



บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ระยะดำเนินการ)

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่รับผิดชอบของส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 10
ปี 2567 (ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม)

ภาคผนวก ญ-2

เอกสาร P-พทต.-0016 เรื่อง รายงานและการสอบสวน
อุบัติเหตุ/อุบัติการณ์สายงานระบบท่อฯ

 บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)		ขั้นตอนการดำเนินงาน (Procedure)				
ข้อมูลเอกสารฉบับล่าสุด (Latest Revision Document Information)						
รหัสเอกสาร (Doc. Code)	P-พทต.-0016		หน่วยธุรกิจ (BU)	TSO	หน่วยงาน (Dep. / Div.)	พทต.
ชื่อเอกสาร (Doc. Title)	การรายงานและสอบสวนอุบัติเหตุ อุบัติการณ์ สายงานระบบท่อฯ				สถานะ (Status)	ประกาศใช้
ประกาศใช้ครั้งที่ (Revision)	8	วันที่ประกาศใช้ (Declaration Date)	30/6/2567		จำนวนหน้า (Pages)	45
ระดับการประกาศใช้เอกสาร (Release Level)	PTT		ระดับการบังคับใช้เอกสาร (Apply Level)			
เอกสารใช้ในสถานการณ์ (Situation Usage)	ปกติ (Normal)					

กระบวนการหลัก (Core Process)

ลำดับ	กระบวนการย่อย (Sub Process)	รายละเอียดกระบวนการย่อย (Sub Process Description)

ระบบการจัดการ ปตท. (PIMS)

ลำดับ	ประเภทข้อกำหนด (Requirement Type)	ข้อกำหนด (Requirement)	ชื่อข้อกำหนด (Requirement Name)
1	Main	M.4.3	การจัดการอุบัติเหตุ

ระบบ/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง (Related System/Standard)

ลำดับ	ระบบ/มาตรฐาน (System/Standard)	ข้อกำหนด (Requirement)
1	ISO 45001 : 2018	4.3 กำหนดขอบเขตระบบการจัดการอาชีวอนามัย และความปลอดภัย (Determining the

P-พทต.-0016 ประกาศใช้ครั้งที่ 8

เอกสารนี้เป็นเอกสารควบคุมเมื่อเปิดอ่านบนระบบควบคุมเอกสารเท่านั้น

ลำดับ	ระบบ/มาตรฐาน (System/Standard)	ข้อกำหนด (Requirement)
		scope of the OH&S management system)
2	ISO 45001 : 2018	4.4 ระบบการจัดการความปลอดภัย (OH&S management system)
3	ISO 45001 : 2018	6.1 การปฏิบัติการเพื่อจัดการความเสี่ยง และ โอกาส (Actions to address risks and opportunities)
4	ISO 45001 : 2018	10.1 อุบัติการณ์ สิ่งที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด และการแก้ไข (Incident, nonconformity and corrective action)

เอกสารที่เกี่ยวข้อง

ลำดับ	ประเภทเอกสาร	รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
1	F-แบบฟอร์ม	F-ปว.บสค.-0194	รายงานการสอบสวนอุบัติการณ์
2	P-ขั้นตอนการดำเนินงาน	P-ปตท.-1111	แผนบริหารจัดการเหตุการณ์ และภาวะวิกฤต กลุ่ม ปตท. (PTT Group Emergency & Crisis Management Plan)
3	P-ขั้นตอนการดำเนินงาน	P-ปตท.-1114	การจัดการอุบัติการณ์ ปตท.
4	P-ขั้นตอนการดำเนินงาน	P-ผทต.-0009	การประเมินความเสี่ยง ผลกระทบด้านความปลอดภัย และ สิ่งแวดล้อม สายงานระบบท่อฯ

ส่วนที่ 1 ลำดับการดำเนินการเกี่ยวกับเอกสาร (Document Flow)

ลำดับ	การดำเนินการ	โดย	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	วันที่ดำเนินการ
1	ผู้จัดทำเอกสาร		พนักงานบริหารระบบ คุณภาพอาวุโส	ปว.บสค.	26/06/2567
2	ผู้ทบทวนเอกสาร		ผู้จัดการส่วนคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ระบบท่อส่งก๊าซ	ปว.บสค.	26/06/2567
3	ผู้ทบทวนเอกสาร		ผู้จัดการฝ่ายบริหารและ สนับสนุนสายงานระบบ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	บสค.	27/06/2567
4	ผู้อนุมัติเอกสาร		ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการ ใหญ่ระบบท่อส่งก๊าซ	ผทต.	27/06/2567

ลำดับ	การดำเนินการ	โดย	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	วันที่ดำเนินการ
			ธรรมชาติ		
5	ผู้ประกาศใช้เอกสาร	tso_document_control		ปว.บสด.	28/06/2567

ส่วนที่ 2 บันทึกการเปลี่ยนแปลงแก้ไขเอกสาร (Document Edition Record)

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)	แก้ไขโดย (Editor)
1		แก้ไขเอกสาร : เพิ่มเติมและแก้ไขขั้นตอนการสอบสวนอุบัติการณ์	
2	8	เพิ่มขั้นตอนการ tracking Incident/NCR, นำ HPI เข้ามาสอบสวน	
3	10	ปรับปรุงคณะทำงานสอบสวนอุบัติเหตพิเศษสายงานระบบท่อ	
4	11	ปรับปรุงเกณฑ์การสอบสวนอุบัติเหต	
5	28	เพิ่ม LOPC Criteria (Tier 1,2,3 และ 4)	
6	11	ทบทวนรายชื่อคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตพิเศษสายงานระบบท่อ	
7	12	ทบทวนเกณฑ์การพิจารณาอุบัติการณ์ที่ต้องสอบสวนโดยคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตพิเศษ	
8	13	กำหนดให้สอบสวนอุบัติการณ์ด้าน Process safety ภายใน 48 ชั่วโมง	
9		เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับให้สอดคล้องกับ P-ปดท.-1114 การจัดการอุบัติการณ์ ที่ประกาศเมื่อ พ.ย. 2563	
10		เหตุผลในการดำเนินการ : ทบทวนเกณฑ์การรายงานด้าน Quality, Safety และ Health ให้ชัดเจนยิ่งขึ้น	
11		เหตุผลในการดำเนินการ : ทบทวนขั้นตอนการสอบสวนอุบัติการณ์ใหม่ให้สอดคล้องกับการดำเนินงานและสอดคล้องกับสำนักงานใหญ่	
12		เพิ่ม Criteria การรายงานอุบัติการณ์ด้าน SCADA Reliability	
13		เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับรายละเอียดการรายงาน INCR ให้ชัดเจนและระบุระยะเวลาแก้ไขให้ชัดเจน	
14		เหตุผลในการดำเนินการ : 1) เพิ่มเติมแนวทางการรายงานและการสอบสวน Incident ที่เป็น Asset หรือโครงการของสายงานอื่น 2) กำหนดระยะเวลาการรายงานและสอบสวนอุบัติเหต 3) ปรับแก้ไขประธานฯ และคณะกรรมการของการสอบสวน 4)ปรับเพิ่มข้อความการแก้ไข iNCR “โดยไม่ขัดข้องกับกฎหมาย” 5) ปรับแก้ไข	

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)	แก้ไขโดย (Editor)
		นิยาม Re-billing : Nearmiss และ 6) เพิ่มภาคผนวก 8.6	
15		เหตุผลในการดำเนินการ : เพิ่มนิยาม Incident ของ PMIS Server	

ส่วนที่ 3 หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (Related Division)

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
1	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติ	ผทต.
2	ฝ่ายบริหารสินทรัพย์และการลงทุน	สทต.
3	ฝ่ายแผนและกลยุทธ์การตลาด	กตต.
4	ส่วนแผนและบริหารระบบทอส่งก๊าซ	บท.กตต.
5	ส่วนบริหารสัญญาระบบทอส่งก๊าซ	บส.กตต.
6	ส่วนพัฒนาตลาดระบบทอส่งก๊าซ	พต.กตต.
7	ฝ่ายบริหารและสนับสนุนสายงานระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติ	บสต.
8	ส่วนบริการกลาง	บล.บสต.
9	ส่วนจัดหาและบริหารพัสดุ	จบ.บสต.
10	ส่วนคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อมระบบทอส่งก๊าซ	ปว.บสต.
11	แผนกบัญชี การเงิน และทรัพยากรบุคคล	ผ.งบ.บสต.
12	ฝ่ายปฏิบัติการระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติภาค 1	ปกต.1
13	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 1	ปท.1 ปกต.1
14	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 3	ปท.3 ปกต.1
15	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 10	ปท.10 ปกต.1
16	ส่วนปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีชายฝั่ง	ปฝ.ปกต.1
17	ฝ่ายปฏิบัติการระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติภาค 2	ปกต.2
18	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 5	ปท.5 ปกต.2
19	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 6	ปท.6 ปกต.2
20	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 7	ปท.7 ปกต.2
21	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 8	ปท.8 ปกต.2
22	ฝ่ายปฏิบัติการระบบทอส่งก๊าซธรรมชาติภาค 3	ปกต.3
23	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 2	ปท.2 ปกต.3
24	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 4	ปท.4 ปกต.3

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
25	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 9	ปท.9 ปกต.3
26	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 11	ปท.11 ปกต.3
27	ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 12	ปท.12 ปกต.3
28	ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล	ปลต.
29	ส่วนปฏิบัติการแท่นผลิตและรับส่งก๊าซในทะเล	ทผ.ปลต.
30	ส่วนบำรุงรักษาอุปกรณ์แท่นผลิตและระบบท่อในทะเล	ขผ.ปลต.
31	ส่วนสนับสนุนปฏิบัติการในทะเล	สล.ปลต.
32	ฝ่ายบริหารและควบคุมการส่งก๊าซธรรมชาติ	บคต.
33	ส่วนวัดและควบคุมคุณภาพก๊าซ	คภ.บคต.
34	ส่วนวัดและควบคุมปริมาณก๊าซ	ปร.บคต.
35	ส่วนบริหารและควบคุมระบบส่งก๊าซ	บค.บคต.
36	ส่วนระบบควบคุมอัตโนมัติและระบบปฏิบัติการ	คป.บคต.
37	ฝ่ายวิศวกรรมและบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	วรด.
38	ส่วนวิศวกรรมระบบท่อส่งก๊าซ	วท.วรด.
39	ส่วนบริหารการบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ	รท.วรด.
40	ส่วนบริหารการบำรุงรักษาอุปกรณ์	รอ.วรด.
41	ส่วนพัฒนาศักยภาพ	พศ.วรด.
42	ส่วนบริหารการบำรุงรักษาสถานีเพิ่มความดันก๊าซ	รค.วรด.

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการฝึกอบรม (Training Information)

<input type="checkbox"/>	ไม่ต้องฝึกอบรม	เหตุผล	
<input checked="" type="checkbox"/>	ต้องฝึกอบรม หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (ในส่วนที่ 3)	หน่วยงาน	

ส่วนที่ 5 เนื้อหา (Detail)

5.1) วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อให้การรายงานอุบัติการณ์เป็นมาตรฐานเดียวกันทั้งสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ และสอดคล้องกับการจัดการอุบัติการณ์ ของ ปตท.

5.2) ขอบข่าย (Scope)

ใช้สำหรับพนักงาน แรงงานจ้างเหมา และผู้รับเหมา ในสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ

5.3) เอกสารอ้างอิงที่อยู่ภายนอกระบบ เช่น กฎหมาย (Reference)

1. ข้อกำหนด บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ว่าด้วยมาตรการด้านความปลอดภัยในการป้องกันและ แก้ไขอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท.
2. ระบบรายงานอุบัติเหตุทางยานพาหนะของ ปตท. โดยผ่าน Web Site Intranet ของ บมจ. ปตท.
3. ระบบรายงานอุบัติการณ์ โดยผ่าน Web Site Intranet ของ บมจ. ปตท.
4. ระบบรายงานสภาพ/การกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐาน โดยผ่าน Web Site Intranet ของ บมจ. ปตท.
5. API Recommended Practice 754: Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries 2nd edition, 2016
6. แนวทางการวัดผลและการรายงานข้อมูลด้านความปลอดภัยและอาชีวอนามัย ของกลุ่ม ปตท. (PTT Group Occupational Health and Safety Performance Measurement and Reporting Protocol)
7. Global Reporting Initiative (GRI), G4: Environmental Disclosures for The Oil and Gas Sector
8. ข้อบังคับคณะกรรมการการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ว่าด้วยหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการประกอบกิจการในนิคมอุตสาหกรรม (ฉบับที่ ๔) พ.ศ. ๒๕๕๕

5.4) คำจำกัดความ (Definition)

- 5.4.1) อุบัติการณ์ (Incident)** หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่พึงประสงค์ที่เกิดขึ้นแล้วมีผลให้เกิดอุบัติเหตุ หรือเหตุการณ์เกือบเกิดอุบัติเหตุ หรือการละเมิดระบบรักษาความปลอดภัย หรือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

- 5.4.2) **เหตุการณ์เกือบเกิดอุบัติเหตุ (Near-Miss)** หมายถึง เหตุการณ์เกิดขึ้นเนื่องจากการทำงาน แต่ยังไม่เกิดการบาดเจ็บ การเจ็บป่วย ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ทรัพย์สินเสียหาย หรือส่งผลกระทบต่อภาพลักษณ์องค์กร
- 5.4.3) **อุบัติเหตุ (Accident)** หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่มีเจตนาให้เกิด ซึ่งเมื่อเกิดขึ้นแล้วมีผลทำให้เกิดการบาดเจ็บ หรือเจ็บป่วยจากการทำงาน หรือการเสียชีวิต หรือความสูญเสียต่อทรัพย์สินหรือผลิตภัณฑ์ หรือกระบวนการทำงานหยุดชะงัก หรือความเสียหายต่อสิ่งแวดล้อมและสาธารณชน
- 5.4.4) **เหตุละเมิดระบบความมั่นคงปลอดภัย (Security Violation)** หมายถึง สภาพ การกระทำ หรือเหตุการณ์ทั้งโดยเปิดเผยและทางลับ ที่มีเจตนาให้เกิดความสูญเสียต่อชีวิต ทรัพย์สิน ข้อมูล การดำเนินธุรกิจ และภาพพจน์ชื่อเสียงที่ดีของ ปตท.
- 5.4.5) **อุบัติเหตุจากการทำงาน (Work Related Accident)** หมายถึง อุบัติเหตุที่เกิดจากการปฏิบัติงานทั้งในและนอกพื้นที่ตามหน้าที่หรือได้รับมอบหมายให้ดำเนินการกิจที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของ ปตท. (อ้างอิงตามมาตรฐาน OSHA) ทั้งนี้ให้นับเข้าคณะกรรมการนโยบาย QSHE กลุ่ม ปตท. เพื่อการวินิจฉัยหากจำเป็น
- 5.4.6) **การเกิดอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน (Lost Time Accident: LTA)** หมายถึง การเกิดอุบัติเหตุจากการทำงาน หรือกิจกรรมของบริษัท ซึ่งทำให้ผู้ประสบเหตุบาดเจ็บ หรือเจ็บป่วยถึงขั้นหยุดงานไม่สามารถมาปฏิบัติงานในวันถัดไป ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีพนักงานที่มาทำงานแล้วมานอนพักในโรงพยาบาล หรือโดยใช้ใบรับรองแพทย์ลงความเห็นให้หยุดพักรักษาร่างกาย เนื่องจากการประสบอุบัติเหตุดังกล่าวประกอบการพิจารณา
- 5.4.7) **การเสียชีวิต (Fatalities)** หมายถึง การเกิดอุบัติเหตุเนื่องจากการทำงาน หรือกิจกรรมของบริษัท เป็นเหตุให้ผู้บาดเจ็บหรือเจ็บป่วยจนถึงขั้นเสียชีวิต
- 5.4.8) **การทุพพลภาพสิ้นเชิงถาวร (Permanent Total Disability - PTD)** หมายถึง การเกิดอุบัติเหตุเนื่องจากการทำงาน หรือ กิจกรรมของบริษัท เป็นเหตุให้ผู้ประสบเหตุบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยถึงขั้นทุพพลภาพสิ้นเชิงถาวร ดังนี้
- 1) ขาทั้งสองข้างขาด
 - 2) เท้าข้างหนึ่งกับขาอีกข้างหนึ่งขาด
 - 3) มือหรือแขนข้างหนึ่งกับเท้าหรือขาอีกข้างหนึ่งขาด
 - 4) มือทั้งสองข้างขาด
 - 5) แขนทั้งสองข้างขาด
 - 6) มือข้างหนึ่งกับแขนอีกข้างหนึ่งขาด
 - 7) สูญเสียลูกตาทั้งสองข้าง หรือสูญเสียลูกตาข้างหนึ่งกับสูญเสียสมรรถภาพในการมองเห็นร้อยละเก้าสิบขึ้นไป หรือเสียความสามารถในการมองเห็นตั้งแต่ 3/60 หรือมากกว่าของตาอีกข้างหนึ่ง หรือ

