเทน	0.723	0.576	0.401	0.149
C3	โพรเพน	0.39	0.263	0.111	0.071
iC4	ไอโซบิวเทน	0.165	0.106	0.035	0.045
nC4	นอร์มอลบิวเทน	0.03	0.026	0.021	0.02
iC5	ไอโซเพนเทน	0.028	0.03	0.01	0
nC5	นอร์มอลเพนเทน	0.031	0.02	0.007	0
C6	เฮกเซน	0.032	0.02	0.006	0
C7	เฮปเทน	0.033	0.02	0.005	0
C8+	ออกเทนพลัส[1]	0.03	0.2	0.008	0
C6	เบนซีน	0.001	0	0.001	0
C7	โทลูอีน	0.008	0	0.008	0
C8	เอทิลเบนซีน	0.001	0	0.001	0
C8	ออร์โทไซลีน	0.001	0	0.001	0
C8	เมตาไซลีนและพาราไซลีน	0	0	0.001	0
รวม		100	100	100	100

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 องค์ประกอบของคอนเดนเสท

องค์ประกอบ	% โดยโมล
C1	0
C2	0
C3	0.08
C4	0.25
C5	0.51
C6	1.06
C7	7.32
C8	14.6
C9	14.81
C10	9.86
C11	7.74
C12	6.34
C13	5.36
C14	5.97
C15	5.76
C16	3.51
C17	2.94
C18	4.27

องค์ประกอบ	% โดยโมล
C19	2.41
C20	1.48
C21	1.4
C22	1.28
C23	1.12
C24	0.93
C25	0.63
C26	0.25
C27	0.07
C28	0.01
C29	0.01
C30	0.01
C31[(2)]	0.01
C32[(3)]	0.01
C33	0
C34	0
C35+	0
รวม	100

หมายเหตุ:

(1) น้ำหนักโมเลกุลของออกเทนพลัส = 114 ความหนาแน่นที่อุณหภูมิมาตรฐาน (15.6°C) = 755 kg/m^3

(2) น้ำหนักโมเลกุลของ C31 = 450 ความหนาแน่นที่อุณหภูมิมาตรฐาน (15.6°C) = 815 kg/m^3

(3) น้ำหนักโมเลกุลของ C32 = 475 ความหนาแน่นที่อุณหภูมิมาตรฐาน (15.6°C) = 817 kg/m^3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3.2 กำลังการผลิตตามแผน (Wellhead platform design capacity)

กำลังการผลิตสูงสุดทางทฤษฎีที่แท่นหลุมผลิตถูกออกแบบให้รองรับแสดงในตารางที่ 3.3 ซึ่งถูกใช้เป็นเกณฑ์สำหรับปริมาณของไหลจากหลุมผลิตสูงสุด (Well fluid) ที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) สามารถรองรับได้ นอกจากนี้ท่อในส่วนอื่น ๆ ยังมีข้อจำกัดในการรองรับของไหลจากหลุมผลิตเช่นกัน โดยท่อรวมปิโตรเลียม (Commingle flowlines) ทั้งสามท่อที่เชื่อมต่อจากหลุมผลิต A (Commingle flowline A) หลุมผลิต D (Commingle flowline D) และหลุมผลิต G (Commingle flowline G) มีหน้าที่ในการรวมของไหลจากหลุมผลิต 3 หลุมเข้าด้วยกันก่อนเข้าสู่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง สามารถรองรับปริมาณของไหลจากหลุมผลิตได้สูงสุดดังแสดงในตารางที่ 3.4 และท่อที่เชื่อมต่อกับชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree) ของแต่ละหลุมผลิต (Flowlines) สามารถรองรับปริมาณของไหลจากหลุมผลิตสูงสุด แสดงในตารางที่ 3.5

เพื่อจำลองสถานการณ์การเกิดสภาวะความดันเกินในระบบ ในการสร้างแบบจำลองกระบวนการจะกำหนดให้หลุมผลิต 2 หลุมไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน (Emergency shutdown) อันเนื่องมาจากความล้มเหลวของอุปกรณ์ หลุมผลิตทั้ง 2 หลุมนี้จะถูกกำหนดให้มีอัตราการไหลเท่ากับกำลังการผลิตตามแผนของหลุมผลิต (Design capacity per one well) เพื่อให้ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งรองรับปริมาณของไหลมากที่สุดขณะเกิดสภาวะความดันเกินและผลลัพธ์ที่ได้จะเป็นค่าความดันสูงสุด (Peak pressure) ที่สามารถเกิดขึ้นได้

ตารางที่ 3.3 กำลังการผลิตตามแผนของแท่นหลุมผลิต (Design capacity per platform)

ของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid)	กำลังการผลิต	หน่วย
ก๊าซธรรมชาติ	90	MMSCFD
คอนเดนเสท	90	STBPD
น้ำ	2000	STBPD
อัตราส่วนคอนเดนเสทต่อก๊าซธรรมชาติ (CGR)	1	STBBL/MMSCF
อัตราส่วนน้ำต่อก๊าซธรรมชาติ (WGR)	22	STBBL/MMSCF

ตารางที่ 3.4 กำลังการผลิตตามแผนของท่อรวมปิโตรเลียม (Design capacity per commingle flowlines)

ของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid)	กำลังการผลิต	หน่วย
ก๊าซธรรมชาติ	30	MMSCFD
คอนเดนเสท	20	STBPD
น้ำ	1000	STBPD

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.5 กำลังการผลิตตามแผนของหลุมผลิต (Design capacity per one well)

ของไหลจากหลุมผลิต (Well fluid)	กำลังการผลิต	หน่วย
ก๊าซธรรมชาติ	15	MMSCFD
คอนเดนเสท	20	STBPD
น้ำ	1000	STBPD

3.3.3 สภาวะในการปฏิบัติงาน (System operating conditions)

แท่นหลุมผลิตถูกออกแบบให้รองรับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีความดัน 352 บาร์เกจ และ 290 บาร์เกจ ระบบการผลิตปลายทางบริเวณแท่นผลิตกลาง (Central Processing Platform) มีความดันในการปฏิบัติงานในช่วง 30 – 54 บาร์เกจ ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จึงกำหนดสภาวะในการปฏิบัติงานเป็น 4 กรณี แสดงในตารางที่ 3.6 เพื่อศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบในสภาวะความดันเกินทุกสภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต

ตารางที่ 3.6 สภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต

WHFP (barg)	WHFT (°C)	ความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (barg)
290	55	54
352	70	30
290	55	30
352	70	54

3.3.4 เกณฑ์ในการออกแบบกระบวนการ (Process design criteria)

แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นแหล่งที่มา (Source) ของความดันเกินในระบบ แท่นหลุมผลิตจึงต้องออกแบบให้สามารถรองรับความดันสูงจากหลุมผลิตได้อย่างปลอดภัย สำหรับท่อที่เชื่อมต่อกับหลุมผลิต (Flowlines) และท่อรวมปิโตรเลียม (Commingle flowlines) มีค่าความดันในการออกแบบท่อ (Design pressure) เท่ากับความดันของหลุมผลิต (Wellhead shut-in pressure) และท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) มีค่าความดันในการออกแบบท่อเท่ากับ 70 บาร์เกจ ซึ่งขึ้นอยู่กับวัสดุที่เลือกใช้และ Pipe class

ตารางที่ 3.7 แสดงความดันและอุณหภูมิในการออกแบบท่อ ซึ่งจะเห็นได้ว่าท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับความดันได้น้อยที่สุดเมื่อเทียบกับท่อส่วนอื่น ๆ ดังนั้น เกณฑ์สำหรับการตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต คือ ค่าความดันสูงสุดที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ ตามมาตรฐาน ASME (American Society of Mechanical Engineers) B31.3 Process Piping Code ซึ่งใช้เป็นมาตรฐานในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งนี้ ระบุว่า สำหรับท่อที่ใช้ Pipe class B31.3 สามารถรองรับความดันได้สูงสุด (Maximum Allowable Working Pressure) เท่ากับ 33% ของความดันในการออกแบบท่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.7 ความดันและอุณหภูมิในการออกแบบท่อ (Design pressure and temperature for piping)

ท่อ	เส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	ความดัน (barg)	อุณหภูมิ (°C)
ท่อหลุมผลิต (Flowlines)	4	352	-46/85
ท่อรวมปิโตรเลียม (Commingle flowlines)	6	352	-46/85
ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold)	10	70	-46/85

3.3.5 ข้อมูลท่อ (Piping data)

ตัวอย่างขนาดและความยาวของท่อที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองกระบวนการซึ่งเป็นท่อหลัก (Main piping) ในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต แสดงในตารางที่ 3.8 โดยข้อมูลนี้แสดงในแผนผังของแท่นหลุมผลิต (Plot plan)

ตารางที่ 3.8 ข้อมูลท่อในการสร้างแบบจำลองกระบวนการ

Line size	Tag	OD (mm.)	ID (mm.)	ความยาว(m.)
4"	4"-GC-XXA01-J70	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXA02-J70	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXA02-J70	114.3	87.32	2.00
6"	6"-GC-XXA03-J70	168.28	131.28	27.79
6"	6"-GC-XXA03-J70	168.28	131.28	0.27
4"	4"-GC-XXB01-J70	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXB02-J70	114.3	87.32	1.511

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.3.6 ข้อมูลวาล์ว (Dynamic valve)

ชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree) ใช้หัวขับวาล์วแบบไฮดรอลิค (Hydraulic actuator) ในการเปิดปิดวาล์ว แบบจำลองจะออกแบบให้หัวขับวาล์วเคลื่อนที่เชิงเส้นตรง (Linear mode) ด้วยอัตราที่แตกต่างกัน (%/second) และกำหนดคุณสมบัติของวาล์วตามข้อมูลที่แสดงในตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 ข้อมูลวาล์วในการสร้างแบบจำลองกระบวนการ

วาล์ว	Cv	Valve Characteristic	เวลาในการปิด (วินาที)
มาเตอร์วาล์ว (Master valves)	738	Quick opening	15
วิงส์วาล์ว (Wing valves)	738	Quick opening	15 วินาที
โช้ควาล์ว (Choke valves)	82.6	Equal percentage	40 วินาที
วาล์วฉุกเฉิน (Emergency shutdown valve)	51442	Linear	18 วินาที

โดยตารางที่ 3.10 และ 3.11 แสดงเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว (Choke valves) ซึ่งได้จากการกำหนดขนาดวาล์ว (Valve sizing) และติดตั้งการควบคุมแบบพีไอดี (Proportional Integral Derivative Control) ในโปรแกรม Aspen HYSYS

ตารางที่ 3.10 ผลขององค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติต่อเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว

Choke valves	เปอร์เซ็นต์การเปิด (%Opening)			
	องค์ประกอบ กรณีที่ 1	องค์ประกอบ กรณีที่ 2	องค์ประกอบ กรณีที่ 3	องค์ประกอบ กรณีที่ 4
HCV-XXA04	46.97	46.50	45.97	45.56
HCV-XXB04	28.38	28.07	27.68	27.38
HCV-XXC04	28.38	28.07	27.68	27.38
HCV-XXD04	46.97	46.50	45.97	45.56
HCV-XXE04	28.38	28.07	27.68	27.38
HCV-XXF04	28.38	28.07	27.68	27.38
HCV-XXG04	31.25	30.91	30.49	30.16
HCV-XXH04	31.25	30.91	30.49	30.16
HCV-XXJ04	31.25	30.91	30.49	30.16

หมายเหตุ : เปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วของแต่ละองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติสอดคล้องกับสภาวะในการปฏิบัติงานที่แท่นหลุมผลิตรองรับหลุมผลิตความดัน 290 บาร์เกจ อุณหภูมิ 55°C และระบบปฏิบัติงานที่ความดัน 54 บาร์เกจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.11 ผลของสภาวะในการปฏิบัติงานต่อเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว

Choke valve	เปอร์เซ็นต์การเปิด (%Opening)			
	WHFP 290 barg D/S HCV 54 barg	WHFP 352 barg D/S HCV 30 barg	WHFP 290 barg D/S HCV 30 barg	WHFP 352 barg D/S HCV 54 barg
HCV-XXA04	46.97	44.81	46.86	44.89
HCV-XXB04	28.38	27.08	28.37	27.06
HCV-XXC04	28.38	27.08	28.37	27.06
HCV-XXD04	46.97	44.81	46.86	44.89
HCV-XXE04	28.38	27.08	28.37	27.06
HCV-XXF04	28.38	27.08	28.37	27.06
HCV-XXG04	31.25	29.82	31.25	29.82
HCV-XXH04	31.25	29.82	31.25	29.82
HCV-XXJ04	31.25	29.82	31.25	29.82

3.3.7 วาล์วนิรภัย (Pressure safety valve)

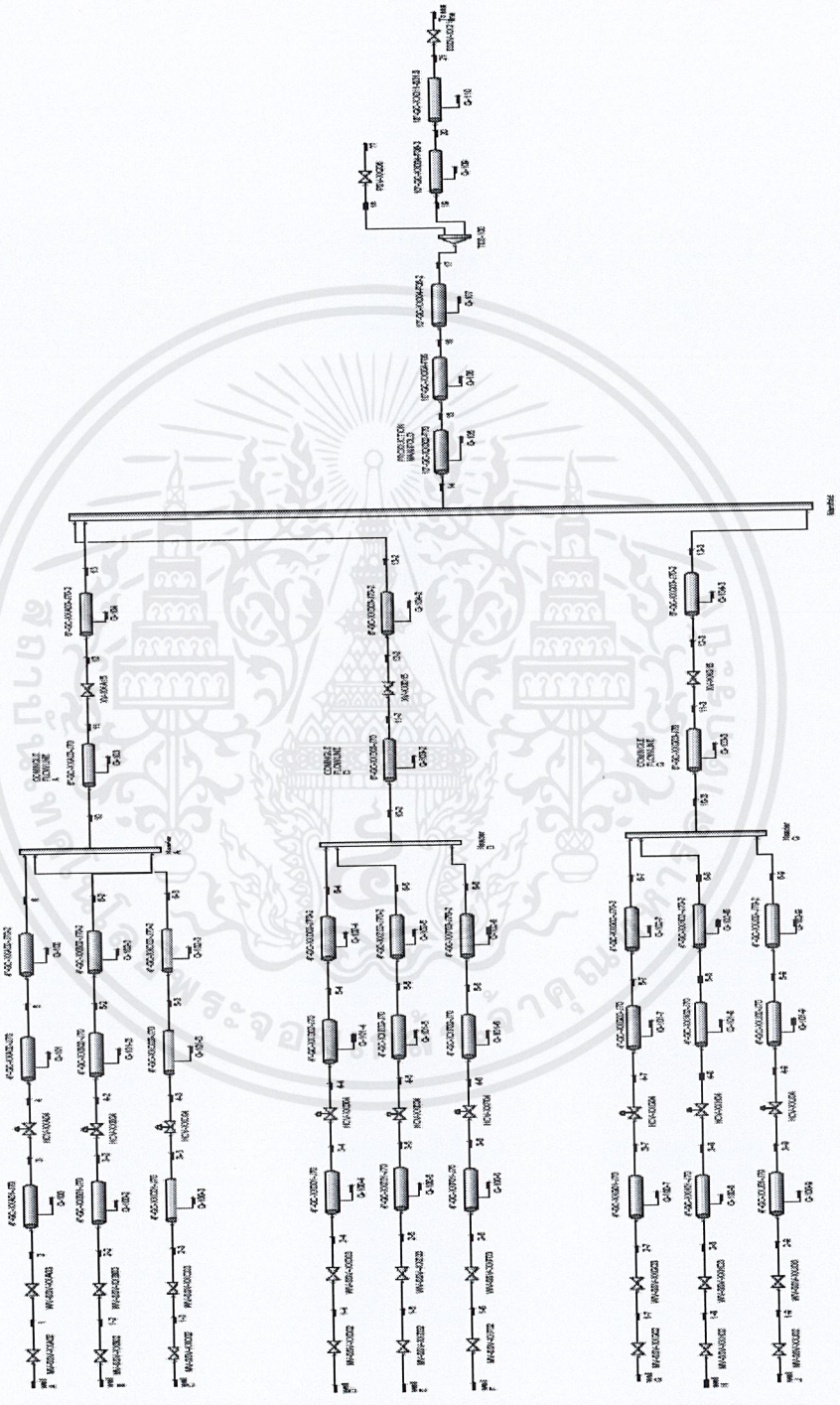
วาล์วนิรภัยติดตั้งอยู่ที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) เป็นวาล์วนิรภัยแบบ Conventional ที่ออกแบบเพื่อระบายความดันในกรณีที่อุปกรณ์ปลายทางจำกัดการไหลของระบบ (Block outlet) โดยข้อมูลของวาล์วนิรภัยที่ใช้ในการสร้างแบบจำลอง แสดงดังตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12 ข้อมูลของวาล์วนิรภัย (Pressure safety valve)

ข้อมูล	PSV-XX206	หน่วย
PSV set pressure	70	barg
Accumulation	110	%
Maximum accumulation pressure	77	barg
API orifice designation	K	-
API orifice area	1186	mm^2
Viscosity coefficient	1	-
Discharge coefficient	0.85	-
Back pressure coefficient	1	-
PSV characteristic type	Quick opening	-

เมื่อนำข้อมูลของระบบแท่นหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ มาสร้างแบบจำลองกระบวนการด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS จะได้แบบจำลองกระบวนการในสภาวะคงตัว (Steady state model) ดังแสดงในรูปที่ 3.2 ซึ่งจะถูกพัฒนาไปเป็นแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัต (Dynamic model) ต่อไป

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 แบบจำลองกระบวนการของแท่นหลุมผลิตในสภาวะคงตัว (Steady state model)

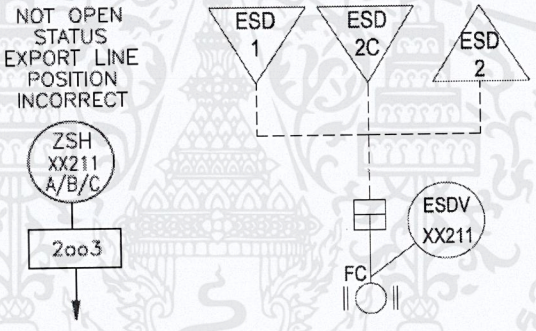
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4 ออกแบบสถานการณ์จำลองของการเกิดสภาวะความดันเกิน

สาเหตุหลักของการเกิดสภาวะความดันเกินในระบบของแท่นหลุมผลิตนี้ คือ การปิดของวาล์วฉุกเฉิน (Export Riser Emergency Shutdown Valve) ซึ่งติดตั้งอยู่ที่ปลายทางของท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งขณะที่แท่นหลุมผลิตกำลังปฏิบัติงาน ของไหลจากหลุมผลิตจะเข้าสู่ระบบท่อและเกิดการสะสมที่บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งเนื่องจากถูกจำกัดการไหล (Block outlet) จึงเกิดการเพิ่มขึ้นของความดันในบริเวณนี้

ระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต (Overpressure protection system) ถูกออกแบบตามมาตรฐาน API RP 14C เมื่อพิจารณาจาก Piping and instrument diagram (P&ID) พบว่าระบบป้องกันความดันเกิน ประกอบไปด้วย

1) ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (Valve Positioner) ทำหน้าที่ตรวจจับตำแหน่งของวาล์วประกอบด้วยเครื่องมือวัด 3 ตัวในรูปแบบ 2oo3 (Two out of Three Voting) และกระตุ้นให้เกิดสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) เมื่อวาล์วเริ่มปิด แผนภาพการติดตั้งของตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินและวาล์วฉุกเฉิน แสดงดังรูปที่ 3.3