สูญเสียสมรรถภาพในการมองเห็นร้อยละเก้าสิบขึ้นไป หรือเสียความสามารถในการมองเห็นตั้งแต่ 3/60 หรือมากกว่าของตาทั้งสองข้าง

8) ประสบอันตรายหรือเจ็บป่วยที่ศีรษะ และ/หรือกระดูกสันหลัง เป็นเหตุให้มือหรือแขนทั้งสองข้าง มือข้างหนึ่งกับแขนข้างหนึ่ง เท้าหรือขาทั้งสองข้าง เท้าข้างหนึ่งกับขาอีกข้างหนึ่ง มือหรือแขนข้างหนึ่งกับเท้า หรือขาอีกข้างหนึ่งสูญเสียสมรรถภาพในการทำงานโดยสิ้นเชิง

9) ประสบอันตรายหรือเจ็บป่วยที่ศีรษะ อันเป็นเหตุให้เกิดความผิดปกติของความรู้สึกตัวและ/หรือ จิตฟั่นเฟือน เป็นเหตุให้ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ และ ไม่สามารถรักษาให้หายได้ หรือวิกลจริต

10) สูญเสียอวัยวะหรือสูญเสียสมรรถภาพในการทำงานของอวัยวะในส่วนหนึ่งส่วนใดหรือในหลาย ส่วนของร่างกาย นอกจากที่กำหนดไว้ใน 1) ถึง 9) ซึ่งคณะกรรมการการแพทย์วินิจฉัยว่าทุพพลภาพ

5.4.9) ทุพพลภาพ หมายถึง การสูญเสียอวัยวะหรือสูญเสียสมรรถภาพของอวัยวะหรือของร่างกายหรือ สูญเสียสภาวะปกติของจิตใจจนไม่สามารถทำงานได้ ทั้งนี้การสูญเสียสภาวะปกติของจิตใจต้อง วินิจฉัยโดยแพทย์ด้านจิตเวช

5.4.10) การถูกจำกัดลักษณะการทำงาน (Restricted Workday Case: RWC) หมายถึง อุบัติเหตุจากการ ทำงานหรือกิจกรรมของบริษัท ซึ่งทำให้ผู้ประสบเหตุบาดเจ็บหรือเจ็บป่วย ทำให้ไม่สามารถกลับมา ปฏิบัติงานประจำที่รับผิดชอบได้ในวันถัดไปหลังจากเกิดอุบัติเหตุ โดยถูกจำกัดลักษณะการทำงาน หรือโอนย้ายไปทำงานในหน้าที่อื่น

5.4.11) การรับการรักษาทางการแพทย์ (Medical Treatment Case: MTC) หมายถึง อุบัติเหตุจากการทำงาน หรือกิจกรรมของบริษัท ซึ่งทำให้ผู้ประสบเหตุบาดเจ็บหรือเจ็บป่วย ต้องได้รับการรักษาทางการแพทย์ โดยแพทย์ผู้เชี่ยวชาญและสามารถกลับมาทำงานได้ตามปกติโดยไม่ได้หยุดงาน และไม่ถูกจำกัด ลักษณะการทำงาน ตัวอย่างกรณีการรับการรักษาทางการแพทย์ ได้แก่

- 1) การรักษาการติดเชื้อ
- 2) การรักษาแผล Burn ที่มีความลึกถึงชั้นหนังแท้ หรือกล้ามเนื้อ
- 3) การเย็บแผล หรือใช้กาวติดเพื่อให้ขอบแผลชิดกัน
- 4) การนำสิ่งแปลกปลอมออกจากบาดแผล ในกรณีที่มีความยุ่งยาก จากขนาด ตำแหน่งและความลึก ของสิ่งแปลกปลอมที่ฝัง
- 5) การประคบ บำบัดด้วยความร้อน ความเย็น โดยการบำบัดโดยใช้อ่าง น้ำวนแบบต่อเนื่อง
- 6) การตัดแต่งแผล ตัดผิวหนังที่ตายออก
- 7) พบความผิดปกติจากการวินิจฉัยด้วยการ X-RAY
- 8) การเข้ารับการรักษาตัวในโรงพยาบาล

ทั้งนี้ ให้อ้างอิงนิยาม Medical Treatment เพิ่มเติมจาก OSHA

5.4.12) การรับการปฐมพยาบาล (First Aid Case: FAC) หมายถึง การรับการรักษายาบาลครั้งเดียว การบาดเจ็บเล็กน้อย จากการทำงานหรือจากการถูกของมีคมขีดข่วน, การบาดเจ็บ, ถูกลวก หรือถูกเศษสะเก็ดต่างๆ ที่ได้รับการรักษาหรือปฐมพยาบาลเบื้องต้น ซึ่งโดยปกติไม่จำเป็นต้องไปพบแพทย์ หรือหากไปพบแพทย์ก็ยังถือเป็นการปฐมพยาบาล อาทิเช่น

- 1) การทายาฆ่าเชื้อโรคในครั้งแรก
- 2) การรักษาแผล Burn ผิวหนังชั้นแรก
- 3) การใช้ผ้ายืดพันแผล (Elastic bandage) ในครั้งแรก
- 4) การติดผ้ากอซเพื่อปิดแผล
- 5) การนำสิ่งแปลกปลอมที่ไม่ได้ฝังในลูกตาออก
- 6) การนำสิ่งแปลกปลอมออกจากบาดแผล ในกรณีธรรมดา
- 7) การประคบ บำบัดด้วยความร้อน ความเย็น
- 8) การใช้ยาจี้ฝีทาแผลที่ถลอก
- 9) ไม่พบความผิดปกติจากการวินิจฉัยด้วยการ X-RAY
- 10) การสังเกตอาการบาดเจ็บ

5.4.13) อุบัติการณ์ความปลอดภัยกระบวนการผลิต (Process Safety Incident หรือ Process Safety Event (PSE)) หมายถึง เหตุการณ์รั่วไหล หรือสถานะที่อาจนำไปสู่การรั่วไหลของสารเคมีจากกระบวนการผลิต (รวมถึงสารที่ไม่เป็นพิษและไม่ไวไฟ เช่น ไขมัน น้ำร้อน ก๊าซไนโตรเจน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อัดความดัน อากาศอัดความดัน เป็นต้น) ที่ไม่ได้ตั้งใจ หรือไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดการบาดเจ็บ ไฟไหม้ ระเบิด และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

5.4.14) การรั่วไหลจากการกระบวนการผลิต (Loss of primary containment (LOPC)) หมายถึง การรั่วไหลของสารเคมี (รวมถึงสารที่ไม่เป็นพิษและไม่ไวไฟ เช่น ไขมัน น้ำร้อน ก๊าซไนโตรเจน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อัดความดัน อากาศอัดความดัน เป็นต้น) ที่ไม่ได้ตั้งใจ หรือควบคุมไม่ได้จากที่กักเก็บชั้นแรก (อุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่ถูกออกแบบไว้สำหรับเก็บรักษาสารเคมีไว้ภายใน เพื่อการเก็บ การแยก การผลิต หรือการขนส่ง เช่น ถังเก็บ ท่อ รถขนส่ง รถไฟขนส่ง เป็นต้น)

- 5.4.15) **กระบวนการผลิต (Process)** หมายถึง การผลิต การลำเลียง การขนส่ง การเก็บ การสาธารณูปโภค (เช่น ไฟฟ้า น้ำ ไอน้ำ) โรงงานต้นแบบ (pilot plant) รวมถึงอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (process critical equipment) ถังเก็บสาร (storage tank) โรงเก็บสารเคมี โรงบำบัดน้ำเสีย หม้อไอน้ำ ท่อขนส่ง (distribution piping) ที่อยู่ภายใต้การควบคุมของหน่วยงาน
- 5.4.16) **อุบัติเหตุรถยนต์ (Car Incident)** หมายถึง อุบัติการณ์ และ/หรือเหตุการณ์ระบบความมั่นคงปลอดภัยรถยนต์ ซึ่งทำให้เกิดการบาดเจ็บจากการทำงาน หรือการเสียชีวิต หรือเกิดผลกระทบต่อสังคม ชุมชนและชื่อเสียงขององค์กร ทั้งนี้ให้มีขอบข่ายรวมเฉพาะรถยนต์ที่ ปตท. หรือกลุ่ม ปตท. เป็นผู้ขับขี่
- 5.4.17) **อุบัติเหตุรถขนส่งผลิตภัณฑ์ (Transportation Incident)** หมายถึง อุบัติการณ์ และ/หรือเหตุการณ์ระบบความมั่นคงปลอดภัยรถขนส่งผลิตภัณฑ์ ซึ่งทำให้เกิดการบาดเจ็บจากการทำงาน หรือการเสียชีวิต หรือเกิดผลกระทบต่อสังคม ชุมชนและชื่อเสียงขององค์กร ทั้งนี้ให้มีขอบข่ายรวมเฉพาะรถขนส่งฯ ที่ ปตท. เป็นผู้ว่าจ้างขนส่งผลิตภัณฑ์ให้กับกลุ่ม ปตท. และเป็นฝ่ายผิดเท่านั้น
- 5.4.18) **อุบัติเหตุด้านความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Safety Incident)** หมายถึง อุบัติการณ์จากการทำงาน และ/หรือ เหตุการณ์ระบบความมั่นคงปลอดภัย ซึ่งทำให้เกิดการบาดเจ็บป่วยของบุคคล หรือทรัพย์สินเสียหาย หรือเกิดผลกระทบต่อสังคมชุมชน หรือชื่อเสียงขององค์กร และไม่จัดว่าเป็นอุบัติเหตุในความปลอดภัยกระบวนการผลิต หรืออุบัติเหตุรถขนส่งผลิตภัณฑ์
- 5.4.19) **พนักงาน (Employee)** หมายถึง บุคคลที่ถูกพิจารณาว่าเป็นพนักงานของ ปตท. หรือ กลุ่ม ปตท. อ้างอิงตามกฎหมายของประเทศ (An individual who is, according to national law, recognized as an employee of PTT or PTT Group)
- 5.4.20) **ผู้รับเหมาประจำ (Supervised Worker)** หมายถึง บุคคลที่ปฏิบัติงานประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานแทน ปตท. หรือ กลุ่ม ปตท. แต่ไม่ได้ถูกพิจารณาว่าเป็นพนักงานของ ปตท. หรือ กลุ่ม ปตท. อ้างอิงตามกฎหมายของประเทศ (An individual who performs regular work on-site for, on behalf of, PTT or PTT Group but is not recognized as employee under national law.)
- 5.4.21) **ผู้รับเหมาชั่วคราว (Independent Contractor)** บุคคล หรือองค์กร ที่ทำงานให้กับ ปตท. หรือ กลุ่ม ปตท. ผู้รับเหมาหรือผู้รับเหมาช่วงที่มีความผูกพัน โดยสัญญาหรือข้อตกลง ผู้รับเหมาชั่วคราวไม่มีความสัมพันธ์ในฐานะพนักงานกับบริษัท Persons or organizations working for PTT or PTT Group, a

contractor, or a sub-contractor, with a relationship determined by a contract. Independent Contractor do not have an employment relationship with the organization

5.4.22) **SSHE** หมายถึง ด้านความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

5.4.23) **การละเมิดกฎหมายที่มีบทลงโทษใหญ่หลวง** คือ การละเมิดกฎหมายที่ระวางโทษจำคุกตั้งแต่ 2 ปีขึ้นไป หรือเพิกถอนใบอนุญาตโรงงาน หรือ ปรับตั้งแต่ 500,001 บาทขึ้นไป

5.4.24) **อุบัติการณ์ที่มีศักยภาพสูง (High Potential Incident : HPI)** หมายถึง อุบัติการณ์ที่มีศักยภาพให้เกิดความเสียหายระดับร้ายแรงและใหญ่หลวง

5.4.25) **อุบัติการณ์ระบบสื่อสารสายไฟเบอร์ออฟติก (Fiber Optic Cable)** หมายถึง อุบัติการณ์ และ/หรือ เหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบให้เกิดสายไฟเบอร์ออฟติก (Fiber Optic Cable) ขาด, ชำรุด หรือเหตุการณ์ที่ทำให้เกิด High Loss ในสายไฟเบอร์ออฟติกทั้งรูปแบบฝังดิน (Underground) และรูปแบบแขวนเสา (Aerial)

5.4.26) **ระบบ SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)** หมายถึง ระบบควบคุมอัตโนมัติ ที่เป็นเทคโนโลยีระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ใช้ในการควบคุมระบบท่อส่งก๊าซฯ

5.4.27) **ระบบ PMIS (Production Management Information System)** คือ ระบบฐานข้อมูลการผลิตเพื่อรายงานให้ผู้บริหารทราบและใช้ในการตัดสินใจเกี่ยวกับการผลิต โดยระบบ PMIS เป็นระบบที่นำข้อมูลการรับ-ส่งก๊าซฯ จากระบบ SCADA และข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง มาแสดงผลในรูปของรายงานและกราฟสถิติ ตามความเหมาะสมสำหรับผู้บริหาร และผู้ที่มีความจำเป็นต้องการใช้ข้อมูลจาก SCADA เช่น Shipper หน่วยงานภาครัฐ เป็นต้น

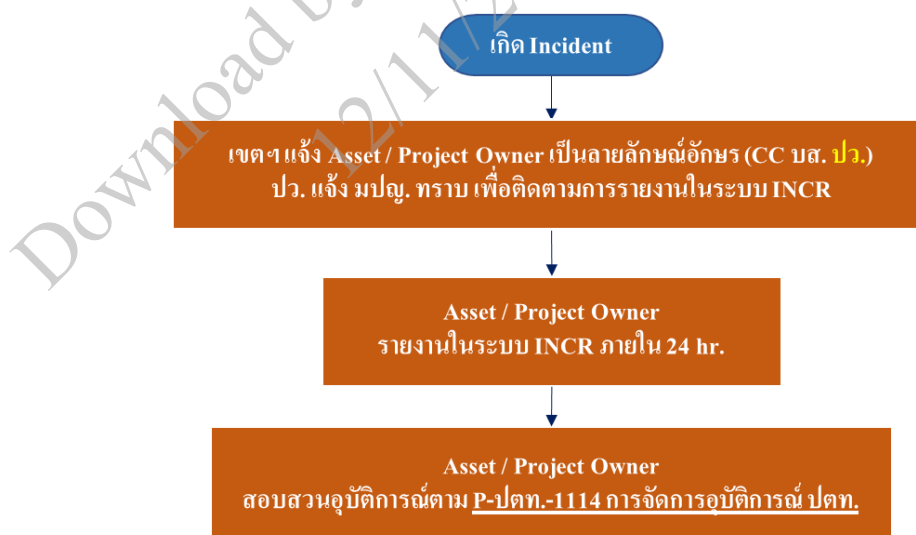
ส่วนที่ 6 ขั้นตอน / กระบวนการดำเนินงาน (Procedure / Workflow Process)

6.1) การติดตามเหตุการณ์ที่เข้าข่ายอุบัติการณ์ (Incident)

การได้มาซึ่งข้อมูลอุบัติการณ์ (Incident) และความไม่สอดคล้อง (Non-Conformance) ผู้ประสบเหตุเป็นผู้รายงานเข้ามาในระบบ Incident & Non-Conformance Report (INCR) หรือได้ข้อมูลจากหน่วยงาน 2nd line ในแต่ละเรื่อง แจ้งหน่วยงานเจ้าของพื้นที่ให้รายงานความไม่สอดคล้องดังกล่าว หรือแจ้งหน่วยงาน ปว. ในการติดตามรายงาน ประเภทของ Incident และหน่วยงานที่ทำหน้าที่ 2nd line ของแต่ละเรื่องตามรายละเอียดด้านล่าง

ลำดับ	Incident	หน่วยงานที่รับผิดชอบ
1	Rebilling	ปร.
2	Reliability และ Quality Defect	บค.
3	FOC Damage	คป.

หมายเหตุ เมื่อเกิดเหตุบน Asset/Project Owner ของหน่วยงานภายนอก (โดยไม่ได้มีสาเหตุมาจากการ O&M ของ TSO) เช่น การลักขโมยทรัพย์สิน เป็นต้น โดยในกรณีนี้หาก TSO เป็นผู้ตรวจพบการดำเนินการ จะสนับสนุนโดยการแจ้งข้อมูลให้หน่วยงานภายนอกมารับทราบ ตามรายละเอียดตามภาพที่ 1

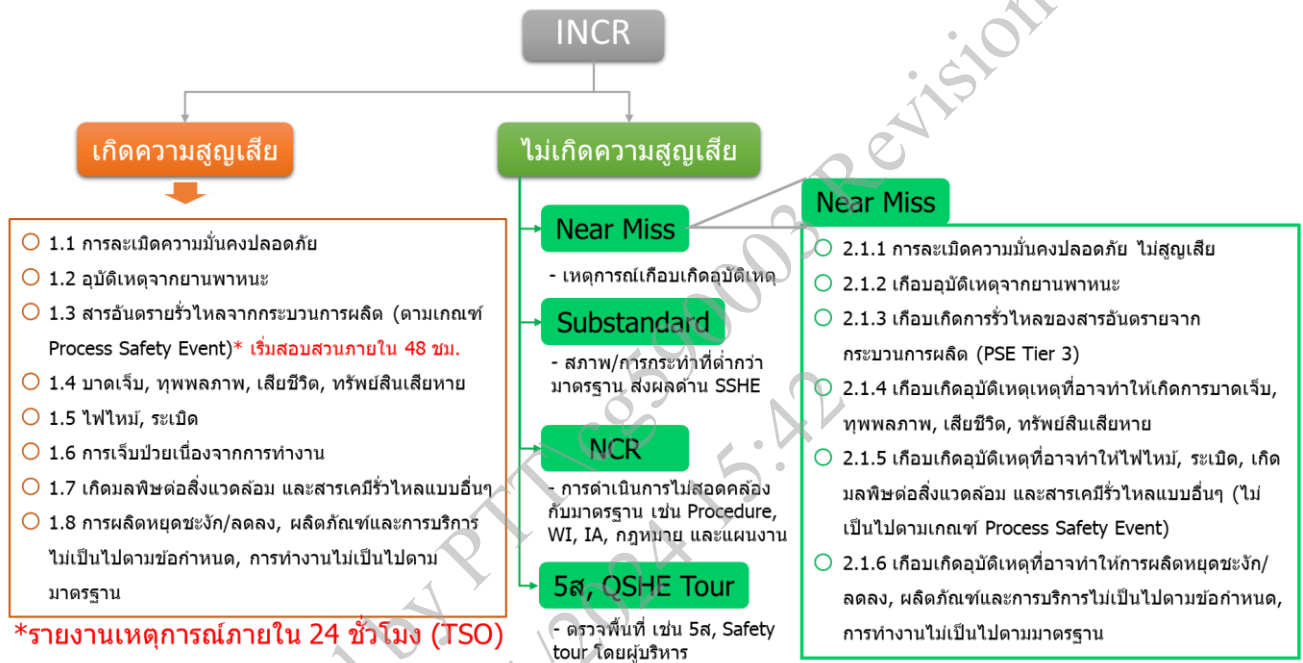


ภาพที่ 1 แนวทางการรายงานและการสอบสวน Incident กรณีเกิดเหตุบน Asset/Project Owner ของหน่วยงานภายนอก (โดยไม่ได้มีสาเหตุมาจากการ O&M ของ TSO)

6.2) การรายงาน Incident & Non-Conformance Report

การรายงาน Incident & Non-Conformance Report แบ่งแยกเป็นเหตุการณ์ที่เกิดความสูญเสีย และไม่เกิดความสูญเสีย รายละเอียดตามภาพที่ 2

หากมีรายการที่ไม่สามารถแก้ไขได้เสร็จตามที่กำหนด เนื่องจากสาเหตุใดก็ตามให้นำรายละเอียดดังกล่าว นำเสนอให้ ผจ.ฝ่าย รับผิดชอบ และอนุมัติกำหนดการแก้ไขใหม่โดยต้องไม่ขัดกับข้อกำหนด พร้อมทั้งส่งหลักฐานดังกล่าว ให้พนักงาน ปว. ให้รับผิดชอบทุกครั้ง



ภาพที่ 2 การแบ่งประเภทการรายงาน Incident & Non-Conformance Report

สำหรับการรายงานอุบัติการณ์ด้านคุณภาพตามหัวข้อ 1.8 การผลิตหยุดชะงัก/ลดลง, ผลักดันและบริการไม่เป็นไปตามข้อกำหนด, การทำงานไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ภายในสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมเหตุการณ์ Reliability, Quality Defect และ Rebilling โดยมีเกณฑ์ความสูญเสียตาม ตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เกณฑ์การแบ่งประเภทรายงานอุบัติการณ์ด้านคุณภาพ

ประเภท	เกิดความสูญเสีย (Accident)	ไม่เกิดความสูญเสีย (Near Miss)
Reliability	<p>เหตุการณ์ที่ทำให้การผลิตหยุดชะงัก หรือต้องลดการผลิตลง ได้แก่</p> <p>1. Compressor Shutdown (Station Total Shutdown)</p> <p><i>Outlet Flow from compressor station = 0 MMSCF</i></p> <p>2. HOV, MOV วาล์วปิดตัว</p> <p><i>Outlet Flow from station = 0 MMSCF</i></p>	<p>เหตุการณ์ที่มีความเสี่ยงส่งผลให้การผลิตต้องหยุดชะงัก หรือต้องลดการผลิตลง ได้แก่</p> <p>1. Compressor Shutdown (Unit trip)</p> <p><i>Outlet Flow from compressor station > 0 MMSCF</i></p> <p>2. ไม่สามารถส่งก๊าซ (ปริมาณ) ได้ตามสัญญาจากกิจกรรมภายในระบบท่อฯ ต้องแจ้งลูกค้าปรับปริมาณการใช้ก๊าซ</p>

	<p>3. ไม่สามารถส่งก๊าซ (ปริมาณ) ได้ตามสัญญาจากกิจกรรมภายในระบบท่อฯ และ/หรือทำให้ลูกค้า Shutdown</p> <p>4. SCADA Main Real-Time Server Unplan Stop โดยที่ Backup Server ไม่สามารถขึ้นทดแทนภายใน 5 นาที</p> <p>5. Server ในกลุ่มงาน PMIS Unplan Stop โดยที่ Backup Server ไม่สามารถขึ้นทดแทนภายใน 4 ชั่วโมง</p> <p>หมายเหตุ *กรณีท่อแตก/รั่ว ให้รายงาน หัวข้อ 1.3 Process Safety Event (ภาพที่ 2)</p>	<p>3. SCADA Main Real-Time Server Unplan Stop โดยที่ Backup Server สามารถขึ้นทดแทนภายใน 5 นาที</p> <p>4. Server ในกลุ่มงาน PMIS Unplan Stop โดย Backup Server ไม่ทำงานตามที่ออกแบบ แต่ยังคงขึ้นทดแทนภายใน 4 ชั่วโมง</p>
Quality Defect	<p>ค่าควบคุมเชิงคุณภาพของก๊าซที่ส่งมอบไม่เป็นไปตามสัญญา/ข้อกำหนด กกพ./TPA Code เช่น Heating Value, Moisture, Mercury เป็นต้น โดยเกิดจากกระบวนการควบคุมของระบบท่อส่งก๊าซฯ ส่งผลให้</p> <p>“ลูกค้าปฏิเสธการรับก๊าซ หรือ เกิดบดทปรับจาก Shipper/ลูกค้า หรือ ลูกค้าได้รับความเสียหาย”</p>	<p>ค่าควบคุมเชิงคุณภาพของก๊าซที่ส่งมอบไม่เป็นไปตามสัญญา/ข้อกำหนด กกพ./TPA Code เช่น Heating Value, Moisture, Mercury เป็นต้น โดยเกิดจากกระบวนการควบคุมของระบบท่อส่งก๊าซฯ แต่ยังไม่เกิดความสูญเสียโดย</p> <p>“ลูกค้ายืนยันการรับก๊าซและไม่ได้ได้รับความเสียหาย”</p>
Rebilling	เหตุการณ์ที่ต้อง Rebilling ทุกกรณี	<p>เหตุการณ์ที่มีความเสี่ยงที่ทำให้เกิดการ Rebilling เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> - Manual Calculation จาก Human Error - Human Error อื่นๆ ที่อาจมีผลต่อ Measuring เช่น PM ผิดพลาด

เมื่อเกิด อุบัติการณ์ขึ้นทุกครั้งต้องดำเนินการสอบสวนโดยผู้บังคับบัญชาชั้นต้น และรายงานในระบบ INCR ภายใน 30 วัน โดยแนบรายงานการสอบสวนอุบัติเหตุตามแบบฟอร์ม F-ปว.บสค.-0194 หากบางกรณีที่อยู่ระหว่างหาข้อมูลเชิงเทคนิค เช่น การส่งชิ้นส่วนหรืออุปกรณ์ไปวิเคราะห์ที่ผู้ผลิต เป็นต้น ให้ผู้รายงานส่งผลการสอบสวนเบื้องต้นและแจ้งพนักงาน ปว. ให้รับทราบ เพื่อนำส่งผู้บริหารพิจารณา

ในบางกรณีการสอบสวนโดยผู้บังคับบัญชาชั้นต้นอาจไม่เพียงพอที่จะป้องกันการเกิดอุบัติเหตุอย่างมีประสิทธิภาพ ต้องดำเนินการสอบสวนโดยคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ (TSO Special Investigation Team) รายละเอียดตามตารางที่ 2 เพื่อการป้องกันและแก้ไขอย่างเป็นระบบโดยพิจารณาจาก

1. ความสูญเสียที่เกิดขึ้นจริงตามเกณฑ์ตารางที่ 3
2. มีศักยภาพให้เกิดอุบัติเหตุร้ายแรง (Catastrophic Incident) และอุบัติเหตุร้ายแรง (Major Incident) ตาม P-ปตท.-1114 เรื่องการจัดการอุบัติเหตุ รายละเอียดตามภาคผนวกที่ 8.1 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เข้าข่าย HPI ระบบท่อส่งก๊าซ ได้แก่ อุบัติเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายกับท่อส่งก๊าซ เช่น ผู้รับเหมาขูด โคน Coating ขรุขระ
3. สำหรับการรายงานอุบัติเหตุ กรณีสายไฟเบอร์ออปติก (Fiber Optic Cable) ระบบสื่อสารขาดตาม เกณฑ์ตารางที่ 4
4. สำหรับการรายงาน Non-Conformance Report มีเกณฑ์และรายละเอียด ตามตารางที่ 5

ตารางที่ 2 คณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ (TSO Special Investigation Team)

คณะกรรมการ สอบสวนอุบัติเหตุ พิเศษ	ประธาน กรรมการ สอบสวน อุบัติเหตุพิเศษ	คณะกรรมการสอบสวน อุบัติเหตุพิเศษ	เลขฯ	ผู้ช่วยเลขฯ	คณะกรรมการทาง ด้านเทคนิค
1. ผลกระทบต่อ คน	ผจ.บสค. (Safety CoP Sponsor)	ผจ.บล. ผจ.วท.*	ผจ.ปว.	พนักงาน ปว.	ผู้แทนหน่วยงานที่มี ความรู้เกี่ยวกับ อุบัติเหตุ พิจารณา มอบหมายโดย ประธานกรรมการ สอบสวนอุบัติเหตุ พิเศษ
2. ผลกระทบต่อ ทรัพย์สิน/ กระบวนการ ผลิต	ผจ.วรด. หรือ ผจ.ฝ่าย (CoP Sponsor)	ผจ.วท. ผจ.บค. ผจ.รอ.* ผจ.รท.* ผจ.รค.*	ผจ.ปว.	พนักงาน ปว.	
3. ผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อม	ผจ.บสค. (Safety CoP Sponsor)	ผจ.บล. ผจ.วท.*	ผจ.ปว.	พนักงาน ปว.	
4. ผลกระทบด้าน Reliability / Quality Defect / Rebilling	ผจ.บคค. หรือ ผจ.วรด. หรือ ผจ.ฝ่าย (CoP Sponsor)	ผจ.วท. ผจ.บค. ผจ.รอ.* ผจ.รท.* ผจ.รค. ผจ.ปร.*	ผจ.ปว.	พนักงาน ปว.	
หมายเหตุ :					
1. กรณีอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นมีผลกระทบด้านชื่อเสียงให้เชิญ ผจ.บล. ร่วมเป็นคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุ พิเศษสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ					
2. ผู้ช่วยเลขฯ แจ้ง ผจ.ฝ่าย เจ้าของพื้นที่ เพื่อทราบทุกขั้นตอนของกระบวนการสอบสวนฯ					
3. * เข้าร่วมสอบสวนฯ กรณีที่เกี่ยวข้อง					

ตารางที่ 3 เกณฑ์การพิจารณาอุบัติเหตุที่ต้องสอบสวนโดยคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษ

ประเภทอุบัติเหตุ	เกณฑ์พิจารณาอุบัติเหตุที่ต้องสอบสวนโดย คณะกรรมการสอบสวนพิเศษอุบัติเหตุ ใหญ่หลวงและร้ายแรง กลุ่ม ปตท.	เกณฑ์พิจารณาอุบัติเหตุที่ต้องสอบสวนโดย คณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษ สายงานระบบท่อ
1. ผลกระทบต่อคน	การเสียชีวิต การทุพพลภาพถาวร การเกิดอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน	มีการบาดเจ็บได้รับการรักษาทางการแพทย์
2. ผลกระทบต่อทรัพย์สิน		
2.1 Operation	มูลค่าความเสียหายเกิน เกินกว่า 37,5000,000 บาท	มูลค่าความเสียหายเกิน เกินกว่า 22,5000,000 บาท
2.2 สำนักงานและอาคาร	มูลค่าความเสียหายเกิน เกินกว่า 240,000 บาท	มูลค่าความเสียหายตั้งแต่ 144,000 บาท ขึ้นไป
2.3 รถยนต์และด้านความ มั่นคงปลอดภัย	มูลค่าความเสียหายเกิน เกินกว่า 100,000 บาท	มูลค่าความเสียหายตั้งแต่ 50,000 บาท ขึ้นไป
3. ผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อม	การรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณีที่มี ปริมาณตั้งแต่ 1 บาร์เรล (159 ลิตร) ขึ้นไป	การรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี ที่มีปริมาณน้อยกว่า 1 บาร์เรล (159 ลิตร)
4. ผลกระทบต่อชื่อเสียง	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่างมากและ ใหญ่หลวง โดยเป็นที่สนใจในระดับประเทศ และในระดับนานาชาติ ตามลำดับ	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทเล็กน้อยและ ปานกลาง โดยเป็นที่สนใจในระดับท้องถิ่น และระดับจังหวัดตามลำดับ
5. Process Safety Incident	Process Safety Event Tier 1 และ Tier 2	Process Safety Event Tier 3 (เฉพาะอุบัติเหตุที่มีการรั่วไหล)
6. ผลกระทบด้าน Reliability / Quality Defect / Rebilling	-	1. หยุดส่งก๊าซ (No flow ณ วาล์วขาออกจาก สถานี) 2. คุณภาพก๊าซไม่เป็นไปตามสัญญา และ/หรือถูกค่าปฏิเสธการรับส่งก๊าซ 3. Rebilling
7. ผลกระทบด้าน Occupational Health	ทุกกรณีที่สงสัยว่าเจ็บป่วยจากการทำงาน	

ตารางที่ 4 เกณฑ์การรายงานอุบัติการณ์กรณีสายไฟเบอร์ออฟติก (Fiber Optic Cable) ระบบสื่อสารขาด

ประเภทของสาย FOC	ผลกระทบ	การรายงานในระบบ INCR	ผู้รายงาน
Underground*	เกิดผลกระทบกับระบบสื่อสาร	<u>ภายใน 24 ชม.</u>	เขตปฏิบัติการ
	ไม่เกิดผลกระทบกับระบบสื่อสาร		
Aerial	เกิดผลกระทบกับระบบสื่อสาร	<u>ภายใน 24 ชม.</u>	คป. /เขตปฏิบัติการ
	ไม่เกิดผลกระทบกับระบบสื่อสาร	ไม่ต้องรายงาน** (คป. ติดตามการแก้ไข)	-

หมายเหตุ: * กรณี FOC Underground ที่ซ่อมแบบชั่วคราวไว้ขาด โดยมีสาเหตุมาจากการแก้ไขของ PTT Digital ไม่สมบูรณ์/ไม่ครบถ้วน ให้ คป.บคต. เป็นผู้รายงานอุบัติการณ์ดังกล่าวในระบบ INCR