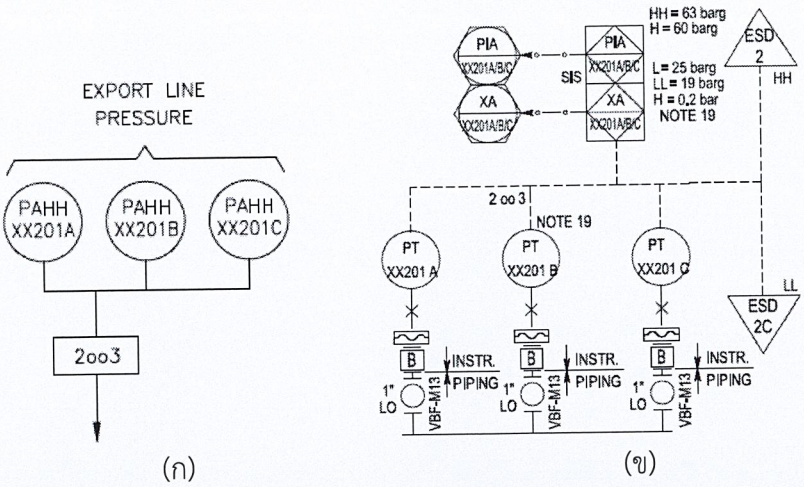


(ก) (ข)

รูปที่ 3.3 (ก) ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (Valve Positioner) (ข) วาล์วฉุกเฉิน (Export Riser Emergency Shutdown Valve)

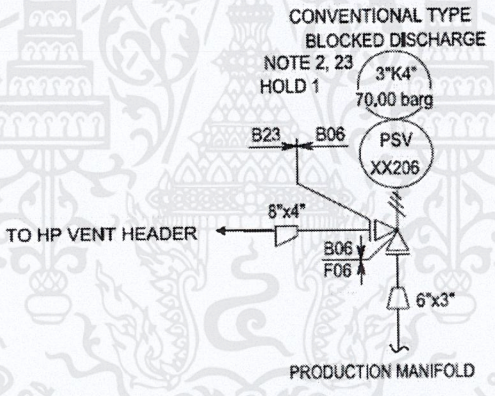
2) ค่าความดันที่กำหนดสำหรับอุปกรณ์วัดความดัน (Pressure Alarm High-High) โดยท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งมีการติดตั้งเครื่องมือวัดความดัน 3 ตัวในรูปแบบ 2oo3 (Two out of Three Voting) และสามารถกระตุ้นให้เกิดสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) เมื่อความดันในระบบเพิ่มขึ้นถึงค่าที่กำหนด แผนภาพการติดตั้งของเซนเซอร์ Pressure Alarm High-High และอุปกรณ์วัดความดัน แสดงดังรูปที่ 3.4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.4 (ก) Pressure Alarm High-High (ข) อุปกรณ์วัดความดัน (Pressure transmitters)

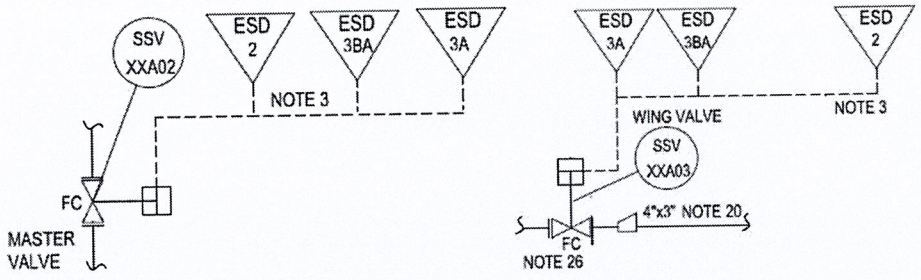
3) วาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve) ถูกติดตั้งที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) ทำหน้าที่ระบายความดันเกินออกจากระบบ โดยถูกออกแบบให้ระบายความดันได้สูงสุดสำหรับหลุมผลิต 2 หลุม แผนภาพการติดตั้งของวาล์วนิรภัย แสดงดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 วาล์วนิรภัย (Pressure Safety Valve)

4) สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ทำหน้าที่ในการปิดหลุมผลิต โดยการสั่งปิดชุดวาล์วควบคุมปากหลุม แผนภาพการติดตั้งของสัญญาณสั่งปิดมาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์ว แสดงดังรูปที่ 3.6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) (ข)

รูปที่ 3.6 (ก) สัญญาณสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว (ข) สัญญาณสั่งปิดวิงส์วาล์ว

แบบจำลองสถานการณ์ถูกออกแบบให้สอดคล้องกับการทำงานของระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต โดยแบ่งออกเป็น 4 แบบจำลอง ดังนี้

3.4.1 แบบจำลองสถานการณ์เอ (Scenario A)

จากข้อมูลการสำรวจแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิตต้องรองรับ พบว่า องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติมีความเป็นไปได้ทั้งสิ้น 4 กรณี (ตารางที่ 3.2) แบบจำลองสถานการณ์นี้จึงทำการศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่อสภาวะความดันเกิน ซึ่งองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติที่ก่อให้เกิดค่าความดันสูงสุดจะถูกนำไปใช้ศึกษาต่อในแบบจำลองสถานกาณ์อื่น ๆ

ตารางที่ 3.13 แสดงรายละเอียดของแบบจำลองสถานการณ์สำหรับการศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่อสภาวะความดันเกินในระบบของแท่นหลุมผลิต ในแบบจำลองนี้วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) จะถูกสั่งปิดซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดสภาวะความดันเกินในระบบ สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) จากตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์ว (ZSH-XX211) จะสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว วิงส์วาล์ว และลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วเหลือ 0% ทุกหลุมผลิตทันทีที่วาล์วฉุกเฉินเริ่มปิดตัวลง ยกเว้นหลุมผลิต A และ D ซึ่งถูกพิจารณาให้เป็นหลุมผลิตที่ไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้อันเนื่องมาจากความล้มเหลวของอุปกรณ์ วาล์วนิรภัยจะเริ่มเปิดเพื่อทำการระบายความดันออกจากระบบที่ 70 บาร์เกจ และลดเปอร์เซ็นต์การเปิด (Reseat) เมื่อความดันในระบบลดลง

ตารางที่ 3.13 แบบจำลองสถานการณ์สำหรับการศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่อสภาวะความดันเกินในระบบของแท่นหลุมผลิต (แบบจำลองสถานการณ์เอ)

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา
1A	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 1 - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ
2A	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 2 - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3A	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 3 - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ
4A	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 4 - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ

3.4.2 แบบจำลองสถานการณ์บี (Scenario B)

ตารางที่ 3.14 แสดงรายละเอียดของแบบจำลองสถานการณ์บี ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ตามสภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต (ตารางที่ 3.7) โดยองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติที่ก่อให้เกิดค่าความดันสูงสุดจากแบบจำลองสถานการณ์เอ จะถูกนำมาศึกษาต่อในแบบจำลองสถานการณ์นี้ เมื่อตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (ZSH-XX211) ตรวจจับตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) คลาดเคลื่อน ทำให้สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาทีจากเวลาที่วาล์วฉุกเฉินเริ่มปิด ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดสภาวะความดันเกินในระบบ สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินนี้จะสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว วิงส์วาล์ว และลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วเหลือ 0% ทุกหลุมผลิต ยกเว้นหลุมผลิต A และ D ซึ่งถูกพิจารณาให้เป็นหลุมผลิตที่ไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้อันเนื่องมาจากความล้มเหลวของอุปกรณ์ วาล์วนิรภัยจะเริ่มเปิดเพื่อทำการระบายความดันออกจากระบบที่ 70 บาร์เกจ และลดเปอร์เซ็นต์การเปิด (Reseat) เมื่อความดันในระบบลดลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.14 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินทำงานผิดปกติ (แบบจำลองสถานการณ์บี)

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา
1B	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ
2B	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ
3B	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ
4B	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ

3.4.3 แบบจำลองสถานการณ์ซี (Scenario C)

ตารางที่ 3.15 แสดงรายละเอียดของแบบจำลองสถานการณ์ซี ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ตามสภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต (ตารางที่ 3.7) โดยองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติที่ก่อให้เกิดค่าความดันสูงสุดจากแบบจำลองสถานการณ์เอ จะถูกนำมาศึกษาต่อในแบบจำลองสถานการณ์นี้เช่นกัน ในแบบจำลองสถานการณ์ซี สมมติให้ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (Valve Positioner) ไม่สามารถตรวจจับตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ได้ เมื่อวาล์วฉุกเฉินปิดสนิทความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งจะเพิ่มสูงขึ้นถึงค่า Pressure Alarm High-High ของอุปกรณ์วัดความดันซึ่งการออกแบบในปัจจุบันกำหนดไว้ที่ 63 บาร์เกจ จะทำหน้าที่กระตุ้นสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) แทนตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน กำหนดให้สัญญาณถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาทีจากเวลาที่ความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงค่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Pressure Alarm High-High และทำหน้าที่ปิดชุดวาล์วควบคุมปากหลุมในลักษณะเดียวกันกับแบบจำลองสถานการณ์อื่น ๆ ดังที่อธิบายไปข้างต้น โดยวาล์วนิรภัยจะเริ่มเปิดทำการระบายความดันออกจากระบบที่ 70 บาร์เกจ

ตารางที่ 3.15 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดที่ 63 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ซี)

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา
1C	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH set point = 63 บาร์เกจ
2C	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH set point = 63 บาร์เกจ
3C	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH set point = 63 บาร์เกจ
4C	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH set point = 63 บาร์เกจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4.4 แบบจำลองสถานการณ์ดี (Scenario D)

ตารางที่ 3.16 แสดงรายละเอียดของแบบจำลองสถานการณ์ดี แบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษา ตามสภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิต (ตารางที่ 3.6) โดยมีรายละเอียดของแบบจำลองสถานการณ์คล้ายกับแบบจำลองสถานการณ์ C ดังที่อธิบายไปข้างต้น แต่มีการเปลี่ยนแปลงค่า Pressure Alarm High-High เป็น 70 บาร์เกจ ซึ่งมีค่าเท่ากับความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง

ตารางที่ 3.16 แบบจำลองสถานการณ์เมื่อค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดที่ 70 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ดี)