** FOC แบบแขวนเสาขาด และไม่มีผลกระทบ: ไม่ต้องรายงานเนื่องจากไม่มีความเสี่ยงอยู่ใกล้กับแนวท่อส่งก๊าซและไม่มีผลกระทบกับการ Operation /สำหรับ FOC สัญญาเช่าแบบแขวนเสาขาด ในกรณีที่เกิดเหตุนอกพื้นที่ ปตท. จะไม่มีการรายงานในระบบของ ปตท. แต่ในกรณีที่เกิดเหตุในพื้นที่ของ ปตท. เขตปฏิบัติการ เจ้าของพื้นที่จะรายงานในระบบ INCR

ตารางที่ 5 เกณฑ์การรายงาน Non-Conformance Report

ประเภท	รายละเอียด	กำหนดการแก้ไขแล้วเสร็จ
การปฏิบัติงาน/ การดำเนินการที่ ไม่สอดคล้อง กฎหมายทั้งหมด (ควบคุมการ ปฏิบัติ, อ้างอิง)	ตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> ● ผลตรวจวัดเสียง และ แสง ไม่ผ่าน ● ผลตรวจวัดคุณภาพน้ำทิ้งไม่ผ่าน ● ไม่ได้รับการอบรมตามกฎหมาย ● ไม่ได้ตรวจสอบสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยง ● แผนเอกสารการอบรม เช่น การทำงานในที่อับอากาศ, รั้งสี ในระบบ PTW ไม่ครบถ้วนเป็นต้น 	<ul style="list-style-type: none"> ● กำหนดการแก้ไขเบื้องต้นแล้วเสร็จภายใน 30 วัน ● กรณีกฎหมายใหม่ กำหนดวันบังคับใช้ภายหลังประกาศ 60 วัน หรือ 90 วัน ให้กำหนดการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามที่กฎหมายกำหนด ● กำหนดการป้องกันแล้วเสร็จภายใน 90 วัน <p>** หากมีรายการที่ไม่สามารถแก้ไขได้เสร็จตามที่กำหนด เนื่องจากสาเหตุใดก็ตามให้นำรายละเอียด NCR ดังกล่าว นำเสนอ ผจ.ฝ่าย รับทราบ และอนุมัติกำหนดการแก้ไขใหม่โดยต้องไม่ขัดกับข้อกำหนดและอีเมลหลักฐานดังกล่าว ให้พนักงาน ปว. ให้รับทราบทุกครั้ง</p>

ตารางที่ 5 เกณฑ์การรายงาน Non-Conformance Report (ต่อ)

P-ผทต.-0016 ประกาศใช้ครั้งที่ 8

เอกสารนี้เป็นเอกสารควบคุมเมื่อเปิดอ่านบนระบบควบคุมเอกสารเท่านั้น

ประเภท	รายละเอียด	กำหนดการแก้ไขแล้วเสร็จ
การปฏิบัติงาน / ดำเนินการ ที่ไม่สอดคล้องกับข้อกำหนด แนวทางปฏิบัติของ ปตท. (ไม่เกี่ยวข้องกับกฎหมาย)	ตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> • ปฏิบัติงาน/ดำเนินงาน ไม่สอดคล้องกับ Manual, Procedure, WI ของ ปตท. • ปฏิบัติงาน/ดำเนินงาน ไม่สอดคล้องกับแผนงานประจำหน่วยงาน เป็นต้น 	<ul style="list-style-type: none"> • กำหนดการแก้ไขแล้วเสร็จ ให้ ผจ.ส่วนเป็นผู้พิจารณาการแก้ไข ทั้งนี้ควรแก้ไขให้แล้วเสร็จภายใน 90 วัน • กรณีเข้าข่าย Equipment Failure ให้ระบุกำหนดการแก้ไขให้ สอดคล้องกับ Rank ของอุปกรณ์นั้นๆ อ้างอิง P-พทต.-0706 การ Ranking อุปกรณ์และวิธีปฏิบัติในการบำรุงรักษา และการ Ranking อุปกรณ์และวิธีปฏิบัติในการบำรุงรักษา ขั้นตอนการกำหนด Critical (Ranking) level ของอุปกรณ์ใน Compressor station เช่น อุปกรณ์ Rank A จะต้องแก้ไขให้แล้วเสร็จภายใน 24 ชั่วโมง เป็นต้น <p>** หากมีรายการที่ไม่สามารถแก้ไขได้เสร็จตามที่กำหนด เนื่องด้วยสาเหตุใดก็ตามให้นำรายละเอียด NCR ดังกล่าวนำเสนอให้ ผจ.ฝ่าย รับทราบ และอนุมัติกำหนดการแก้ไขใหม่ และอีเมลหลักฐานดังกล่าว ให้พนักงาน ปว. ให้รับทราบทุกครั้ง</p>

สามารถดูรายการ Guideline การรายงาน NCR ได้ที่ภาคผนวก 8.6 ทั้งนี้ การปิดรายงานอุบัติเหตุ และ NCR ในระบบ INCR ขอให้มีการระบุทั้งมาตรการแก้ไขและป้องกัน ให้ครบถ้วน

6.3) การรายงานสอบสวนอุบัติเหตุจากการทำงาน

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน	
ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์	6.3.1	แจ้งอุบัติเหตุทันทีให้กับ ผู้บังคับบัญชาชั้นต้น หรือ เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.) ของหน่วยงานตน หากเป็นแรงงานจ้างเหมา หรือ ผู้รับเหมา ให้แจ้งต่อ พนักงาน ปตท. ที่ควบคุมการปฏิบัติงานในที่เกิดเหตุ
ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์ หรือ พนักงาน ปตท. ที่ได้รับแจ้งเหตุ	6.3.2	เขียนรายงานอุบัติเหตุในทันที หรือแจ้งให้พนักงาน ปตท. ที่ร่วมปฏิบัติงานในที่เกิดเหตุ ทำการรายงานแทนตน <u>ภายใน 24 ชั่วโมง</u>
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.3.3	พิจารณาให้การช่วยเหลือผู้ประสบเหตุ และแก้ไขเบื้องต้น
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน	6.3.4	ประเมินศักยภาพความสูญเสียของอุบัติเหตุในเบื้องต้น กรณีเข้าข่ายต้องดำเนินการสอบสวนโดยคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษ (Special Investigation Team) ให้แจ้ง ปว. ทันที เพื่อประสานงานให้มีการสอบสวน
	6.3.5	รวบรวมข้อมูล ณ จุดเกิดเหตุ และดำเนินการสอบสวนอุบัติเหตุทันที *กรณีเป็น Process Safety Incident ต้องเริ่มดำเนินการสอบสวน <u>ภายใน 48 ชั่วโมง</u> นับจากเกิดอุบัติเหตุ
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.3.6	ประสานงานและติดตามการเขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุจากการทำงาน
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.3.7	รวบรวมสถิติข้อมูลการเกิดอุบัติเหตุ สาเหตุการเกิดอุบัติเหตุ และแนวทางการแก้ไขป้องกันเสนอ ในรายงาน QSHEMC ของหน่วยงานตนเองทุกเดือน
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.3.8	จัดทำสรุปสถิติตามแบบรายงานประสบเหตุอันตรายหรือเจ็บป่วยจากการทำงาน ตามกฎหมายความปลอดภัยในการทำงาน ตามกฎหมายกำหนด และส่งให้ผู้อำนวยการกองรัฐวิสาหกิจสัมพันธ์ กรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน กระทรวงแรงงานและสวัสดิการสังคม (กรณีสถานประกอบการตั้งอยู่ในส่วนภูมิภาคให้ส่งรายงานที่สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงานจังหวัดนั้นๆ)
ผจ.ปว.	6.3.9	รวบรวมข้อมูลและสถิติการเกิดอุบัติเหตุ มาตรการแก้ไขป้องกัน ผลการประเมินทบทวนความเสี่ยงของมาตรการที่กำหนดขึ้นใหม่ จากทุกหน่วยงาน และนำเข้าที่ประชุม TSO Solution และ แจ้งให้ทุกหน่วยงานทราบ

กรณีเป็นอุบัติเหตุจากการทำงานซึ่งมีศักยภาพความสูญเสียในระดับเล็กน้อย

ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชา ชั้นถัดไป	6.3.10	กำหนดให้มีการเขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุให้แล้วเสร็จภายใน <u>24 ชั่วโมง</u> และให้มีการสอบสวนอุบัติเหตุให้แล้วเสร็จภายใน <u>30 วัน</u> นับจากได้รับแจ้งอุบัติเหตุ หมายเหตุ: สำหรับ Quality Incident กรณีที่ต้องสอบสวนโดยผู้เชี่ยวชาญด้านเทคนิค ให้ทำการสอบสวนให้แล้วเสร็จภายใน <u>30 วัน</u> หลังได้ข้อมูลทางเทคนิค
	6.3.11	ร่วมทำการสอบสวนกับผู้ประสบเหตุ หรือผู้เกี่ยวข้อง และวิเคราะห์หาสาเหตุและแนวทางแก้ไขป้องกัน โดยใช้ SCAT เทคนิค หรือเทคนิคอื่นๆ เช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)/ Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น
	6.3.12	พิจารณากำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันการเกิดซ้ำ โดยให้นำผลการสอบสวนการเกิดอุบัติเหตุ/ อุบัติการณ์ มาตรการการแก้ไขป้องกัน และผลการปฏิบัติตามมาตรการแก้ไขป้องกันในครั้งก่อนๆ มาทบทวนเปรียบเทียบ เพื่อให้การกำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันมีประสิทธิภาพที่สุด
	6.3.13	กำหนดให้มีการทบทวนประเมินความเสี่ยงของมาตรการแก้ไขป้องกันที่กำหนดขึ้นใหม่หลังจากการสอบสวนและวิเคราะห์อุบัติเหตุ เพื่อลดความเสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ หรือลดความเสี่ยงประเด็นใหม่ที่เกิดขึ้น เพื่อให้เกณฑ์ความเสี่ยงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ตามที่ถูกระบุไว้ในขั้นตอนปฏิบัติงาน P-ผทต.-0009 ก่อนนำไปปฏิบัติ เพื่อป้องกันการเกิดอุบัติเหตุซ้ำ
	6.3.14	นำผลการสอบสวน มาตรการแก้ไขป้องกัน และผลการประเมินทบทวนความเสี่ยงของมาตรการใหม่ เข้าที่ประชุม QSHEMC ของหน่วยงานตนเอง

กรณีเป็นอุบัติเหตุที่เข้าข่ายต้องตั้งคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ (TSO Special Investigation Team)

ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชา ชั้นถัดไป	6.3.15	กำหนดให้มีการเขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุให้แล้วเสร็จภายใน <u>24 ชั่วโมง</u> และแจ้งข่าวการเกิดอุบัติเหตุ ผจ.ส่วน, ผจ.ฝ่าย เจ้าของพื้นที่ และ ผจ.ปว.โดยทันที
ผจ.ปว.	6.3.16	ประสานงาน ประสานหรือเลขฯ คณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษฯ

		ให้ดำเนินการนัดหมายคณะกรรมการเพื่อทำการสอบสวนอุบัติเหตุ
คณะกรรมการสอบสวน อุบัติเหตุพิเศษฯ (Special Investigation Team)	6.3.17	พิจารณาไปสถานที่เกิดเหตุในพื้นที่เกิดเหตุตามความเหมาะสม เพื่อประชุม ทบทวนรายงานสอบสวนของหน่วยงานประสบเหตุ เพื่อทำการสอบสวน สาเหตุแท้จริงของอุบัติเหตุหรือเทคนิคอื่นๆเช่น โดยใช้เทคนิค SCAT หรือ เทคนิคอื่นๆเช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)/ Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น
	6.3.18	ทำการสอบสวนอุบัติเหตุให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน (รายงานสอบสวน เบื้องต้น) หมายเหตุ สำหรับ Quality Incident กรณีที่ต้องสอบสวนโดยผู้เชี่ยวชาญ ด้าน เทคนิค ให้ทำการสอบสวนให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน หลังได้ข้อมูล ทางเทคนิค
	6.3.19	ผู้จัดการฝ่ายเจ้าของพื้นที่เกิดเหตุ รายงาน ผลการสอบสวนอุบัติเหตุ และ มาตรการแก้ไขป้องกัน ให้ ผตด. ผ่านที่ประชุม TSO Solution / TSOMC
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชาชั้น ถัดไป	6.3.20	บันทึกรายละเอียดการสอบสวนอุบัติเหตุ และมาตรการแก้ไขป้องกัน ในระบบ INCR ภายใน 30 วัน หลังได้รับรายงาน
ผจ.ปว.	6.3.21	สรุปสถิติอุบัติเหตุเข้าที่ประชุม TSOMC ทุกไตรมาส

กรณีเป็นอุบัติเหตุที่เข้าข่ายต้องตั้งคณะกรรมการสอบสวนพิเศษอุบัติเหตุใหญ่หลวงและร้ายแรง กลุ่ม ปตท.

ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชา ชั้นถัดไป	6.3.22	กำหนดให้มีการเขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุให้แล้วเสร็จภายใน 24 ชั่วโมง และแจ้งข่าวการเกิดอุบัติเหตุต่อ ผจ.ปว. โดยทันที
ผจ.ปว.	6.3.23	แจ้งให้ทางผู้จัดการ สังกัด มปญ. รับทราบโดยทันที ประสานเลขานุการ คณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุพิเศษกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติให้ ดำเนินการนัดหมายคณะกรรมการเพื่อทำการสอบสวนอุบัติเหตุ
คณะกรรมการสอบสวน อุบัติเหตุพิเศษฯ (Special Investigation Team)	6.3.24	พิจารณาไปสถานที่เกิดเหตุในพื้นที่เกิดเหตุตามความเหมาะสม เพื่อประชุม ทบทวนรายงานสอบสวนของหน่วยงานประสบเหตุ เพื่อทำการสอบสวน สาเหตุแท้จริงของอุบัติเหตุหรือเทคนิคอื่นๆเช่น โดยใช้เทคนิค SCAT หรือ เทคนิคอื่นๆเช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and

		Effects Analysis (FMEA)/ Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น และเรียกเอกสารจากหน่วยงาน ดังกล่าวมาประกอบการพิจารณาเริ่มดำเนินการสอบสวนอุบัติเหตุ ภายใน 30 วัน นับจากวันที่เกิดเหตุหรือได้รับทราบมูลค่าความเสียหายจากหน่วยงาน ประกันภัย
เลขานุการคณะกรรมการสอบสวนพิเศษอุบัติเหตุใหญ่หลวงและร้ายแรง กลุ่ม ปตท.	6.3.25	ส่งรายงานการสอบสวนอุบัติการณ์ร้ายแรงให้ผู้ที่มีหน้าที่ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของหน่วยงาน และฝ่ายความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ภายใน 1 เดือนหลังจากเกิดเหตุเพื่อทำการทบทวน แต่หากกระบวนการสอบสวนอุบัติการณ์มีความซับซ้อนและไม่สามารถสรุปรายงานการสอบสวนให้แล้วเสร็จภายในกำหนดเวลาได้ ให้แจ้งขยายเวลาสอบสวนเป็นหนังสือโดยระบุเหตุผลความจำเป็นไปยังฝ่ายความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ
เลขานุการคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุร้ายแรงกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ	6.3.26	จัดทำรายงานการสอบสวนอุบัติเหตุเป็นลายลักษณ์อักษร เสนอตามสายงานจนถึงรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ เพื่อพิจารณาสั่งการกับรายงานการสอบสวนอุบัติเหตุต่อไป
	6.3.27	<p>เมื่อมีการส่งรายงานการสอบสวนอุบัติการณ์ร้ายแรงแล้วเสร็จ ให้ดำเนินการดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ผู้บังคับบัญชาที่รับผิดชอบพื้นที่ที่เกิดอุบัติการณ์ร้ายแรง สรุปเหตุการณ์ สาเหตุและแนวทางการดำเนินการแก้ไขและป้องกัน ผ่านระบบ Incident Report ■ ผู้จัดการระดับฝ่ายขึ้นไปของหน่วยงานที่เกิดอุบัติการณ์ร้ายแรง สรุปเหตุการณ์สาเหตุ และแนวทางการดำเนินการแก้ไขและป้องกัน และนำเสนอต่อคณะกรรมการ QSHE ปตท. ในพื้นที่ที่มีการประชุมคณะกรรมการ QSHE ของปตท. ■ ผู้บังคับบัญชาของสายงานที่เกิดอุบัติการณ์ร้ายแรง (ระดับผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ขึ้นไป) ส่งรายงานให้ผู้บังคับบัญชาลำดับถัดขึ้นไปของสายงาน โดยสรุปเหตุการณ์ สาเหตุ และแนวทางการดำเนินการแก้ไขและป้องกัน เพื่อเสนอต่อที่ประชุมคณะกรรมการจัดการ ปตท. (PTTMC) ในพื้นที่ที่การดำเนินการตามข้อ 6.3.24 แล้วเสร็จ และให้ติดตามมาตรการดำเนินการแก้ไขและป้องกันของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามระยะเวลาที่กำหนดจนแล้วเสร็จ

		<ul style="list-style-type: none"> ฝ่ายความมั่นคง ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม เป็นศูนย์กลางในการจัดเก็บข้อมูลเพื่อใช้อ้างอิง รวมทั้งพิจารณาดำเนินการจัดทำและเผยแพร่ Lesson Learned ให้ผู้เกี่ยวข้องทราบ
ผจ.ปว.	6.3.28	สรุปสถิติอุบัติเหตุเข้าที่ประชุม TSOMC ทุกไตรมาส

6.4) การรายงานสอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท.

ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์	6.4.1	แจ้งประกันภัย และ/หรือ เจ้าหน้าที่ตำรวจ เพื่อให้เจ้าหน้าที่ประกันภัยออกใบรับแจ้งเคลมประกัน และหรือเพื่อขอสำเนานบันทึกประจำวันจากเจ้าหน้าที่ตำรวจ ตามความจำเป็นของเหตุการณ์
	6.4.2	กรณีเป็นอุบัติเหตุทางยานพาหนะที่มีความสัภาพความสูญเสีย หรือมีความสูญเสีย ในระดับร้ายแรง หรือผู้ประสบเหตุต้องการความช่วยเหลือเร่งด่วน ให้แจ้งข่าวการเกิดอุบัติเหตุโดยทันทีให้กับ ผู้บังคับบัญชาชั้นต้น หรือเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.) ของหน่วยงานตน หากเป็นแรงงานจ้างเหมา หรือ ผู้รับเหมา ให้แจ้งต่อ พนักงาน ปตท. ที่ควบคุมการปฏิบัติงานในที่เกิดเหตุ

ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์ หรือ พนักงาน ปตท. ที่ได้รับแจ้ง เหตุ	6.4.3	เขียนรายงานอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. โดยผ่านระบบ INCR ปตท. ภายใน 24 ชั่วโมง หรือมอบหมายให้พนักงานในหน่วยงานรายงาน แทนตน
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ เจ้าหน้าที่ความ ปลอดภัยฯ (จป.) /	6.4.4	พิจารณาให้การช่วยเหลือผู้ประสบเหตุ และแก้ไขเบื้องต้น
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน	6.4.5	<p>ประเมินศักยภาพความสูญเสียของอุบัติเหตุในเบื้องต้น ว่ามีการบาดเจ็บหรือ ทรัพย์สินเสียหาย ในระดับใด</p> <p>กรณีที่เป็นอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ที่เข้าข่าย ตาม ข้อกำหนด บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ว่าด้วยมาตรการด้านความปลอดภัยในการ ป้องกันและ แก้ไขอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ข้อ 8.2 ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บถึงขั้นหยุดงานในวันทำงานถัดไป หรือ เสียชีวิต 2. กรณียานพาหนะได้รับความเสียหายและพนักงาน ปตท. เป็นฝ่ายผิด ทำให้ ปตท. ได้รับความเสียหาย ดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> - สำหรับรถยนต์ที่ทุนประกันไม่เกิน 1,000,000 บาท มูลค่าความ เสียหายตั้งแต่ 100,000 บาทขึ้นไป - สำหรับรถยนต์ที่ทุนประกันเกิน 1,000,000 บาท มูลค่าความ เสียหายตั้งแต่ 10% ของทุนประกัน 3. กรณียานพาหนะสูญหาย 4. กรณีอื่นๆ ที่ผู้บังคับบัญชาระดับฝ่ายขึ้นไปของผู้ขับขี่ประสบเหตุ หรือคณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุยานพาหนะเห็นชอบดำเนินการให้แจ้ง ผจ.ปว. เพื่อเป็นตัวแทนสายงาน ผตด. ในการนัดหมายคณะกรรมการ สอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะ เพื่อทำการวิเคราะห์สอบสวนตามอำนาจ ของคณะกรรมการฯ
	6.4.6	กำหนดให้ผู้ประสบเหตุ หรือผู้รายงานแทน เขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุ โดยระบบรายงานอุบัติเหตุทางยานพาหนะของ บมจ. ปตท. ผ่านระบบ

		INCR และร่วมทำการสอบสวนวิเคราะห์หาสาเหตุร่วมกับผู้ประสบเหตุหรือผู้เกี่ยวข้อง
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.4.7	ประสานงานและติดตามการเขียนรายงานสอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะ
	6.4.8	รวบรวมสถิติข้อมูลการเกิดอุบัติเหตุจากยานพาหนะ สาเหตุการเกิดอุบัติเหตุ และแนวทางการแก้ไขป้องกันเสนอ ในรายงาน QSHEMC ของหน่วยงานตนเองทุกเดือน
ผจ.ปว.	6.4.9	รวบรวมข้อมูลและสถิติการอุบัติเหตุจากยานพาหนะ มาตรการแก้ไขป้องกันผลการประเมินทบทวนความเสี่ยงของมาตรการใหม่ ของทุกหน่วยงาน และนำเข้าที่ประชุม TSOMC/ TSO Solution และ แจ้งให้ทุกหน่วยงานทราบ

กรณีเป็นอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ซึ่งมีศักยภาพความสูญเสียในระดับเล็กน้อย

ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของหน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชาชั้นถัดไป	6.4.10	กำหนดให้มีการรายงานสอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ผ่าน ระบบ INCR ภายใน 24 ชั่วโมง และสอบสวนให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากได้รับแจ้งอุบัติเหตุ
ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของหน่วยงาน/ เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.4.11	ร่วมทำการสอบสวนกับผู้ประสบเหตุ หรือผู้เกี่ยวข้อง และวิเคราะห์หาสาเหตุและแนวทางแก้ไขป้องกัน โดยใช้เทคนิค SCAT หรือเทคนิคอื่นๆ เช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)/ Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น
	6.4.12	พิจารณากำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันการเกิดซ้ำ โดยให้นำผลการสอบสวนการเกิดอุบัติเหตุ/ อุบัติการณ์ มาตรการการแก้ไขป้องกัน และผลการปฏิบัติตามมาตรการแก้ไขป้องกันในครั้งก่อนๆ มาทบทวนเปรียบเทียบเพื่อทำให้การกำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันมีประสิทธิภาพที่สุด
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.4.13	นำผลการสอบสวน มาตรการแก้ไขป้องกัน และผลการประเมินทบทวนความเสี่ยงของมาตรการใหม่ เข้าที่ประชุม QSHEMC ของหน่วยงานตน และสำเนาให้ ปว. เพื่อแจ้งให้ทุกหน่วยงานทราบ

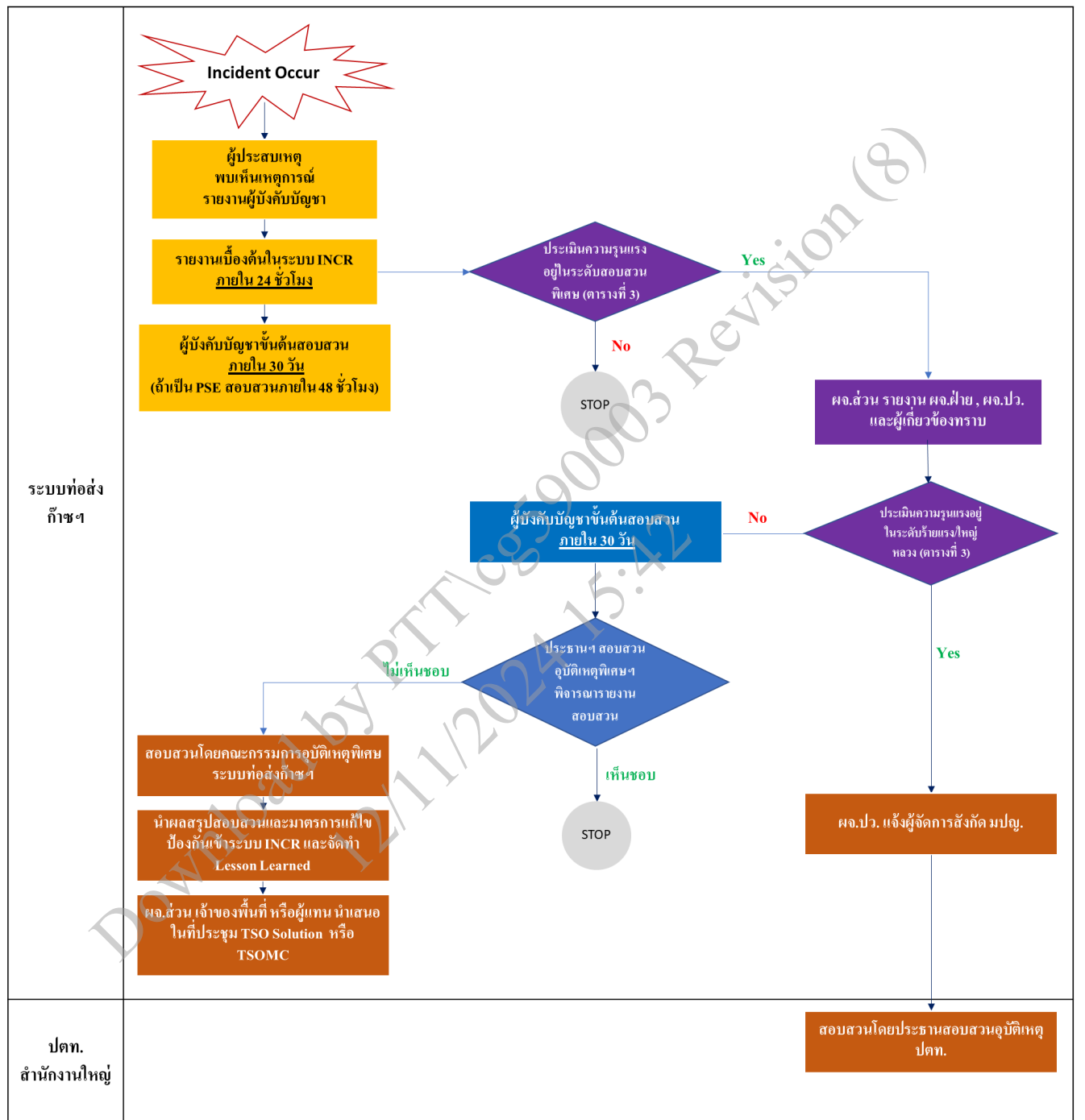
กรณีเป็นอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ที่เข้าข่าย ตาม ข้อกำหนดบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ว่าด้วย
มาตรการด้านความปลอดภัยในการป้องกันและแก้ไขอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ข้อ 8.2

ผู้บังคับบัญชาชั้นต้นของ หน่วยงาน/ ผู้บังคับบัญชา ชั้นถัดไป	6.4.14	กำหนดให้มีการรายงานผลสอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ผ่าน ระบบ INCR (ภายใน 24 ชั่วโมง) และสอบสวนให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากได้รับแจ้งอุบัติเหตุ
ผจ.ปว.	6.4.15	แจ้งข่าวการเกิดอุบัติเหตุจากยานพาหนะของ ปตท. ให้ทุกหน่วยงานทราบ ทันที โดย โทรศัพท์หรือ E-Mail เพื่อเฝ้าระวังการเกิดซ้ำ และประสานงาน คณะกรรมการสอบสวนอุบัติเหตุจากยานพาหนะเพื่อทำการสอบสวนและ วิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริง
คณะกรรมการสอบสวน อุบัติเหตุจากยานพาหนะ	6.4.16	พิจารณาไปสถานที่เกิดเหตุในพื้นที่เกิดเหตุตามความเหมาะสม และทำการ ประชุมทบทวนผลการสอบสวนของหน่วยงานที่ประสบเหตุ เพื่อทำการ สอบสวนวิเคราะห์หาสาเหตุแท้จริงของอุบัติเหตุ โดยใช้ เทคนิค SCAT หรือ เทคนิคอื่นๆเช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)/ Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น และพิจารณาหาแนวทางการแก้ไขป้องกันมิให้เกิดซ้ำขึ้นอีก
	6.4.17	พิจารณากำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันการเกิดซ้ำ โดยให้นำผลการ สอบสวนการเกิดอุบัติเหตุ/ อุบัติการณ์ มาตรการการแก้ไขป้องกัน และผล การปฏิบัติตามมาตรการแก้ไขป้องกันในครั้งก่อนๆ มาทบทวนเปรียบเทียบ เพื่อทำให้การกำหนดมาตรการแก้ไขป้องกันมีประสิทธิภาพที่สุด
	6.4.18	กำหนดให้มีการทบทวนประเมินความเสี่ยงของมาตรการแก้ไขป้องกันที่ กำหนดขึ้นใหม่หลังจากการสอบสวนและวิเคราะห์อุบัติเหตุ เพื่อลดความ เสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ หรือลดความเสี่ยงประเด็นใหม่ที่เกิดขึ้น เพื่อให้เกณฑ์ ความเสี่ยงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ตามที่ถูกระบุไว้ในขั้นตอนปฏิบัติงาน P-ผทต.-0009 ก่อนนำไปปฏิบัติ เพื่อป้องกันการเกิดอุบัติเหตุซ้ำ
ผจ.ปว	6.4.19	นำผลการสอบสวน มาตรการแก้ไขป้องกัน และผลการประเมินทบทวน ความเสี่ยงของมาตรการใหม่ เข้าที่ประชุม TSOMC/TSO Solution และแจ้ง ให้ทุกหน่วยงานทราบ

6.5) การรายงานสภาพการกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐาน / อุบัติการณ์

ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์	6.5.1	เขียนรายงานสภาพการกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐาน / อุบัติการณ์ โดย Login เข้าระบบ INCR หากเป็นแรงงานจ้างเหมา หรือ ผู้รับเหมา ให้แจ้งต่อ พนักงาน ปตท. ที่ควบคุมการปฏิบัติงานเป็นผู้รายงานแทน โดยผู้รายงาน จะต้องทำการบันทึกข้อมูล ศักยภาพความสูญเสีย ความถี่ หน่วยงานที่รับผิดชอบในการแก้ไข ผลการดำเนินแก้ไขแล้วเสร็จหรือไม่แล้วเสร็จ หลังจากนั้น ระบบการรายงานอุบัติเหตุ (INCR) จะ E-mail แจ้งเตือนไปยัง ผจ.ปว. โดยอัตโนมัติ
ผู้บังคับ ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์	6.5.2	ผู้บังคับบัญชาพิจารณาใบรายงาน เมื่อแล้วเสร็จระบบฯ จะบันทึกผลลง ฐานข้อมูล และ ระบบการรายงานอุบัติเหตุ (INCR) จะ E-MAIL ให้ ผู้เกี่ยวข้องทราบเพื่อติดตามรายงานผลการแก้ไขป้องกันต่อไปและเมื่อ ผู้บังคับบัญชารับทราบผลการแก้ไขแล้ว ระบบจะส่งต่อไปให้ ปว. พิจารณา เพื่อตรวจสอบความครบถ้วนของข้อมูล
ผจ.ปว./ เจ้าหน้าที่ความ ปลอดภัยฯ (จป.)	6.5.3	ทำการสอบสวนวิเคราะห์การเกิดอุบัติเหตุโดยใช้เทคนิค SCAT หรือ เทคนิคอื่นๆเช่น Hazard and Operability (HAZOP)/ Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)/Fault Tree Analysis (FTA)/ Event Tree Analysis (ETA) เป็นต้น
	6.5.4	พิจารณากำหนดมาตรการแก้ไข โดยให้นำผลการสอบสวนอุบัติเหตุ มาตรการแก้ไขป้องกันการเกิดซ้ำ และผลการปฏิบัติตามมาตรการแก้ไข ป้องกันในครั้งก่อนๆมาทบทวนเปรียบเทียบเพื่อทำการกำหนดมาตรการ แก้ไขป้องกันมีประสิทธิภาพที่สุด
ผู้ประสบเหตุ/ ผู้พบเห็นเหตุการณ์	6.5.5	กรณีสภาพการกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐาน หรืออุบัติเหตุอื่นๆ ยังไม่ได้รับการแก้ไข ให้ประสานงานกับหน่วยงานที่รับผิดชอบแก้ไขต่อไป เพื่อ รายงานสรุปผลการแก้ไขให้แล้วเสร็จ
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ (จป.)	6.5.6	สรุปข้อมูลการรายงานสภาพการกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐานของหน่วยงาน และรายงานในที่ประชุม QSEMC ของหน่วยงานทุกเดือน
ผจ.ปว	6.5.7	สรุปข้อมูลการรายงานสภาพการกระทำที่ต่ำกว่ามาตรฐานที่มีนัยสำคัญและ สื่อความให้ทุกหน่วยงานทราบผ่านรายงาน QSEMC ปว. เพื่อป้องกันการ เกิดซ้ำ