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา
1D	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH set point = 70 บาร์เกจ
2D	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH set point = 70 บาร์เกจ
3D	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH set point = 70 บาร์เกจ
4D	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด - องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - หลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งการได้ - สัญญาณ ESD ถูกกระตุ้นช้า 10 วินาที - WHFP = 352 บาร์เกจ, WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH set point = 70 บาร์เกจ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.5 สร้างแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะพลวัตตามกรณีศึกษาที่กำหนดไว้และรันโมเดล

เมื่อกำหนดแบบจำลองสถานการณ์เพื่อสร้างสภาวะความดันเกินในระบบของแท่นหลุมผลิต แก่แบบจำลองกระบวนการที่สภาวะคงตัว (Steady state model) โดยใช้ฟังก์ชัน Event scheduler ในโปรแกรม Aspen HYSYS จะสามารถสร้างแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะพลวัตได้ (Dynamic model) ลำดับการรันโมเดลของแต่ละแบบจำลองสถานการณ์ (เอ บี ซี และ ดี) แสดงในตารางที่ 3.17 ถึง 3.20

ตารางที่ 3.17 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์เอ (Sequence run definition)

เวลา (second)	เหตุการณ์	หมายเหตุ
0 - 19	แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานตามปกติ (Normal operating) โดยกำหนดให้ระบบอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady state)	- WHFP = 290 บาร์เกจ, WHFT = 55 °C ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 1,2,3,4 - เปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วแสดงในตารางที่ 3.11
20	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) เริ่มปิด - มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทุกหลุมผลิตเริ่มปิด ยกเว้นหลุมผลิต A และ D - โช้ควาล์วเริ่มลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของวาล์ว	- วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ใช้เวลาในการปิด 18 วินาที - มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วใช้เวลาในการปิด 15 วินาที - โช้ควาล์วใช้เวลาในการปิด 40 วินาที (จาก 100% ถึง 0%)
XX	วาล์วนิรภัยเริ่มเปิดทำการระบายความดันออกจากระบบ	- ค่าความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV set pressure) เท่ากับ 70 บาร์เกจ - ความดันสะสม (Accumulation) เป็น 10% ของ Set pressure
YY	การจำลองสถานการณ์เสร็จสิ้น	ระบบเข้าสู่สภาวะคงตัว (Steady state)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.18 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์บี (Sequence run definition)

เวลา (second)	เหตุการณ์	หมายเหตุ
0 - 19	แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานตามปกติ (Normal operating) โดยกำหนดให้ระบบอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady state)	- สภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิตแบ่งเป็น 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 3.7 - องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - เปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วแสดงในตารางที่ 3.12
20	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) เริ่มปิด	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ใช้เวลาในการปิด 18 วินาที
30	- มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทุกหลุมผลิตเริ่มปิด ยกเว้นหลุมผลิต A และ D - โช้ควาล์วเริ่มลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของวาล์ว	- มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วใช้เวลาในการปิด 15 วินาที - โช้ควาล์วใช้เวลาในการปิด 40 วินาที (จาก 100% ถึง 0%)
XX	วาล์วนิรภัยเริ่มเปิดทำการระบายความดันออกจากระบบ	- ค่าความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV set pressure) เท่ากับ 70 บาร์เกจ - ความดันสะสม (Accumulation) เป็น 10% ของ Set pressure
YY	การจำลองสถานการณ์เสร็จสิ้น	ระบบเข้าสู่สภาวะคงตัว (Steady state)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.19 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์ซี (Sequence run definition)

เวลา (second)	เหตุการณ์	หมายเหตุ
0 - 19	แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานตามปกติ (Normal operating) โดยกำหนดให้ระบบอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady state)	- สภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิตแบ่งเป็น 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 3.7 - องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - เปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วแสดงในตารางที่ 3.12
20	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) เริ่มปิด	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ใช้เวลาในการปิด 18 วินาที
XX	- มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทุกหลุมผลิตเริ่มปิดช้าไป 10 วินาที หลังจากที่ความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งเพิ่มสูงถึงค่า PAHH ยกเว้นหลุมผลิต A และ D - โช้ควาล์วเริ่มลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของวาล์ว	- PAHH set point = 63 บาร์เกจ - มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วใช้เวลาในการปิด 15 วินาที - โช้ควาล์วใช้เวลาในการปิด 40 วินาที (จาก 100% ถึง 0%)
YY	วาล์วนิรภัยเริ่มเปิดทำการระบายความดันออกจากระบบ	- ค่าความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV set pressure) เท่ากับ 70 บาร์เกจ - ความดันสะสม (Accumulation) เป็น 10% ของ Set pressure
ZZ	การจำลองสถานการณ์เสร็จสิ้น	ระบบเข้าสู่สภาวะคงตัว (Steady state)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.20 ลำดับการรันโปรแกรมแบบจำลองสถานการณ์ดี (Sequence run definition)

เวลา (second)	เหตุการณ์	หมายเหตุ
0 - 19	แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานตามปกติ (Normal operating) โดยกำหนดให้ระบบอยู่ในสภาวะคงตัว (Steady state)	- สภาวะในการปฏิบัติงานของแท่นหลุมผลิตแบ่งเป็น 4 กรณี ดังแสดงในตารางที่ 3.7 - องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติกรณีที่ X - เปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วแสดงในตารางที่ 3.12
20	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) เริ่มปิด	วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ใช้เวลาในการปิด 18 วินาที
XX	- มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทุกหลุมผลิตเริ่มปิดช้าไป 10 วินาที หลังจากที่ความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งเพิ่มสูงถึงค่า PAHH ยกเว้นหลุมผลิต A และ D - โช้ควาล์วเริ่มลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของวาล์ว	- PAHH set point = 70 บาร์เกจ - มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วใช้เวลาในการปิด 15 วินาที - โช้ควาล์วใช้เวลาในการปิด 40 วินาที (จาก 100% ถึง 0%)
YY	วาล์วนิรภัยเริ่มเปิดทำการระบายความดันออกจากระบบ	- ค่าความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV set pressure) เท่ากับ 70 บาร์เกจ - ความดันสะสม (Accumulation) เป็น 10% ของ Set pressure
YY	การจำลองสถานการณ์เสร็จสิ้น	ระบบเข้าสู่สภาวะคงตัว (Steady state)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ผลการวิจัย

ในบทนี้จะแสดงผลลัพธ์ที่ได้จากการสร้างแบบจำลองสถานการณ์การเกิดสภาวะความดันเกินในระบบของแท่นหลุมผลิตทั้ง 4 แบบจำลอง ดังที่กล่าวในหัวข้อ 3.4 เพื่อหาค่าความดันสูงสุด (Peak pressure) บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Production manifold) และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย (Peak mass flow rate)

4.1 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์เอ

แบบจำลองสถานการณ์เอกำหนดให้วาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) ปิด อันเนื่องมาจากความล้มเหลวของอุปกรณ์และหลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้ ทำให้เกิดสภาวะความดันเกินขึ้นในระบบ โดยแท่นหลุมผลิตทุกกรณีศึกษารองรับหลุมผลิตที่มีความดัน (Wellhead flowing pressure) 290 บาร์เกจ อุณหภูมิ 55°C และมีสภาวะในการปฏิบัติงาน 54 บาร์เกจ แบบจำลองสถานการณ์เอแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาที่มีองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่างกัน ผลการจำลองเชิงพลวัตแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์เอ

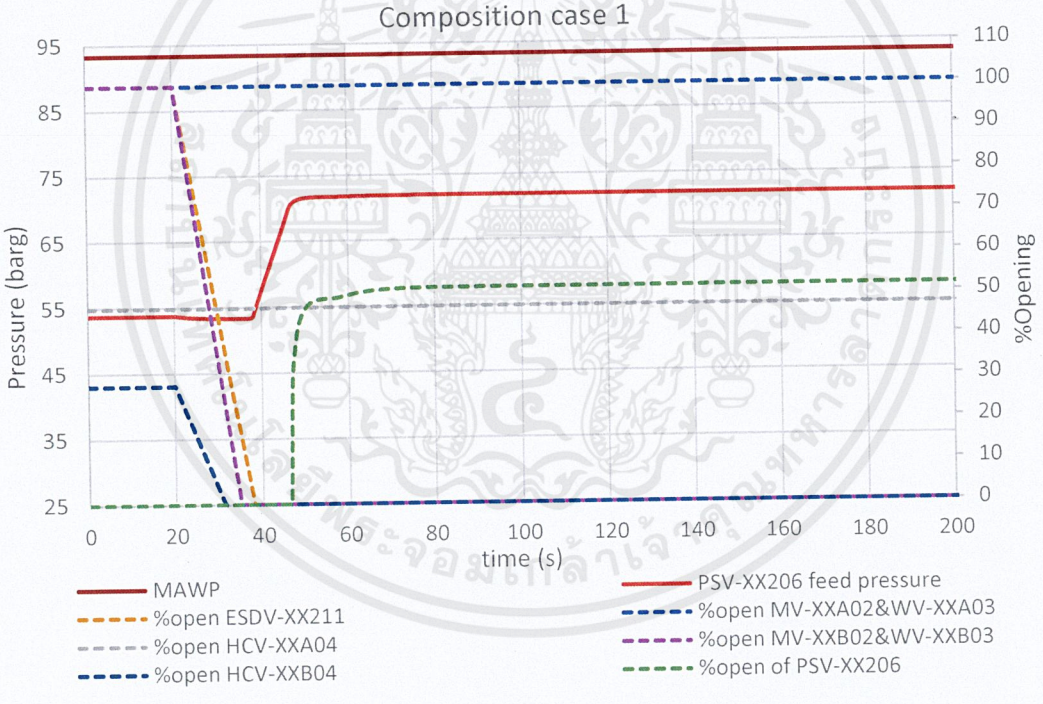
กรณีศึกษา	องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติ	ความดันสูงสุด (barg)	อัตราการระบายสูงสุดของวาล์วนิรภัย (kg/h)	เปอร์เซ็นต์การเปิดสูงสุดของวาล์วนิรภัย (%)	เวลาที่วาล์วนิรภัยเปิดทำงาน (s)
1A	กรณีที่ 1	71.87	42,393	51.67	47
2A	กรณีที่ 2	71.78	40,949	50.47	47
3A	กรณีที่ 3	71.68	39,237	49.02	47
4A	กรณีที่ 4	71.61	38,075	48.01	47

จากตารางพบว่า ทุกกรณีศึกษาเกิดความดันสูงสุดที่มีค่าใกล้เคียงกันโดยมีค่าตั้งแต่ 71.61 – 71.87 บาร์เกจ กรณีศึกษา 1A มีค่าความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นมากกว่ากรณีศึกษาอื่นเล็กน้อย ซึ่งมีค่าเท่ากับ 71.87 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 42,393 kg/h (45.001 MMSCFD) เนื่องจากโช้ควาล์วในกรณีศึกษา 1A ซึ่งมีหน้าที่ควบคุมอัตราการไหลให้เป็นไปตามกำลังการผลิตตามแผนของหลุมผลิต (Design capacity per one well) มีเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วมากกว่ากรณีศึกษา 2A 3A และ 4A (ตารางที่ 3.11) จึงใช้เวลาประมาณ 32 วินาที ในการลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วเหลือ 0% เพื่อปิดหลุมผลิตซึ่งนานกว่ากรณีศึกษาอื่น ๆ เล็กน้อย จึงเลือกองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติในกรณีศึกษา 1A ไปใช้สร้างแบบจำลองกระบวนการที่สภาวะในการปฏิบัติงานอื่น ๆ

ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นนี้มีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ จึงไม่ทำให้เกิดความเสียหายแก่แท่นหลุมผลิต ดังนั้น ความดันออกแบบของระบบ (Design pressure) และ Class ท่อที่ใช้ในปัจจุบันจึงมีความเหมาะสมและขนาดของวาล์วนิรภัยเพียงพอในการระบายความดันออกจากระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตัวอย่างกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วที่เวลาต่าง ๆ สำหรับกรณีศึกษา 1A แสดงในรูปที่ 4.1 โดยพฤติกรรมของความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียม (เส้นทึบสีส้ม) แสดงให้เห็นว่า เมื่อแท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานที่สภาวะคงตัว (Steady state) เป็นเวลา 20 วินาที จากนั้นวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) จะเริ่มปิดตัวลง (เส้นประสีเหลือง) สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) จากตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (ZSH-XX211) จะสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว วิงส์วาล์ว (เส้นประสีม่วง) และลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์วเหลือ 0% (เส้นประสีน้ำเงิน) ทุกหลุมผลิตด้วยอัตราการปิดวาล์วที่แตกต่างกัน โดยหลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ ทำให้มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทั้งสองหลุมผลิตนี้เปิดค้างที่ 100% (เส้นประสีฟ้า) และโช้ควาล์วเปิดค้างที่เปอร์เซ็นต์การเปิดขณะปฏิบัติงาน (เส้นประสีเทา) เมื่อวาล์วฉุกเฉินปิดสนิท (Fully close) ความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งจะเพิ่มสูงขึ้นจนถึงค่าความดันที่กำหนดไว้สำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV-XX206) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 70 บาร์เกจ ที่เวลาประมาณ 47 วินาที เพื่อทำการระบายความดันออกจากระบบ (เส้นประสีเขียว)



รูปที่ 4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลากรณีศึกษา 1A

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์บี

ในแบบจำลองสถานการณ์นี้ ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉิน (ZSH-XX211) ตรวจจับตำแหน่งคลาดเคลื่อน ทำให้สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาที จากเวลาที่วาล์วฉุกเฉินเริ่มปิดและหลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้ โดยแบบจำลองสถานการณ์แบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาที่มีสภาวะในการปฏิบัติงานที่แตกต่างกัน ผลการจำลองเชิงพลวัตแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์บี

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา	ความดันสูงสุด (barg)	อัตราการระบายสูงสุดของวาล์วนิรภัย (kg/h)	เปอร์เซ็นต์การเปิดสูงสุดของวาล์วนิรภัย (%)	เวลาที่วาล์วนิรภัยเปิดทำงาน (s)
1B	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ	71.87	42,411	51.69	47
2B	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ	72.00	42,414	53.34	57.5
3B	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ	71.87	42,408	51.70	59
4B	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ	72.00	42,415	53.38	46.5

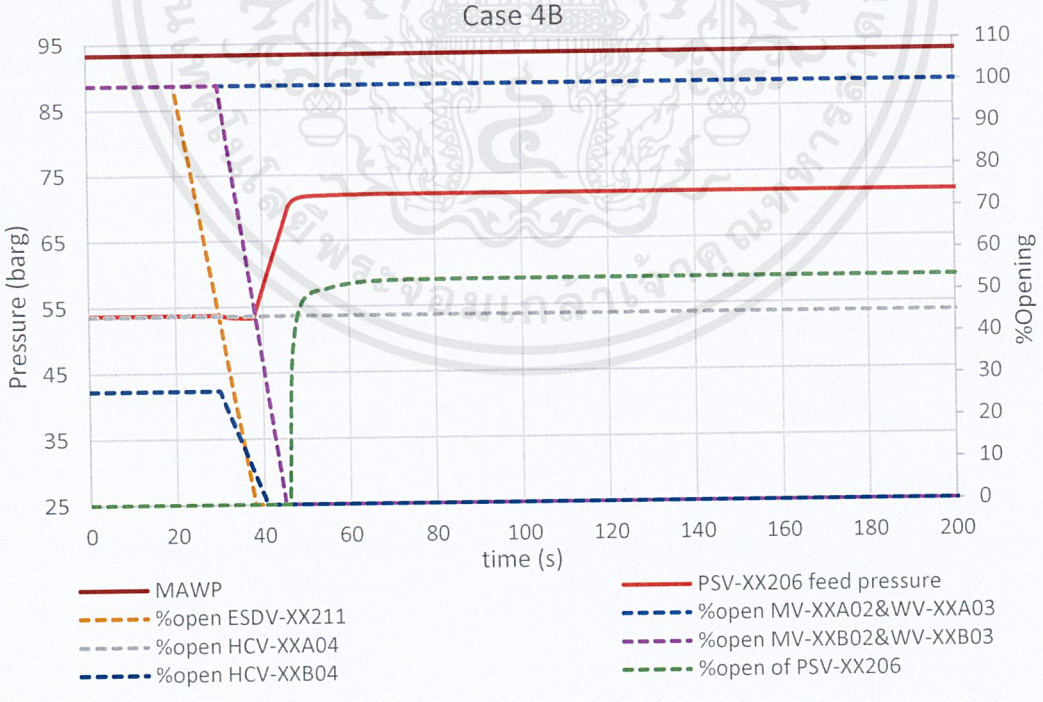
จากตารางที่ 4.2 พบว่า ทุกกรณีศึกษาเกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยที่มีค่าใกล้เคียงกันขณะเกิดสภาวะความดันเกินในระบบ เนื่องจากหลุมผลิตเริ่มปิดที่เวลาเดียวกัน ใช้เวลาในการปิดหลุมไม่แตกต่างกันมากนัก และวาล์วนิรภัยมีลักษณะการทำงานแบบ Quick-Opening ส่งผลให้ความดันถูกระบายออกจากระบบอย่างรวดเร็ว โดยในสภาวะที่แท่นหลุมผลิตต้องรองรับหลุมผลิตที่มีความดันสูง 352 บาร์เกจ จะเกิดความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสูงกว่ากรณีอื่นเล็กน้อย

ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นนี้มีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ จึงไม่ทำให้เกิดความเสียหายแก่แท่นหลุมผลิต ดังนั้น ความดันออกแบบของระบบ (Design pressure) และ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Class ท่อที่ใช้ในปัจจุบันจึงมีความเหมาะสมและขนาดของวาล์วนิรภัยเพียงพอในการระบายความดันออกจากระบบ

ตัวอย่างกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วที่เวลาต่าง ๆ สำหรับกรณีศึกษา 4B แสดงในรูปที่ 4.2 โดยพฤติกรรมของความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียม (เส้นทึบสีส้ม) แสดงให้เห็นว่า เมื่อแท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานที่สภาวะคงตัว (Steady state) เป็นเวลา 20 วินาที จากนั้นวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) จะเริ่มปิดตัวลง (เส้นประสีเหลือง) สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) จะสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว วิงส์วาล์ว (เส้นประสีม่วง) และลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว (เส้นประสีน้ำเงิน) เหลือ 0% ทุกหลุมผลิตด้วยอัตราการปิดวาล์วที่แตกต่างกัน หลังจากที่วาล์วฉุกเฉินปิดไปแล้ว 10 วินาที โดยหลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดได้ ทำให้มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทั้งสองหลุมผลิตนี้เปิดค้างที่ 100% (เส้นประสีฟ้า) และโช้ควาล์วเปิดค้างที่เปอร์เซ็นต์การเปิดขณะปฏิบัติงาน (เส้นประสีเทา) เมื่อวาล์วฉุกเฉินปิดสนิทความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งจะเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงค่าความดัน 70 บาร์เกจ ที่เวลาประมาณ 46.5 วินาที ซึ่งเป็นค่าความดันที่กำหนดไว้สำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (PSV-XX206) เพื่อทำการระบายความดันออกจากระบบ (เส้นประสีเขียว) ส่งผลให้ระบบกลับเข้าสู่สภาวะคงตัวอีกครั้ง โดยความดันในสภาวะคงตัวนี้มีค่าน้อยกว่า 110% ของความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย ซึ่งเป็นเกณฑ์ความดันสูงสุดในระบบที่ยอมรับได้ขณะทำการระบายความดัน (Maximum allowable overpressure) ขนาดของวาล์วนิรภัยที่ใช้ในปัจจุบันจึงเพียงพอในการระบายความดันออกจากระบบ