แผนผังขั้นตอนการรายงานอุบัติเหตุสายงานระบบท่อส่งก๊าซฯ



ส่วนที่ 7 ตัวชี้วัด (Key Performance Indicator : KPI) ของกระบวนการทำงานที่สำคัญ (Core Process)

ลำดับ	ตัววัดความสำเร็จ (PI)	สถานะ (Related)	ค่าเป้าหมาย (Target)
1	ผู้บริหารและพนักงานเข้าใจกระบวนการรายงานอุบัติเหตุ อุบัติการณ์	บังคับเกี่ยวข้อง	100%
2	อุบัติเหตุ อุบัติการณ์ที่เกิดขึ้นได้รับการสอบสวนและวางแผน ทางแก้ไข ป้องกันตามที่กำหนดไว้	บังคับเกี่ยวข้อง	100%

ส่วนที่ 8 ภาคผนวก

ภาคผนวก 8.1 เกณฑ์การแบ่งระดับความรุนแรงของอุบัติการณ์

1) เกณฑ์การแบ่งระดับของความรุนแรงของอุบัติการณ์ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม (Safety and Environment Incident)

ผลกระทบ	Personal Safety & and Environment Incident			
	ใหญ่หลวง (Catastrophic)	ร้ายแรง (Major)	ปานกลาง (Medium)	เล็กน้อย (Low)
ผลกระทบต่อบุคคล	เสียชีวิต และทุพพลภาพถาวร	<ul style="list-style-type: none"> - อุบัติเหตุที่เกิดจากงาน Operation/อุบัติเหตุรถยนต์ = หยุดงานตั้งแต่ 1 วันขึ้นไป - อุบัติเหตุในสำนักงาน หรือ ไม่ได้เกิดจากงาน Operation = หยุดงานตั้งแต่ 4 วันขึ้นไป 	<ul style="list-style-type: none"> - อุบัติเหตุที่เกิดจากงาน Operation/อุบัติเหตุรถยนต์ = การถูกจำกัดลักษณะการทำงาน, การรับการรักษาทางการแพทย์ - อุบัติเหตุในสำนักงาน หรือ ไม่ได้เกิดจากงาน Operation = หยุดงานตั้งแต่ 1-3 วัน, การถูกจำกัดลักษณะการทำงาน, การรับการรักษาทางการแพทย์ 	ปฐมพยาบาล
ผลกระทบต่อทรัพย์สิน	ตามเกณฑ์ความรุนแรงผลกระทบต่อทรัพย์สินด้านล่าง			
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมที่มีนัยสำคัญ (การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณีที่มีปริมาณมากกว่า 100 บาร์เรลขึ้นไป หรือ การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อม ที่เป็นพื้นที่เสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อม ทุกปริมาณ)	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณีที่มีปริมาณตั้งแต่ 1-100 บาร์เรล	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี ที่มีปริมาณน้อยกว่า 1 บาร์เรล	การหกรั่วไหลที่ไม่ลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี
ผลกระทบต่อชื่อเสียงองค์กร	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่างใหญ่หลวง โดยเป็นที่สนใจในระดับนานาชาติ	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่างมาก โดยเป็นที่สนใจในระดับประเทศ	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทปานกลาง โดยเป็นที่สนใจในระดับจังหวัด	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทเล็กน้อย โดยเป็นที่สนใจในระดับท้องถิ่น

ผลกระทบ	Process Safety Incident			
	ใหญ่หลวง (Catastrophic)	ร้ายแรง (Major)	ปานกลาง (Medium)	เล็กน้อย (Low)
อุบัติการณ์ความปลอดภัยกระบวนการผลิตที่ไม่ได้เกิดกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ภายนอกเขตพื้นที่ปฏิบัติการ				
อ้างอิงตาม API RP 754*	Process Safety Event Tier 1	Process Safety Event Tier 2	Process Safety Event Tier 3 (เฉพาะอุบัติการณ์ที่มีการรั่วไหล)	-
อุบัติการณ์ความปลอดภัยกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ภายนอกเขตพื้นที่ปฏิบัติการ				
การปฏิบัติการ จ่ายก๊าซฯ และ บุคคลภายนอก	เกิดก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และ ต้องหยุด ปฏิบัติการจ่ายก๊าซฯ และ มีผลกระทบ ต่อบุคคลภายนอกอย่าง ใดอย่างหนึ่งดังต่อไปนี้ <ul style="list-style-type: none"> เกิดความเสียหายต่อทรัพย์สิน ของบุคคลภายนอก มีการประกาศอย่างเป็นทางการ ให้ชุมชนอพยพ หรือ หลบอยู่ ในเคหะสถาน มีการปิดกั้นพื้นที่สาธารณะเพื่อ ความปลอดภัย (เช่น ปิดถนน) 	เกิดก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และ ต้องหยุด ปฏิบัติการจ่ายก๊าซฯ โดยไม่มีผลกระทบต่อ บุคคลภายนอก (ในด้านทรัพย์สิน, การอพยพ, ปิดกั้นพื้นที่)	เกิดก๊าซธรรมชาติรั่วไหล แต่ไม่ต้องหยุดปฏิบัติการ จ่ายก๊าซฯ โดยเกิดการรั่วไหล ในช่วงท่อส่งก๊าซฯ ที่เป็น Location Class 3 หรือ 4	เกิดก๊าซธรรมชาติรั่วไหล แต่ไม่ต้องหยุดปฏิบัติการ จ่ายก๊าซฯ โดยเกิดการรั่วไหล ในช่วงท่อส่งก๊าซฯ ที่เป็น Location Class 1 หรือ 2
ผลกระทบต่อ ทรัพย์สิน ปตท.	ตามเกณฑ์ความรุนแรงผลกระทบต่อทรัพย์สินในตารางด้านล่าง			
บุคคล	เสียชีวิต หรือ ทุพพลภาพถาวร	บุคลากรที่ปฏิบัติงานให้ ปตท. <ul style="list-style-type: none"> หยุดงานตั้งแต่ 1 วันขึ้นไป บุคคลภายนอก เข้ารับการรักษาทาง การแพทย์โดยต้องพักฟื้น ในสถานพยาบาล หรือ มีใบรับรองแพทย์ให้พักฟื้น ตั้งแต่ 1 วันขึ้นไป 	บุคลากรที่ปฏิบัติงานให้ ปตท. <ul style="list-style-type: none"> การถูกจำกัดลักษณะ การทำงาน หรือ เข้ารับ การรักษาทางการแพทย์ บุคคลภายนอก เข้ารับการรักษาทางการแพทย์ 	ปฐมพยาบาล
ชื่อเสียงองค์กร	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่าง ใหญ่หลวง โดยเป็นที่สนใจในระดับ นานาชาติ	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัท อย่างมาก โดยเป็นที่สนใจ ในระดับประเทศ	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัท ปานกลาง โดยเป็นที่สนใจในระดับ จังหวัด	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัท เล็กน้อย โดยเป็นที่สนใจ ในระดับท้องถิ่น

หมายเหตุ * ดูรายละเอียดเกณฑ์ API RP 754 ได้ในภาคผนวกหัวข้อ 8.2

เกณฑ์ความรุนแรงผลกระทบต่อทรัพย์สิน				
Operation Type	ใหญ่หลวง (Catastrophic)	ร้ายแรง (Major)	ปานกลาง (Medium)	เล็กน้อย (Low)
Exploration & Production	>75,000,000 บาท	37,500,000 บาท	22,500,000 บาท	<22,500,000 บาท
Gas Processing/ Transmission				
Petrochem				
Refinery				
Utility/Power Plant	>30,000,000 บาท	15,000,000 บาท	9,000,000 บาท	<9,000,000 บาท
Terminal & NGV Mother Station	>15,000,000 บาท	7,500,000 บาท	4,500,000 บาท	<4,500,000 บาท
Retail	>480,000 บาท	240,000 บาท	144,000 บาท	<144,000 บาท
Building				
InI / Lab	>480,000 บาท	240,000 บาท	144,000 บาท	<144,000 บาท

2) เกณฑ์การแบ่งระดับของความรุนแรงของอุบัติเหตุรถยนต์ (Car Incident)

ผลกระทบ	Car Incident			
	ใหญ่หลวง (Catastrophic)	ร้ายแรง (Major)	ปานกลาง (Medium)	เล็กน้อย (Low)
ผลกระทบต่อบุคคล ^{*1}	เสียชีวิต และทุพพลภาพถาวร ที่รถ ปตท. เป็นฝ่ายผิด	หยุดงานตั้งแต่ 1 วันขึ้นไป ที่รถ ปตท. เป็นฝ่ายผิด	การถูกจำกัดลักษณะการทำงาน การรับการรักษาทางการแพทย์ ที่รถ ปตท. เป็นฝ่ายผิด	ปฐมพยาบาล ที่รถ ปตท. เป็นฝ่ายผิด
ผลกระทบต่อทรัพย์สิน	Total Loss (ต้องขายซากรถ)	1. ความเสียหายตั้งแต่ 100,000 บาทขึ้นไป 2. สำหรับรถที่มีทุนประกันมากกว่า 1 ล้านบาท ความเสียหาย > 10 %ของทุนประกัน	1. ความเสียหายตั้งแต่ 50,000 บาทขึ้นไป 2. สำหรับรถที่มีทุนประกันมากกว่า 1 ล้านบาท ความเสียหาย < 10 %ของทุนประกัน	ความเสียหายน้อยกว่า 50,000 บาท

3) เกณฑ์การแบ่งระดับของความรุนแรงของอุบัติการณ์ด้านความมั่นคง (Security Incident)

ผลกระทบ	Security Incident			
	ใหญ่หลวง (Catastrophic)	ร้ายแรง (Major)	ปานกลาง (Medium)	เล็กน้อย (Low)
ผลกระทบต่อบุคคล	เสียชีวิต และทุพพลภาพถาวร	ได้รับผลกระทบทางร่างกายหรือให้ต้องหยุดงานตั้งแต่ 1 วัน	ได้รับผลกระทบทางด้านร่างกายแต่ไม่หยุดงาน	ไม่มีผลกระทบต่อทางด้านร่างกาย
ผลกระทบต่อทรัพย์สิน	1. มูลค่าความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมมากกว่า 1,000,000 บาท 2. ทรัพย์สินที่สูญหายมีผลกระทบต่อความมั่นคงขององค์กร เช่น อาวุธหรือ ยุทธภัณฑ์ เป็นต้น	มูลค่าความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมมากกว่า 100,000 บาท	มูลค่าความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมมากกว่า 2,500 บาท แต่ไม่เกิน 100,000 บาท	มูลค่าความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมน้อยกว่า 2,500 บาท
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมที่มีนัยสำคัญ (การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี ที่มีปริมาณมากกว่า 100 บาร์เรลขึ้นไป หรือการหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมที่เป็นพื้นที่เสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อมทุกปริมาณ)	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี ที่มีปริมาณตั้งแต่ 1-100 บาร์เรล	การหกรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี ที่มีปริมาณน้อยกว่า 1 บาร์เรล	การหกรั่วไหลที่ไม่ลงสู่สิ่งแวดล้อมทุกกรณี
ผลกระทบต่อชื่อเสียงองค์กร	1. ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่างใหญ่หลวง โดยเป็นที่สนใจในระดับนานาชาติ 2. เหตุการณ์ที่มีการข่มขู่จากภายในหรือภายนอก และพบว่ามีการข่มขู่นั้นเป็นความจริงทำให้ต้องดำเนินการตามแผนฉุกเฉิน	1. ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทอย่างมาก โดยเป็นที่สนใจในระดับประเทศ 2. เหตุการณ์ที่มีการข่มขู่จากภายในหรือภายนอก และพบว่ามีการข่มขู่นั้นไม่เป็นความจริงแต่ทำให้ต้องดำเนินการตามแผนฉุกเฉิน	1. ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทปานกลาง โดยเป็นที่สนใจในระดับจังหวัด 2. เหตุการณ์ที่มีการข่มขู่จากภายในหรือภายนอก แต่เชื่อได้ว่าเหตุการณ์นั้นไม่เป็นความจริงและตัดสินใจไม่ดำเนินการตามแผนฉุกเฉิน	1. ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงบริษัทเล็กน้อย โดยเป็นที่สนใจในระดับท้องถิ่น

ภาคผนวก 8.2 รายละเอียดเกณฑ์ API RP 754

1) เกณฑ์การแบ่งระดับความรุนแรง Process Safety Event Tier 1 และ Tier 2

ระดับความรุนแรงของอุบัติการณ์ด้านความปลอดภัยกระบวนการผลิตที่ไม่ได้เกิดกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติภายนอกพื้นที่ปฏิบัติการใช้การอ้างอิงจากมาตรฐาน API Recommended Practice 754 (API RP 754, 3rd Edition, August 2021) ซึ่งพิจารณาจากผลกระทบที่เกิดขึ้นเมื่อมีเหตุการณ์รั่วไหลที่ไม่ได้ตั้งใจ หรือควบคุมไม่ได้จากที่กักเก็บชั้นแรก (Loss of Primary Containment: LOPC) ตามตารางด้านล่าง สำหรับการพิจารณาความรุนแรงจากปริมาณการรั่วไหลดูได้จากตารางในภาคผนวก 8.2

ผลกระทบ	ระดับความรุนแรง	
	PSE Tier 1	PSE Tier 2
การบาดเจ็บของพนักงานหรือ ผู้รับเหมา	เสียชีวิต หรือ ได้รับบาดเจ็บตั้งแต่ขั้นหยุดงานขึ้นไปจากเหตุการณ์	ได้รับบาดเจ็บระดับเข้ารับการรักษาททางการแพทย์ (Medical Treatment Case: MTC)
การบาดเจ็บของบุคคลภายนอก	เสียชีวิต หรือ ต้องพักรักษาตัวในโรงพยาบาล (hospital admission)	-
ชุมชนภายนอก	มีการประกาศอย่างเป็นทางการให้ชุมชนอพยพ หรือ หลบอยู่ในเคหสถาน	-
ไฟไหม้ หรือ ระเบิด	ไฟไหม้ หรือ ระเบิดที่ส่งผลให้เกิดความเสียหายทางตรงมูลค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 100,000 เหรียญสหรัฐ	ไฟไหม้ หรือ ระเบิดที่ส่งผลให้เกิดความเสียหายทางตรงมูลค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 2,500 เหรียญสหรัฐ แต่น้อยกว่า 100,000 เหรียญสหรัฐ
การหกฉลักรั่วไหลของสาร	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 1	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 2
การระบายสารออกผ่านอุปกรณ์ระบายความดัน (pressure relief) หรือ ออกจาก permitted or regulated source	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 1 และมีผลกระทบตามอย่างน้อย 1 รายการ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> เกิด Rainout⁽¹⁾ เกิดการระบายไปยังจุดที่มีโอกาสจะก่อให้เกิดอันตราย (potentially unsafe location) สั่งให้อยู่ในอาคาร หรือ ให้มีการอพยพ (on-site shelter-in-place or on-site 	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 2 และมีผลกระทบตามอย่างน้อย 1 รายการ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> เกิด Rainout⁽¹⁾ เกิดการระบายไปยังจุดที่มีโอกาสจะก่อให้เกิดอันตราย (potentially unsafe location) สั่งให้อยู่ในอาคาร หรือ ให้มีการอพยพ (on-site shelter-in-place or on-site

ผลกระทบ	ระดับความรุนแรง	
	PSE Tier 1	PSE Tier 2
	evacuation) ● มีการปิดกั้นพื้นที่สาธารณะ (เช่น ปิดถนน)	evacuation ● มีการปิดกั้นพื้นที่สาธารณะ (เช่น ปิดถนน)
การรั่วไหลที่ไม่เกิดการติดไฟ (ยกเว้นการรั่วไหลจาก PRD หรือ permitted or regulated source)	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าหรือ เท่ากับค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 1	มีสารรั่วไหลออกมาปริมาณมากกว่าหรือ เท่ากับค่าที่กำหนดในระยะเวลา 1 ชั่วโมงใด ๆ ตามตารางในหัวข้อ 8.2 คอลัมน์ Tier 2
หมายเหตุ: (1) Rainout หมายถึง เหตุการณ์ผิดปกติที่มีการระบายสารออกสู่อากาศผ่านอุปกรณ์ระบาย ซึ่งสารที่ระบายออกมาจะมีของเหลวปนกับก๊าซ เช่น การปล่อยสารออก Flare แล้วพบว่ามี liquid hydrocarbon ปนออกมากับก๊าซด้วย เป็นต้น และมีสารที่เป็นของเหลวร่วงหล่นถึงพื้น		

2) PSE Tier 1 and Tier 2 Material Release Threshold Quantities

Threshold Release Category	Material Hazard Classification	Tier 1		Tier 2	
		Outdoor Release	Indoor Release	Outdoor Release	Indoor Release
TRC 1	TIH Zone A Materials	≥ 5 kg (11 lb)	≥ 0.5 kg (1.1 lb)	≥ 0.5 kg (1.1 lb)	≥ 0.25 kg (0.55 lb)
TRC 2	TIH Zone B Materials	≥ 25 kg (55 lb)	≥ 2.5 kg (5.5 lb)	≥ 2.5 kg (5.5 lb)	≥ 1.25 kg (2.75 lb)
TRC 3	TIH Zone C Materials	≥ 100 kg (220 lb)	≥ 10 kg (22 lb)	≥ 10 kg (22 lb)	≥ 5 kg (11 lb)
TRC 4	TIH Zone D Materials	≥ 200 kg (440 lb)	≥ 20 kg (44 lb)	≥ 20 kg (44 lb)	≥ 10 kg (22 lb)
TRC 5	Flammable gases	≥ 500 kg (1100 lb)	≥ 50 kg (110 lb)	≥ 50 kg (110 lb)	≥ 25 kg (55 lb)
	Liquids with normal boiling point ≤ 35 °C (95 °F) and flash point < 23 °C (73 °F)				
	Other Packing Group I materials (excluding acids/bases and excluding UNDG Class 1; Class 2.2; Class 4.2; Class 4.3; Class 7; and Class 9 materials)				
TRC 6	Liquids with normal boiling point > 35 °C (95 °F) and flash point < 23 °C (73 °F)	≥ 1000 kg (2200 lb)	≥ 100 kg (220 lb)	≥ 100 kg (220 lb)	≥ 50 kg (110 lb)
	Crude oil ≥ 15 API Gravity (unless actual flash point available)	or ≥ 7 bbl	or ≥ 0.7 bbl	or ≥ 0.7 bbl	or ≥ 0.35 bbl

Threshold Release Category	Material Hazard Classification	Tier 1		Tier 2	
		Outdoor Release	Indoor Release	Outdoor Release	Indoor Release
	Other Packing Group II materials (excluding acids/bases and excluding UNDG Class 1; Class 2.2; Class 4.2; Class 4.3; Class 7; and Class 9 materials)				
TRC 7	Liquids with flash point $\geq 23\text{ }^{\circ}\text{C}$ (73 $^{\circ}\text{F}$) and $\leq 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (140 $^{\circ}\text{F}$)	$\geq 2000\text{ kg}$ (4400 lb) or $\geq 14\text{ bbl}$	$\geq 200\text{ kg}$ (440 lb) or $\geq 1.4\text{ bbl}$	$\geq 200\text{ kg}$ (440 lb) or $\geq 1.4\text{ bbl}$	$\geq 100\text{ kg}$ (220 lb) or $\geq 0.7\text{ bbl}$
	Liquids with flash point $> 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (140 $^{\circ}\text{F}$) released at a temperature at or above flash point				
	Crude oil < 15 API Gravity (unless actual flash point available)				
	UNDG Class 2, Division 2.2 (non-flammable, non-toxic gases) excluding air				
	Other Packing Group III materials (excluding acids/bases and excluding UNDG Class 1; Class 2.2; Class 4.2; Class 4.3; Class 7; and Class 9 materials)				
TRC 8	Liquids with flash point $> 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ (140 $^{\circ}\text{F}$) and $\leq 93\text{ }^{\circ}\text{C}$ (200 $^{\circ}\text{F}$) released at a temperature below flash point		-	$\geq 1000\text{ kg}$ (2200 lb)	$\geq 500\text{ kg}$ (1100 lb)
	Strong acids/bases*			or $\geq 7\text{ bbl}$	or $\geq 3.5\text{ bbl}$
Remark: * Substances with GHS Skin Corrosion Category 1A or substances with pH < 1 or pH > 12.5 . Either definition may be used for classification. The GHS definition is considered more precise for skin corrosion classification; however, availability of this measurement may preclude its use.					

3) แนวทางพิจารณา Packing group, Hazard zone และ Threshold quantity สำหรับสารไวไฟและสารพิษ (Flammable and Toxic Materials)

Flammable Materials:

Hazard Grouping Based on Flammability		
Packing Group	Flash Point (Closed-cup)	Normal Boiling Point
I	-	$\leq 35^{\circ}\text{C}$ (95°F)
II	$< 23^{\circ}\text{C}$ (73°F)	$> 35^{\circ}\text{C}$ (95°F)
III	$\geq 23^{\circ}\text{C}$ (73°F) 60°C (140°F)	$> 35^{\circ}\text{C}$ (95°F)

Toxic Vapours:

TIH Hazard Zones A, B, C, and D per U.S. DOT regulations.

Hazard Zone	Inhalation Toxicity
A	LC ₅₀ less than or equal to 200 ppm
B	LC ₅₀ greater than 200 ppm and less than or equal to 1000 ppm
C	LC ₅₀ greater than 1000 ppm and less than or equal to 3000 ppm
D	LC ₅₀ greater than 3000 ppm or less than or equal to 5000 ppm

Toxic Liquids:

Packing Group	Oral Toxicity LD ₅₀ (mg/kg)	Dermal Toxicity LD ₅₀ (mg/kg)	Inhalation Toxicity by Dusts and Mists LC ₅₀ (mg/L)
I	≤5.0	≤50	≤0.2
II	>5.0 and ≤50	>50 and ≤200	>0.2 and ≤2.0
III	>50 and ≤300	>200 and ≤1000	>2.0 and ≤4.0

The packing group and hazard zone assignments for liquids based on inhalation of vapors is defined in the following table:

Packing Group	Vapor Concentration and Toxicity
I (Hazard Zone A)	$V \geq 500 \text{ LC}_{50}$ and $\text{LC}_{50} \leq 200 \text{ mL/M}^3$
I (Hazard Zone B)	$V \geq 10 \text{ LC}_{50}$; $\text{LC}_{50} \leq 1000 \text{ mL/m}^3$; and the criteria for Packing Group I, Hazard Zone A are not met
II	$V \geq \text{LC}_{50}$; $\text{LC}_{50} \leq 3000 \text{ mL/m}^3$; and the criteria for Packing Group I, are not met
III	$V \geq 0.2 \text{ LC}_{50}$; $\text{LC}_{50} \leq 5000 \text{ mL/m}^3$; and the criteria for Packing Groups I and II, are not met
NOTE V is the saturated vapor concentration in air of the material in mL/m^3 at 20 °C and standard atmospheric pressure.	

Example (TIH-Toxic Inhalation Hazard & Zones Hazard Zone A, B, C and D)

- TIH –Zone A: Br, HCN, Nickel Carbonyl, Phosgene, Methyl Isocyanate (MIC)
- TIH –Zone B: Boron Trifluoride (BF₃), Chlorine, H₂S, Red Fuming Nitric Acid
- TIH –Zone C: Hydrogen Chloride (HCl), Hydrogen Fluoride (HF), Sulfur Dioxide (SO₂)
- TIH –Zone D: Ammonia (NH₃), Carbon Monoxide (CO), Ethylene Oxide

4) Material Threshold for Tier 3 LOPC

LOPC outcomes in below listed shall be classified as Tier 3. Otherwise, smaller LOPC that fail to meet below quantity threshold shall be under Tier 4*.

- Fire or explosion. This includes all types of fires, i.e. flash, jet, or pool, regardless of the length of time of burning, but no consequences that fit Table 3 7 above.
- Action required to prevent or limit the consequence of a potential fire or explosion due to LOPC
- Near miss, HPI or has the potential to cause death or injury to anyone; or

For GAS / 2 Phases release, a release is reported if it is:

- A CONTINUOUS release at a rate greater than 1 kg/hour. Nominally 20% LEL at 0.1 meters from leak source OR
- A DISCRETE release with a total mass of greater than 0.1 kg.

For Liquids, a release is reported if it is

- A CONTINUOUS release of 100% hydrocarbon at a rate greater than 5 kg/day (approx. 80 drips/minute), nominally 0.25 liters/hours OR
- A DISCRETE release of 100% hydrocarbon, of greater than 5 kg (nominally 5 liters). For mixture, hydrocarbon portion shall be determined.

*หมายเหตุ PSE Tier 4 ให้รายงานในรายงาน Substandard

ภาคผนวก 8.3 เกณฑ์พิจารณา Equipment failure ที่เข้าข่ายต้องรายงาน NCR

กรณีอุปกรณ์ชำรุดไม่กระทบกับ Quality และ Reliability แต่ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ตามที่กำหนดโดย รอ. ซึ่งกำหนดตาม Rank ของอุปกรณ์

การจัดการ	Rank A	Rank B	Rank C	Rank L
Repair Action	เข้าพื้นที่เพื่อตรวจสอบพื้นที่ และ Recovery ให้สามารถกลับมาใช้งานได้เบื้องต้นภายใน 24 ชม. และวางแผนการแก้ไขพื้นที่	เข้าพื้นที่เพื่อตรวจสอบภายใน 24 ชม. และ Recovery ให้สามารถกลับมาใช้งานได้เบื้องต้นภายใน 1 สัปดาห์ และวางแผนการแก้ไขภายใน 90 วัน กรณีเป็นอุปกรณ์วัดคุณภาพก๊าซ OGC, OMA ที่ใช้งาน Billing ต้อง Recovery ให้สามารถกลับมาใช้งานได้เบื้องต้นภายใน 3 วัน	เข้าพื้นที่เพื่อตรวจสอบภายในรอบ ML1 ทุก 1 เดือน และแก้ไขภายใน 150 วัน หรือก่อนใช้งานครั้งถัดไป	ดำเนินการเหมือน Rank A

ภาคผนวก 8.4 ตัวอย่างการแยกประเภท Accident, Near Miss และเหตุการณ์ที่ต้องสอบสวนโดยคณะกรรมการสอบสวนพิเศษของระบบท่อส่งก๊าซฯ

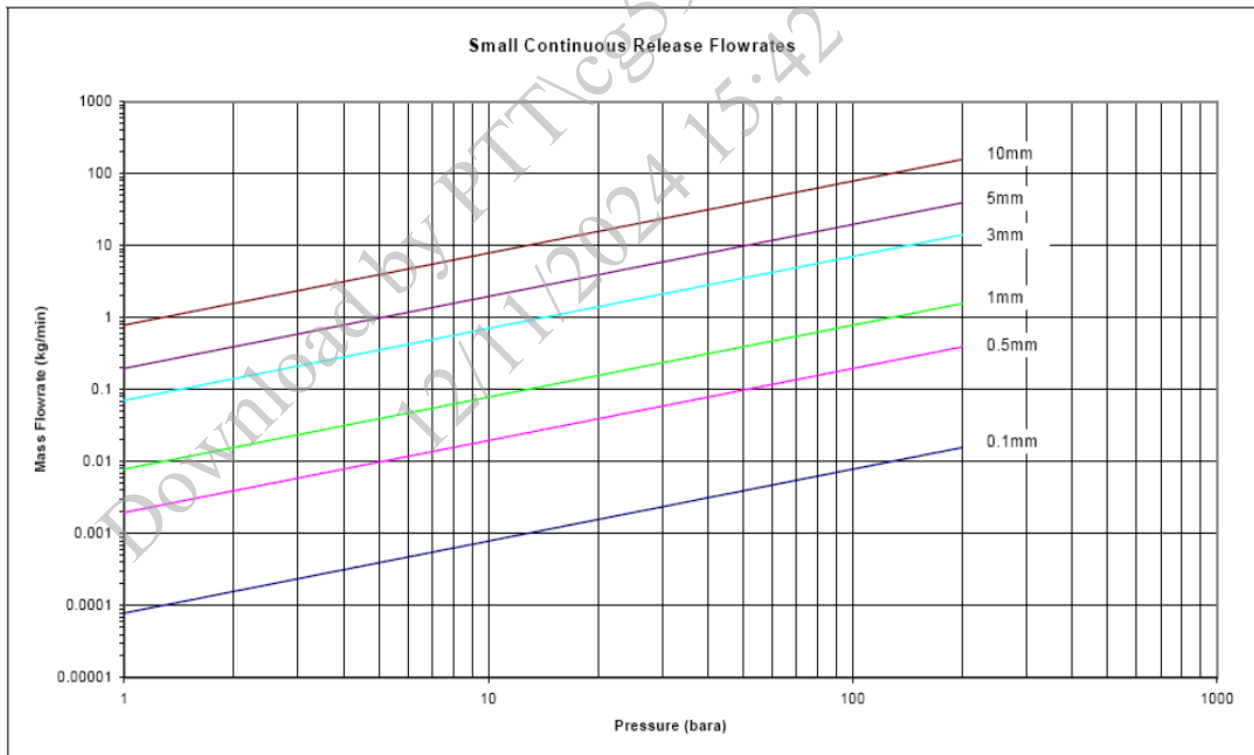
ผลกระทบต่อ	บุคคล	ทรัพย์สิน	สิ่งแวดล้อม	ชื่อเสียง	Process safety
Accident	บาดเจ็บ, เสียชีวิต	ทรัพย์สินเสียหาย, กระทบการทำงานหยุดชะงัก	สารเคมี/ของเสีย หก รั่วไหลสู่สิ่งแวดล้อม	ส่งผลกระทบต่อชื่อเสียง มีการออกสื่อฯ	LOPC Tier 1 และ 2
Near Miss	มีโอกาสดบาดเจ็บเสียชีวิต	S/D (No flow at outlet line of station) แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อลูกค้า	-	-	Tier 3 (รายงานใน Process safety Tier 3)
Substandard	ปฏิบัติงานในลักษณะไม่ปลอดภัย เช่น ไม่ใส่ PPE (Sub-Act)	Pressure gauge ถึงดับเพลิงตกมาอยู่ในเกณฑ์ Low pressure (ช่วงสีแดง) (Sub-Con)	พื้นที่จัดเก็บสารเคมี ไม่มีการทำ bunding (Sub-Con)	-	Tier 4

ผลกระทบต่อ	บุคคล	ทรัพย์สิน	สิ่งแวดล้อม	ชื่อเสียง	Process safety
อุบัติเหตุที่ต้อง สอบสวนโดย คณะกรรมการ สอบสวนอุบัติเหตุ พิเศษสายงานระบบ ท่อส่งก๊าซฯ	ตั้งแต่ MTC	$\geq 144,000$ บาท	≥ 1 bbl (159 liters)	ออกข่าวในสื่อ ท้องถิ่น	Tier 2

ภาคผนวก 8.5 Hydrocarbon release size estimation

การประมาณค่าก๊าซรั่วไหลออกจากกระบอก

กราฟด้านล่างสามารถใช้เป็น Guideline ในการประมาณค่าก๊าซที่รั่วไหลออกจากกระบอก สำหรับจุดรั่วขนาดเล็กและมีการรั่วไหลอย่างต่อเนื่อง โดยพิจารณาจากขนาดของรูรั่วและ Pressure ภายในท่อ