รูปที่ 4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลากรณีศึกษา 4B

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ซี

ในแบบจำลองสถานการณ์นี้ เมื่อวาล์วฉุกเฉินเริ่มปิด (ESDV-XX211) และตัวควบคุมตำแหน่งไม่สามารถตรวจจับตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินได้ ทำให้สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ถูกกระตุ้นโดยค่า Pressure Alarm High-High ของอุปกรณ์วัดความดันซึ่งติดตั้งที่บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง กำหนดให้สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินนี้ถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาที จากเวลาที่ความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงค่า Pressure Alarm High-High และหลุมผลิต A และ D ไม่สามารถสั่งปิดหลุมได้ โดยแบบจำลองสถานการณ์แบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาที่มีสภาวะในการปฏิบัติงานที่แตกต่างกัน ผลการจำลองเชิงพลวัตแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ซี

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา	ความดันสูงสุด (barg)	อัตราการระบายสูงสุดของวาล์วนิรภัย (kg/h)	เปอร์เซ็นต์การเปิดสูงสุดของวาล์วนิรภัย (%)	เวลาที่วาล์วนิรภัยเปิดทำงาน (s)
1C	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH = 63 บาร์เกจ	85.44	77,864	100	42
2C	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH = 63 บาร์เกจ	87.76	76,974	100	45.5
3C	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH = 63 บาร์เกจ	85.48	77,819	100	46
4C	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH = 63 บาร์เกจ	87.66	76,987	100	41

จากตารางที่ 4.3 พบว่า แบบจำลองสถานการณ์ซีเกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสูงกว่าแบบจำลองสถานการณ์เอและบีค่อนข้างมาก โดยมีค่าสูงกว่าความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียม 70 บาร์เกจ (Design pressure) ประมาณ 15 – 18 บาร์เกจ กรณีศึกษา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2C เป็นกรณีที่เกิดความดันสูงสุด คือ 87.76 บาร์เกจ ขณะเกิดสภาวะความดันเกินในระบบและอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 76,974 kg/h (80.848 MMSCFD) เนื่องจากแท่นหลุมผลิตกรณีศึกษา 2C รองรับหลุมผลิตที่มีความดันสูง 352 บาร์เกจ และมีสภาวะในการปฏิบัติงาน 30 บาร์เกจ ส่งผลให้ใช้เวลานานกว่าในการสะสมความดันในระบบให้เพิ่มสูงขึ้นถึงค่า Pressure Alarm High-High ที่กำหนดไว้เท่ากับ 63 บาร์เกจ เมื่อเทียบกับกรณีที่สภาวะในการปฏิบัติงานใกล้เคียงกับค่า Pressure Alarm High-High สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินซึ่งมีหน้าที่ในการสั่งปิดหลุมผลิตจึงถูกกระตุ้นช้า

ถึงแม้ว่ากรณีศึกษา 3C จะมีสภาวะในการปฏิบัติงานที่ความดันเท่ากัน แต่แท่นรองรับหลุมผลิตที่มีความดันหลุมต่ำกว่า ทำให้เกิดความดันสะสมสูงสุดในระบบน้อยกว่ากรณีศึกษา 2C โดยความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นนี้มีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ จึงไม่ทำให้เกิดความเสียหายแก่แท่นหลุมผลิต ดังนั้น ความดันออกแบบของระบบและ Class ท่อที่ใช้ในปัจจุบันจึงมีความเหมาะสมและค่า Pressure Alarm High-High ที่กำหนดไว้ในปัจจุบันมีประสิทธิภาพเพียงพอในการป้องกันระบบในสภาวะความดันเกิน

ตัวอย่างกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วที่เวลาต่าง ๆ สำหรับกรณีศึกษา 2C แสดงในรูปที่ 4.3 ขณะที่แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานที่สภาวะคงตัว (Steady state) เป็นเวลา 20 วินาที จากนั้นวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) จะเริ่มปิดตัวลง (เส้นประสีเหลือง) และความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (เส้นทึบสีส้ม) จะเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วหลังจากที่วาล์วฉุกเฉินปิดสนิท โดยสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาที จากเวลาที่ความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงค่า Pressure Alarm High-High 63 บาร์เกจ สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินนี้จะสั่งปิดมาสเตอร์วาล์ว วิงส์วาล์ว (เส้นประสีม่วง) และลดเปอร์เซ็นต์การเปิดของโช้ควาล์ว (เส้นประสีน้ำเงิน) เหลือ 0% ทุกหลุมผลิตยกเว้นหลุมผลิต A และ D ที่ไม่สามารถสั่งปิดได้ ทำให้มาสเตอร์วาล์วและวิงส์วาล์วของทั้งสองหลุมผลิตนี้เปิดค้างที่ 100% (เส้นประสีฟ้า) และโช้ควาล์วเปิดค้างที่เปอร์เซ็นต์การเปิดขณะปฏิบัติงาน (เส้นประสีเทา) เมื่อความดันเพิ่มสูงต่อไปจนถึง 70 บาร์เกจ วาล์วนิรภัย (PSV-XX206) จะเริ่มเปิดทำการระบายความดัน (เส้นประสีเขียว) ที่เวลาประมาณ 45.5 วินาที ทำให้ความดันในระบบลดลงและเข้าสู่สภาวะคงตัวอีกครั้งเมื่อไม่มีความดันสะสมในระบบ โดยความดันในสภาวะคงตัวนี้มีค่าน้อยกว่า 110% ของความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย ซึ่งเป็นเกณฑ์ความดันสูงสุดในระบบที่ยอมรับได้ขณะทำการระบายความดัน (Maximum allowable overpressure) จึงพิจารณาได้ว่าขนาดของวาล์วนิรภัยที่ใช้ในปัจจุบันเพียงพอในการระบายความดันเมื่อเกิดสภาวะความดันเกิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลากรณีศึกษา 2C

4.4 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ดี

แบบจำลองสถานการณ์นี้คล้ายกับแบบจำลองสถานการณ์ซี แต่ค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดไว้เท่ากับความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (Design pressure) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 70 บาร์เกจ

ตารางที่ 4.4 ผลการจำลองเชิงพลวัตแบบจำลองสถานการณ์ดี

กรณีศึกษา	รายละเอียดของกรณีศึกษา	ความดันสูงสุด (barg)	อัตราการระบายสูงสุดของวาล์วนิรภัย (kg/h)	เปอร์เซ็นต์การเปิดสูงสุดของวาล์วนิรภัย (%)	เวลาที่วาล์วนิรภัยเปิดทำงาน (s)
1D	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH = 70 บาร์เกจ	86.84	79,117	100	41.5
2D	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH = 70 บาร์เกจ	89.22	78,169	100	45.5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

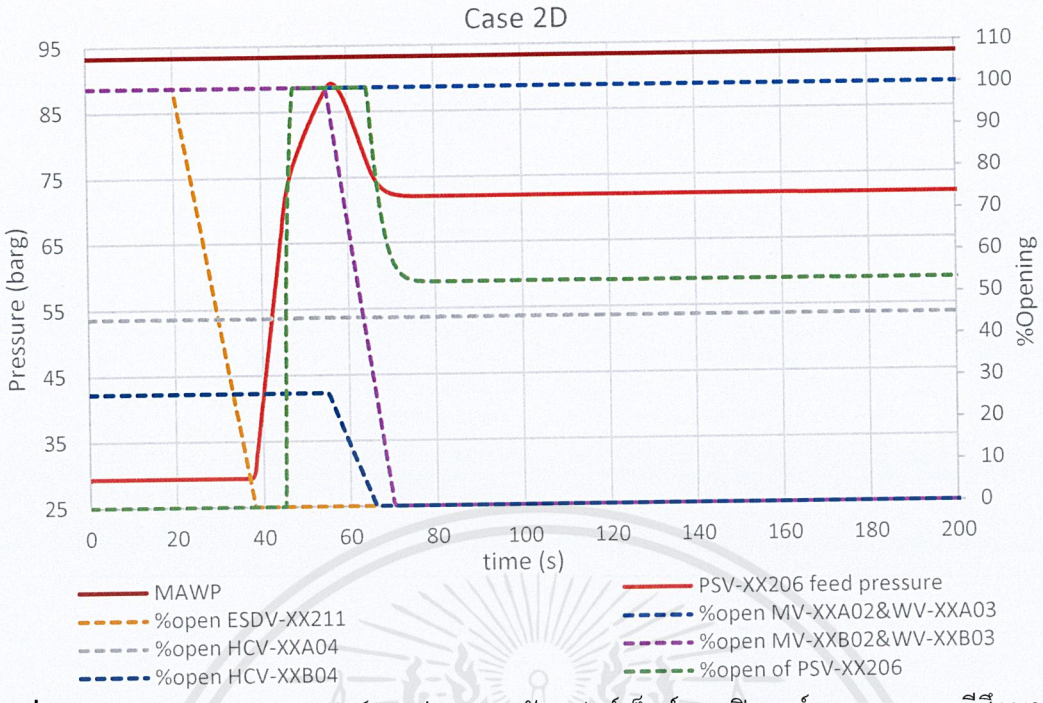
3D	- WHFP = 290 บาร์เกจ - WHFT = 55 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 30 บาร์เกจ - PAHH = 70 บาร์เกจ	86.83	78,963	100	46
4D	- WHFP = 352 บาร์เกจ - WHFT = 70 °C - ความดันในการปฏิบัติงาน = 54 บาร์เกจ - PAHH = 70 บาร์เกจ	89.16	78,244	100	41

จากตารางที่ 4.4 พบว่า แบบจำลองสถานการณ์ดีเกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสูงกว่าแบบจำลองสถานการณ์ซีเล็กน้อย โดยมีค่าสูงกว่าความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียม 70 บาร์เกจ (Design pressure) ประมาณ 16 – 19 บาร์เกจ กรณีศึกษา 2D เป็นกรณีที่เกิดความดันสูงสุด คือ 89.22 บาร์เกจ ขณะเกิดสภาวะความดันเกินในระบบและอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 78,169 kg/h (82.106 MMSCFD)

ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นนี้ยังคงมีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ จึงไม่ทำให้เกิดความเสียหายแก่แท่นหลุมผลิต ดังนั้น ความดันออกแบบของระบบและ Class ท่อที่ใช้ในปัจจุบันจึงมีความเหมาะสมและถึงแม้จะทำการเพิ่มค่า Pressure Alarm High-High ให้สูงขึ้น ระบบป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิต (Overpressure protection system) ยังคงมีประสิทธิภาพเพียงพอ

ตัวอย่างกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและเปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วที่เวลาต่าง ๆ สำหรับกรณีศึกษา 2D แสดงในรูปที่ 4.4 ขณะที่แท่นหลุมผลิตปฏิบัติงานที่สภาวะคงตัว (Steady state) เป็นเวลา 20 วินาที จากนั้นวาล์วฉุกเฉิน (ESDV-XX211) จะเริ่มปิดตัวลง (เส้นประสีเหลือง) และความดันบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง (เส้นทึบสีส้ม) จะเพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็วหลังจากที่วาล์วฉุกเฉินปิดสนิท โดยสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ซึ่งมีหน้าที่ในการสั่งปิดหลุมผลิตเช่นเดียวกับแบบจำลองสถานการณ์อื่น ๆ ถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาที จากเวลาที่ความดันเพิ่มสูงขึ้นถึงค่า Pressure Alarm High-High 70 บาร์เกจ และวาล์วนิรภัย (PSV-XX206) จะเริ่มเปิดทำการระบายความดัน (เส้นประสีเขียว) ที่เวลาประมาณ 45.5 วินาที ทำให้ความดันในระบบลดลงและเข้าสู่สภาวะคงตัวอีกครั้งเมื่อไม่มีความดันสะสมในระบบ โดยความดันในสภาวะคงตัวนี้มีค่าน้อยกว่า 110% ของความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย ซึ่งเป็นเกณฑ์ความดันสูงสุดในระบบที่ยอมรับได้ขณะทำการระบายความดัน (Maximum allowable overpressure) ขนาดของวาล์วนิรภัยที่ใช้ในปัจจุบันจึงเพียงพอในการระบายความดันเมื่อเกิดสภาวะความดันเกิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดัน เปอร์เซ็นต์การเปิดวาล์วและเวลากรณีศึกษา 2D

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

การศึกษาพฤติกรรมเชิงพลวัต (Dynamic behavior) ของระบบแท่นหลุมผลิตในสภาวะความดันเกิน โดยการสร้างแบบจำลองกระบวนการเชิงพลวัตด้วยโปรแกรม Aspen HYSYS และกำหนดสถานการณ์จำลอง เพื่อหาค่าความดันสูงสุด (Peak pressure) บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง อัตราการระบายของวาล์วนิรภัย (Relieving rate) และเพื่อทดสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันความดันเกิน (Overpressure protection system) โดยผลลัพธ์สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

1. ผลการจำลองเชิงพลวัตสำหรับการศึกษาผลขององค์ประกอบก๊าซธรรมชาติต่อพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบในสภาวะความดันเกิน (แบบจำลองสถานการณ์เอ) ซึ่งมี 4 กรณีศึกษาย่อย คือ 1A 2A 3A และ 4A พบว่า องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติทุกกรณีทำให้เกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งไม่แตกต่างกันมากนัก ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่าสูงกว่าความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียม 70 บาร์เกจ (Design pressure) เพียงเล็กน้อย โดยมีค่าตั้งแต่ 71.61 - 71.87 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยมีค่าตั้งแต่ 38,075 – 42,393 kg/h กรณีศึกษา 1A เป็นกรณีที่เกิดความดันสูงสุดมากกว่ากรณีศึกษาอื่นเล็กน้อย โดยค่าความดันที่เกิดขึ้น คือ 71.87 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 42,393 kg/h (45.001 MMSCFD) จึงนำองค์ประกอบก๊าซธรรมชาติกรณีที่ 1 ไปใช้เป็นองค์ประกอบในการสร้างแบบจำลองสถานการณ์บี ซี และดี

2. การศึกษาสถานการณ์ที่ตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์วฉุกเฉินตรวจจับตำแหน่งคลาดเคลื่อนทำให้สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินถูกกระตุ้นช้าไป 10 วินาทีจากเวลาที่วาล์วฉุกเฉินเริ่มปิด (แบบจำลองสถานการณ์บี) ซึ่งมี 4 กรณีศึกษาย่อย คือ 1B 2B 3B และ 4B พบว่า ทุกกรณีศึกษาเกิดความดันสูงสุดบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งและอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยที่ใกล้เคียงกันเช่นเดียวกับแบบจำลองสถานการณ์เอ ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่าสูงกว่าความดันในการออกแบบท่อรวมปิโตรเลียม 70 บาร์เกจ (Design pressure) เล็กน้อย โดยมีค่าตั้งแต่ 71.87 – 72.00 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยมีค่าตั้งแต่ 42,408 – 42,415 kg/h เนื่องจากแท่นหลุมผลิตถูกสั่งปิดที่เวลาเดียวกัน ใช้เวลาในการปิดหลุมไม่แตกต่างกันมากและวาล์วนิรภัยสามารถระบายความดันออกจากระบบได้อย่างรวดเร็ว

3. การศึกษาสถานการณ์ที่ค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดไว้เท่ากับ 63 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ซี) ซึ่งมี 4 กรณีศึกษาย่อย คือ 1C 2C 3C และ 4C พบว่า ค่าความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่าแบบจำลองสถานการณ์เอและบีอย่างเห็นได้ชัด โดยมีค่าตั้งแต่ 85.44 – 87.76 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยมีค่าตั้งแต่ 76,974 – 77,864 kg/h กรณีศึกษา 2C เกิดความดันสูงสุด คือ 87.76 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 76,974 kg/h (80.848 MMSCFD) ซึ่งเป็นกรณีที่แท่นหลุมผลิตรองรับหลุมผลิตความดันสูงและมีสภาวะในการปฏิบัติงาน 30

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บาร์เกจ จึงใช้เวลานานกว่าในการกระตุ้นสัญญาณสั่งปิดหลุมผลิต เมื่อเทียบกับกรณีที่ระบบมีสภาวะในการปฏิบัติงาน 54 บาร์เกจ

4. การศึกษาสถานการณ์ที่ค่า Pressure Alarm High-High ถูกกำหนดให้สูงขึ้นจากเดิมเป็น 70 บาร์เกจ (แบบจำลองสถานการณ์ดี) ซึ่งมี 4 กรณีศึกษาย่อย คือ 1D 2D 3D และ 4D พบว่า ค่าความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นมีค่ามากกว่าแบบจำลองสถานการณ์ซีเล็กน้อย โดยมีค่าตั้งแต่ 86.83 – 89.22 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยมีค่าตั้งแต่ 78,169 – 79,117 kg/h กรณีศึกษา 2D เกิดความดันสูงสุด คือ 89.22 บาร์เกจ และอัตราการระบายของวาล์วนิรภัย คือ 78169 kg/h (82.106 MMSCFD) ซึ่งเกิดขึ้นที่สภาวะในการปฏิบัติงานเดียวกันกับกรณีที่เกิดความดันสูงสุดในแบบจำลองสถานการณ์ซี

5. สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉิน (Emergency shutdown signal) ที่ถูกกระตุ้นด้วยค่า Pressure Alarm High-High ทำให้ระบบเกิดความดันสะสมบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสูงกว่าในกรณีที่สัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินถูกกระตุ้นด้วยตัวควบคุมตำแหน่งของวาล์ว (Valve Positioner) ค่า Pressure Alarm High-High จึงควรถูกกำหนดให้เหมาะสมเพื่อป้องกันระบบแท่นหลุมผลิตจากสภาวะความดันเกินได้อย่างมีประสิทธิภาพ

6. ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในทุกแบบจำลองสถานการณ์มีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ จึงไม่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่แท่นหลุมผลิต ดังนั้น ความดันออกแบบของระบบและ Class ท่อที่ใช้ในปัจจุบันจึงมีความเหมาะสม

7. ขนาดของวาล์วนิรภัยที่ใช้ในปัจจุบันเพียงพอในการระบายความดันเกินออกจากระบบ เนื่องจากทำให้ความดันสูงสุดที่เกิดขึ้นในทุกแบบจำลองสถานการณ์มีค่าต่ำกว่าความดันที่ท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่งสามารถรองรับได้ (Max Allowable Working Pressure: MAWP) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 93.1 บาร์เกจ และเมื่อระบบจะกลับเข้าสู่สภาวะคงตัวอีกครั้ง พบว่า ความดันในสภาวะคงตัวทุกแบบจำลองสถานการณ์มีค่าน้อยกว่า 110% ของความดันที่กำหนดสำหรับการเปิดวาล์วนิรภัย (Set pressure) ซึ่งเป็นเกณฑ์ความดันสูงสุดในระบบที่ยอมรับได้ขณะทำการระบายความดัน (Maximum allowable overpressure)

8. ค่า Pressure Alarm High-High ที่ถูกกำหนดไว้ในปัจจุบัน มีค่าเท่ากับ 63 บาร์เกจ มีประสิทธิภาพเพียงพอในการป้องกันระบบในสภาวะความดันเกินและถึงแม้ว่าอุปกรณ์จะมีการทำงานที่ผิดปกติทำให้กระตุ้นสัญญาณสั่งปิดฉุกเฉินล่าช้าหรือกำหนดค่าให้สูงขึ้น ก็ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบแท่นหลุมผลิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.2 ข้อเสนอแนะ

1. ในการทำงานภายใต้ขอบเขต Detail engineering ควรพิจารณาผลกระทบของคุณลักษณะวาล์ว (Pressure safety valve characteristic) และความดันปลายทางของวาล์วนิรภัย (Back pressure) ต่อพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบแท่นหลุมผลิต เนื่องจากอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยแบบสปริงจะถูกจำกัดด้วยความดันปลายทาง ส่งผลให้เกิดความดันสะสมมากขึ้นบริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง และหากวาล์วนิรภัยมีคุณลักษณะที่เปลี่ยนไปก็ส่งผลต่อพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบเช่นกัน ทั้งนี้ ข้อมูลคุณลักษณะวาล์วควรได้รับการยืนยันจากบริษัทผู้ขาย (Vendor)

ในการศึกษานี้ พิจารณาให้วาล์วนิรภัยมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งอัตราการระบายของวาล์วนิรภัยไม่ถูกจำกัดด้วยความดันปลายทางและมีลักษณะการทำงานแบบ Quick-Opening ทำให้วาล์วสามารถระบายความดันในระบบได้อย่างรวดเร็วในช่วงที่เกิดความดันสูงสุด (Peak pressure) บริเวณท่อรวมปิโตรเลียมสำหรับการขนส่ง

2. เพื่อความแม่นยำของผลการจำลองเชิงพลวัต แบบจำลองควรใช้ข้อมูลท่อจากแผนภาพไอโซเมตริกของระบบท่อที่ได้รับการยืนยันในงานขอบเขต Detail engineering และพิจารณาท่อในระบบของแท่นหลุมผลิตที่เกี่ยวข้องทั้งหมด อันเนื่องมาจากการศึกษานี้มีสมมติฐานว่า ความดันสูงสุด (Peak pressure) ที่เกิดขึ้นจะมีค่าน้อยลงเมื่อระบบมีปริมาตร (Inventory volume) ในการสะสมความดันมากขึ้น เช่น การสร้างแบบจำลองที่ประกอบด้วยเครื่องแยกสถานะสาร (Test separator) ซึ่งใช้งานในช่วงการทดสอบหลุมผลิต (Well testing) ดังนั้น เพื่อหาค่าความดันสูงสุดที่สามารถเกิดขึ้นได้บนแท่นหลุมผลิตนี้ จึงสร้างแบบจำลองกระบวนการในโปรแกรม Aspen HYSYS โดยใช้ข้อมูลของท่อหลักในระบบของแท่นหลุมผลิตส่งผลให้ปริมาตรในการรองรับความดันเกินน้อยที่สุด

3. ควรใช้ข้อมูลเวลาในการปิดชุดวาล์วควบคุมปากหลุม (Christmas tree) ที่ได้รับการยืนยันจากบริษัทผู้ขาย (Vendor) เพื่อผลลัพธ์ที่ใกล้เคียงกับสภาวะในการปฏิบัติงานจริงมากขึ้น โดยเวลาการปิดของ โช้ควาล์วที่สมมติขึ้นในการศึกษานี้สามารถนำไปเป็นแนวทางในการศึกษาต่อไปได้ เนื่องจากเวลาในการปิดค่อนข้างเหมาะสมซึ่งไม่ทำให้แท่นหลุมผลิตเกิดความเสียหายจากสภาวะความดันเกินในระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

[1] Havard Devold, (2013), **Oil and Gas Production Handbook: An Introduction to Oil and Gas Production**, U.S.A: lulu.com.

[2] Technip engineering Thailand company, **Basis of design (BOD) document**.

[3] Petro blogger, (2011), **Christmas tree oil – Wellhead**, Retrieved December 26, 2019, from http://www.ingenieriadepetroleo.com/christmas-tree-oil-wellhead

[4] Fisher Controls International LLC, Emerson Automation Solutions, (2017), **Control valve handbook**, 5th Edition, U.S.A: Emerson.

[5] Lee Rumbles, (2014), **Importance of Flow Measurement for Separators**, Retrieved December 26, 2019, from https://www.emersonautomationexperts.com

[6] หน่วยระบบท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ, บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน), **Pipeline Pigging part 1**, สืบค้นเมื่อ 26 ธันวาคม 2562, จาก https://dscng.pttplc.com/Notes/KNOWLEDGES

[7] Dennis Nolan, (2018), **Handbook of Fire and Explosion Protection Engineering Principles for Oil, Gas, Chemical and Related Facilities**, 4th Edition, Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.

[8] Gas Processors Suppliers Association (GPSA), (2004), **Engineering data book**, (p. 5-1 to 5-20), Tulsa, Oklahoma: GPSA.

[9] American Petroleum Institute, (2001), **API RP14C: Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for offshore Production Platforms**, 7th Edition, U.S.A: IHS Markit Standards Store.

[10] Hans J Pasman, (2015), **Risk Analysis and Control for Industrial Processes - Gas, Oil and Chemicals: A System Perspective for Assessing and Avoiding Low-Probability, High-Consequence Events**, 1st Edition, Oxford, UK: Butterworth-Heinemann.

[11] American Petroleum Institute, (2008), **API 520: Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries Part-I**, 8th Edition, U.S.A: IHS Markit Standards Store.

[12] American Petroleum Institute, (2002), **API 526: Flanged Steel Pressure Relief Valves**, 5th Edition, U.S.A: IHS Markit Standards Store.

[13] Aspen Technology Inc., (2011), **Aspen HYSYS Dynamic Modeling Guide**.

[14] The Chemical Safety and Hazard Investigation Board (CSB), (2000), **Investigation report catastrophic vessel overpressurization**, Retrieved December 21, 2019, from https://www.csb.gov

[15] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, (2562), **รายงานประจำปี 2562 (Annual report 2019)**, สืบค้นเมื่อ 24 ธันวาคม 2562, จาก http://www.eppo.go.th/index.php

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก

ข้อมูลท่อในแบบจำลองกระบวนการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ 1 ข้อมูลท่อในแบบจำลองกระบวนการ (Piping data)

Line size	Tag	จาก	ถึง	OD (mm.)	ID (mm.)	ความยาว (m.)
4"	4"-GC-XXA01-J70	SSV-XXA03	HCV-XXA04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXA02-J70	HCV-XXA04	PT-XXA09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXA02-J70	PT-XXA09	Commingle flowline A	114.3	87.32	2
6"	6"-GC-XXA03-J70	End of Commingle Flowline A	XV-XXA15	168.28	131.28	27.79
6"	6"-GC-XXA03-J70	XV-XXA15	Production Manifold	168.28	131.28	0.27
4"	4"-GC-XXB01-J70	SSV-XXB03	HCV-XXB04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXB02-J70	HCV-XXB04	PT-XXB09	114.3	87.32	1.511
4"	4"-GC-XXB02-J70	PT-XXB09	Commingle flowline A	114.3	87.32	2
4"	4"-GC-XXC01-J70	SSV-XXC03	HCV-XXC04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXC02-J70	HCV-XXC04	PT-XXC09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXC02-J70	PT-XXC09	Commingle flowline A	114.3	87.32	2
4"	4"-GC-XXD01-J70	SSV-XXD03	HCV-XXD04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXD02-J70	HCV-XXD04	PT-XXD09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXD02-J70	PT-XXD09	Commingle flowline D	114.3	87.32	2
6"	6"-GC-XXD03-J70	End of Commingle Flowline D	XV-XXD15	168.28	131.28	9.13
6"	6"-GC-XXD03-J70	XV-XXD15	Production Manifold	168.28	131.28	0.27
4"	4"-GC-XXE01-J70	SSV-XXE03	HCV-XXE04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXE02-J70	HCV-XXE04	PT-XXE09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXE02-J70	PT-XXE09	Commingle flowline D	114.3	87.32	2
4"	4"-GC-XXF01-J70	SSV-XXF03	HCV-XXF04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXF02-J70	HCV-XXF04	PT-XXF09	114.3	87.32	1.51

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4"	4"-GC-XXF02-J70	PT-XXF09	Commingle flowline D	114.3	87.32	2
4"	4"-GC-XXG01-J70	SSV-XXG03	HCV-XXG04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXG02-J70	HCV-XXG04	PT-XXG09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXG02-J70	PT-XXG09	Commingle flowline G	114.3	87.32	2
6"	6"-GC-XXG03-J70	End of Commingle Flowline G	XV-XXG15	168.28	131.28	6.66
6"	6"-GC-XXG03-J70	XV-XXG15	Production Manifold	168.28	131.28	0.27
4"	4"-GC-XXH01-J70	SSV-XXH03	HCV-XXH04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXH02-J70	HCV-XXH04	PT-XXH09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXH02-J70	PT-XXH09	Commingle flowline G	114.3	87.32	2
4"	4"-GC-XXJ01-J70	SSV-XXJ03	HCV-XXJ04	114.3	87.32	15.05
4"	4"-GC-XXJ02-J70	HCV-XXJ04	PT-XXJ09	114.3	87.32	1.51
4"	4"-GC-XXJ02-J70	PT-XXJ09	Commingle flowline G	114.3	87.32	2
10"	10"-GC-XX002-F70	End of Production Manifold	10"-GC-XX004-F06	273.05	254.51	7.60
10"	10"-GC-XX004-F06	10"-GC-XX002-F70	PT-XX201A/B/C	273.05	236.52	5.47
10"	10"-GC-XX004-F06	PT-XX201C	6"-GC-XX010-F06	273.05	236.52	2.65
6"	6"-GC-XX010-F06	PSV Tee	PSV-XX206	168.28	139.73	27.08
10"	10"-GC-XX004-F06	PSV Tee	18"GC-XX011-B31.8	273.05	236.52	6.6
18"	18"GC-XX011-B31.8	Barred Tee	ESDV-XX211	457.2	418.8	24.80

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล นักศึกษา: ณัฏฐนารา แก้วหานาม
วัน/เดือน/ปีเกิด: 19 มกราคม 2541
ที่อยู่: 40 สุขุมวิทซอย 1 เขตวัฒนา แขวงคลองเตยเหนือ
จังหวัดกรุงเทพมหานคร 10110
อีเมล: k.nuttanara@gmail.com

ประวัติการศึกษา:

- 2010 - 2015: มัธยมต้นและปลาย แผนการเรียนวิทย์-คณิต โรงเรียนวิทยาศาสตร์จุฬาภรณราชวิทยาลัย เชียงราย
- 2016 - ปัจจุบัน: วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเคมี สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประวัติการทำงาน:

- นักศึกษาฝึกงาน แผนกวิศวกรกระบวนการผลิต เป็นระยะเวลา 6 เดือน ณ บริษัท เทคนิป เอ็นจิเนียริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับมอบหมายให้รับผิดชอบการหาค่าความดันสูงสุดในสภาวะความดันเกินและตรวจสอบอุปกรณ์ป้องกันความดันเกินของแท่นหลุมผลิตนอกชายฝั่ง (Wellhead platform)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้