Mass Flow Rate in Kg/Min for continuous gas release

ภาคผนวก 8.6 Guideline การรายงาน NCR สำหรับหน่วยงาน Support Function

ลำดับ	Activity	หน่วยงาน	NCR	หมายเหตุ
1	PM	รอ.	การบำรุงรักษาไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance Standard อาทิเช่น 1) ML3 PCV แต่ละ Run ห่างกันไม่ถึง 24 ชม. 2) ไม่ดำเนินการบำรุงรักษาตามแผนงาน / ผลบำรุงรักษาไม่ครบถ้วน	
2	CM	รอ.	1. อุปกรณ์ชำรุด / ประสิทธิภาพเครื่องไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ไม่บันทึก CM (เกณฑ์ 30 วัน) 2. ไม่ระบุสาเหตุ CM ที่พบในระบบ 3. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว (เกณฑ์ 30 วัน โดยไม่มีเหตุผลรองรับ) 4. CM ค่าซ้ำ คงค้าง เช่น ไม่สามารถแก้ไขอุปกรณ์ได้ตามกำหนดเวลา อ้างอิง Rank อุปกรณ์ ที่ระบุไว้ใน Procedure (โดยไม่มีเหตุผล / แผนจัดการความเสี่ยงรองรับ)	
3	Calibration	รอ.	ผลการ Calibrate Turbine Meter ออกนอกย่านควบคุม [รอ.หรือเขต เป็นผู้ออก NCR, การแก้ไข NCR พิจารณาตามสาเหตุ เช่น เขต - การบำรุงรักษาไม่ครบถ้วน รอ. - กรณีที่เกี่ยวข้องกับ Equipment/ Standard บส. - กรณีเกี่ยวข้องกับ Commercial]	กรณีใช้ก๊าซนอกย่านอุปกรณ์ ยังไม่สามารถแก้ไขระบบได้ ให้คงค้าง NCR ในระบบ
4	PM	รท.	การบำรุงรักษาไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance Standard อาทิเช่น 1) ไม่ดำเนินการบำรุงรักษาตามแผนงาน / ผลบำรุงรักษาไม่ครบถ้วน (ไม่มีกระบวนการรองรับ)	
5	CM	รท.	1. อุปกรณ์ชำรุด / ประสิทธิภาพเครื่องไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ไม่บันทึก CM (เกณฑ์ 30 วัน) 2. ไม่ระบุสาเหตุ CM ที่พบในระบบ 3. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว (เกณฑ์ 30 วัน โดยไม่มีเหตุผลรองรับ) 4. CM ค่าซ้ำ คงค้าง เช่น ไม่สามารถแก้ไขอุปกรณ์ได้ตามกำหนดเวลา อ้างอิง Rank อุปกรณ์ ที่ระบุไว้ใน Procedure (โดยไม่มีเหตุผล / แผนจัดการความเสี่ยงรองรับ)	
6	Operation	เขต	ไม่ปฏิบัติตามขั้นตอน / เงื่อนไขการปฏิบัติงาน อาทิเช่น 1) ไม่สามารถ Start Up Compressor ในขณะที่อุณหภูมิของ Fuel Gas ต่ำกว่าที่เครื่องกำหนด	
7	PM	รท.	การบำรุงรักษาไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance Standard อาทิ เช่น ไม่ดำเนินการบำรุงรักษาตามแผนงาน / ผลบำรุงรักษาไม่ครบถ้วน	

ลำดับ	Activity	หน่วยงาน	NCR	หมายเหตุ
			ไม่พบการรายงานการรูกล้ำในระบบ Right of Way on Web	
8	CM	รท.	1. ไม่ระบุสาเหตุ / วิเคราะห์ปัญหา CM ที่พบ 2. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว 3. CM ล่าช้า คงค้าง (เกณฑ์ <u>30 วัน</u> โดยไม่มีเหตุผลรองรับ) 4. กระบวนการ CM ไม่ครบถ้วน	
9	MOC	วท.	การดำเนินการไม่เป็นไปตาม Procedure อาทิเช่น 1) พบการเปลี่ยนแปลงที่ไม่ขอ MOC (Unauthorized Change) 2) ไม่พบการขอต่อเวลา Temporary MOC	
10	Document	วท.	ไม่ได้ดำเนินการอัปเดตเอกสารตามที่เปลี่ยนแปลงไปให้เป็นปัจจุบันตาม แผนงาน อาทิเช่น DCM, AEML (เกณฑ์ <u>30 วัน</u> หลังจากได้รับการลงนาม)	
11	Risk	วท.	ไม่พบการประเมินความเสี่ยง (ORM) ตามเวลาที่กำหนด	
12	PM	คป.	การบำรุงรักษาไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance standard	
13	CM	คป.	1. อุปกรณ์ชำรุด ไม่บันทึก CM (เกณฑ์ <u>30 วัน</u>) 2. ไม่ระบุสาเหตุ CM ที่พบ 3. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว (เกณฑ์ <u>30 วัน</u> โดยไม่มีเหตุผล รองรับ) 4. CM ล่าช้า คงค้าง เช่น ไม่สามารถแก้ไขอุปกรณ์ได้ตามกำหนดเวลา อ้างอิง Rank อุปกรณ์ ที่ระบุไว้ใน Procedure (โดยไม่มีเหตุผล / แผนจัดการความเสี่ยง รองรับ)	
14	PM	คก.	การบำรุงรักษาไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance Standard อาทิเช่น รายงานผลการบำรุงรักษาไม่ถูกต้อง/ไม่ครบถ้วน	
15	CM	คก.	1. อุปกรณ์ชำรุด ไม่บันทึก CM (เกณฑ์ <u>30 วัน</u>) 2. ไม่ระบุสาเหตุ CM ที่พบ 3. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว (เกณฑ์ <u>30 วัน</u> โดยไม่มีเหตุผล รองรับ) 4. CM ล่าช้า 5. ไม่มีกระบวนการ CM หลังจากแจ้งเตือน Equipment Failure	
16	Operation	บค.	พบการ Operate ค่า Pressure นอกย่าน SOW/ MAOP	
17	Quality	บค.	ไม่ได้ดำเนินการตาม TSO Code / สัญญา IA กรณีที่คุณภาพก๊าซ ณ จุดรับเข้า เกินสัญญา	
18	Report	บค.	พบการแจ้งทำงานตามแผนงานในระบบ I-Connect ไม่ครบถ้วน	
19	Measurement	ปร.	การดำเนินการไม่เป็นไปตาม Procedure / Work Instruction / Maintenance Standard ซึ่งมีผลกระทบต่อ การ Billing อาทิ เช่น Calculation Test, การตัดยอด , การ Config Meter	
20	CM	ปร.	1. อุปกรณ์ชำรุด ไม่บันทึก CM	เฉพาะ Orifice &

ลำดับ	Activity	หน่วยงาน	NCR	หมายเหตุ
			2. ไม่ระบุสาเหตุ CM ที่พบ 3. ไม่ปิด CM ในระบบ / หน่วยงานปิดแล้ว 4. CM ล่าช้า	Tube Inspection
21	บริหารงานคลัง	จป.	บันทึกการรับ – จ่าย ไม่ครบถ้วน อาทิเช่น ไม่พบ Stock Card Stock Card ไม่อัปเดต รายละเอียดบันทึกไม่ครบ สินค้าไม่ตรงกับ MESC code	
22	กระบวนการจัดซื้อ/จัดจ้าง	จป.	บันทึกคำขออนุมัติไม่สอดคล้องกับ Procedure เช่น ไม่ระบุวิธีการจัดหา	
23	E-expense	จป.	พบการปฏิบัติไม่สอดคล้องตามคำสั่ง ผทต. / ข้อกำหนดจัดหาเชิงพาณิชย์	
24	Legal	ปว.	ตรวจพบความไม่สอดคล้องกฎหมาย (กิจกรรม QSHE)	
25	Risk	ปว.	ไม่ทบทวนประเมินความเสี่ยง / Aspect ตามรอบ	
26	Security	ปว.	ตรวจพบ Pre-Fire Plan / Site Security ไม่อัปเดต หรือไม่ครบถ้วน	
27	Health	ปว.	พนักงานตรวจสอบสุขภาพปัจจัยเสี่ยงไม่ครบถ้วน	
28	Investigation	ปว.	ไม่สอบสวนอุบัติเหตุพิเศษตาม Procedure	
29	PTW	จป.	การดำเนินการไม่เป็นไปตาม Procedure อาทิเช่น ไม่ปิด Work Permit ภายในระยะเวลาที่กำหนด ออก Work Permit ผิดประเภท	




บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ระยะดำเนินการ)

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่รับผิดชอบของส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 10
ปี 2567 (ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม)

ภาคผนวก ญ-3

เอกสาร P-พทต.-0403 เรื่อง
ขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

 บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)		ขั้นตอนการดำเนินงาน (Procedure)			
ข้อมูลเอกสารฉบับล่าสุด (Latest Revision Document Information)					
รหัสเอกสาร (Doc. Code)	P-พทต.-0403		หน่วยธุรกิจ (BU)	TSO	หน่วยงาน (Dep. / Div.) พทต.
ชื่อเอกสาร (Doc. Title)	ขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ กรณีเกิดฉุกเฉิน				สถานะ (Status) ประกาศใช้
ประกาศใช้ครั้งที่ (Revision)	5	วันที่ประกาศใช้ (Declaration Date)	11/9/2566		จำนวนหน้า (Pages) 26
ระดับการประกาศใช้เอกสาร (Release Level)	PTT		ระดับการบังคับใช้เอกสาร (Apply Level)		
เอกสารใช้ในสถานการณ์ (Situation Usage)	การบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ (Emergency and Crisis Management) การบริการความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management)				

กระบวนการหลัก (Core Process)

ลำดับ	กระบวนการย่อย (Sub Process)	รายละเอียดกระบวนการย่อย (Sub Process Description)

ระบบการจัดการ ปตท. (PIMS)

ลำดับ	ประเภทข้อกำหนด (Requirement Type)	ข้อกำหนด (Requirement)	ชื่อข้อกำหนด (Requirement Name)
1	Main	M.4.4	การจัดการเหตุฉุกเฉิน ภาวะวิกฤต และความต่อเนื่องทางธุรกิจ
2	Related	B.4.5.5	การจัดทำก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายใต้กระบวนการ บริหารความต่อเนื่อง ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินและวิกฤติด้านอุปทาน
3	Related	M.4.4.1	การเตรียมความพร้อมและตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน

ระบบ/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง (Related System/Standard)

P-พทต.-0403 ประกาศใช้ครั้งที่ 5

เอกสารนี้เป็นเอกสารควบคุมเมื่อเปิดอ่านบนระบบควบคุมเอกสารเท่านั้น

ลำดับ	ระบบ/มาตรฐาน (System/Standard)	ข้อกำหนด (Requirement)
1	ISO 45001 : 2018	8.6 การเตรียมความพร้อม และตอบสนองเหตุฉุกเฉิน (Emergency preparedness and response)

เอกสารที่เกี่ยวข้อง

ลำดับ	ประเภทเอกสาร	รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
1	S-เอกสารสนับสนุน	S-วท.วรด.-04-0002	ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท.

ส่วนที่ 1 ลำดับการดำเนินการเกี่ยวกับเอกสาร (Document Flow)

ลำดับ	การดำเนินการ	โดย	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	วันที่ดำเนินการ
1	ผู้จัดทำเอกสาร		รองผู้จัดการส่วนวิศวกรรมระบบท่อส่งก๊าซ	วท.วรด.	29/08/2566
2	ผู้ทบทวนเอกสาร		ผู้จัดการส่วนวิศวกรรมระบบท่อส่งก๊าซ	วท.วรด.	30/08/2566
3	ผู้ทบทวนเอกสาร		ผู้จัดการฝ่ายวิศวกรรมและบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	วรด.	11/09/2566
4	ผู้อนุมัติเอกสาร		ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	พทด.	11/09/2566
5	ผู้ประกาศใช้เอกสาร	tso_document_control		ปว.บสด.	11/09/2566

ส่วนที่ 2 บันทึกการเปลี่ยนแปลงแก้ไขเอกสาร (Document Edition Record)

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)	แก้ไขโดย (Editor)
1		แก้ไขเอกสาร : ปรับปรุงเอกสารให้เป็นปัจจุบัน เพิ่มเติมรายละเอียดการซ่อมท่อ	

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)	แก้ไขโดย (Editor)
2		เหตุผลในการดำเนินการ : เพิ่มเติมการประเมินทรัพยากรสำหรับการซ่อมท่อลูกเงิน / เปลี่ยนแปลงสัญญาซ่อมท่อเป็น บริษัทที่ทำ MOU ร่วมเพื่อซ่อมท่อลูกเงิน	
3		เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับตัวย่อตามการโครงสร้างที่ปรับเปลี่ยน	
4		เหตุผลในการดำเนินการ : แก้ไขข้อย่อ หน่วยงานต่างๆ ให้ถูกต้อง	
5		เหตุผลในการดำเนินการ : ทบทวนรายละเอียดให้เป็นปัจจุบัน	
6		เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับข้อความให้เป็นปัจจุบัน และ link กับ Support document ที่เกี่ยวข้อง	

ส่วนที่ 3 หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (Related Division)

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
1	ฝ่ายบริหารสินทรัพย์และการลงทุน	สทต.
2	ฝ่ายแผนและกลยุทธ์การตลาด	กตต.
3	ฝ่ายบริหารและสนับสนุนสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	บสต.
4	ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค 1	ปทต.1
5	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.1-1
6	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.1-2
7	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.3-1
8	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.3-2
9	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 3	ผ.ปท.3-3
10	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.10-1
11	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดันก๊าซ	ปท.10-2
12	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 10	ผ.ปท.10-3
13	แผนกบำรุงรักษาท่อ และอุปกรณ์ควบคุม สถานีชายฝั่ง	ผ.ปฝ.1
14	แผนกปฏิบัติการสถานีชายฝั่ง	ผ.ปฝ.2
15	ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค 2	ปทต.2
16	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.5-1
17	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน	ปท.5-2

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
	ก๊าซ	
18	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 5	ผ.ปท.5-3
19	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.6-1
20	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.6-2
21	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 6	ผ.ปท.6-3
22	แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและความคุม	ผ.ปท.7-1
23	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 7	ผ.ปท.7-2
24	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.8-1
25	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน ก๊าซ	ปท.8-2
26	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 8	ผ.ปท.8-3
27	ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค3	ปกต.3
28	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.2-1
29	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.2-2
30	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 2	ผ.ปท.2-3
31	แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและความคุม	ผ.ปท.4-1
32	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 4	ผ.ปท.4-2
33	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.9-1
34	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.9-2
35	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 9	ผ.ปท.9-3
36	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.11-1
37	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน ก๊าซ	ปท.11-2
38	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 11	ผ.ปท.11-3
39	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.12-1
40	หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม	ปท.12-2
41	แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 12	ผ.ปท.12-3
42	ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล	ปลต.
43	ฝ่ายบริหารและความคุมการส่งก๊าซธรรมชาติ	บลต.
44	หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ A	บค.A บค.
45	หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ B	บค.B บค.
46	หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ C	บค.C บค.

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
47	หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ D	บค.D บค.
48	ฝ่ายวิศวกรรมและบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	วรด.

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการฝึกอบรม (Training Information)

<input type="checkbox"/>	ไม่ต้องฝึกอบรม	เหตุผล	
<input checked="" type="checkbox"/>	ต้องฝึกอบรม หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (ในส่วนที่ 3)	หน่วยงาน	

ส่วนที่ 5 เนื้อหา (Detail)

5.1) วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อใช้เป็นแนวทางการปฏิบัติงานซ่อมท่อส่งก๊าซในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน โดยเป็นการเตรียมอุปกรณ์ที่ช่วยให้การซ่อมท่อส่งก๊าซฯ และเตรียมรวมทั้งข้อมูลที่เป็นที่จำเป็นที่ใช้ในการซ่อมท่อส่งก๊าซ เพื่อให้ท่อส่งก๊าซฯ สามารถกลับมาใช้งานได้ในสภาพปกติอย่างรวดเร็วที่สุด

5.2) ขอบข่าย (Scope)

ขั้นตอนการดำเนินงานนี้จะดำเนินการภายหลัง ที่มีการตัดแยกระบบและทำการระบายก๊าซออกจากระบบท่อส่งก๊าซฯ ตามแผนรองรับเหตุฉุกเฉินระบบท่อส่งก๊าซฝั่งตะวันตกหรือตะวันออกเรียบร้อยแล้ว ทั้งบนบกและในทะเล โดยในการดำเนินการแต่ละขั้นตอนจะใช้เป็นแนวทาง หรือข้อเสนอแนะให้บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉินที่จัดจ้างมาพิเศษ ดำเนินการในกรณีเป็นท่อบนบกหรือท่อในทะเล

5.3) เอกสารอ้างอิงที่อยู่ภายนอกระบบ เช่น กฎหมาย (Reference)

- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution รวมถึงมาตรฐานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง
- พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน
- กฎกระทรวงระบบขนส่งทางท่อ

5.4) คำจำกัดความ (Definition)

ไม่มี

ส่วนที่ 6 ขั้นตอน / กระบวนการดำเนินงาน (Procedure / Workflow Process)

ขั้นตอนการซ่อมแซมท่อส่งก๊าซฯ จะประกอบไปด้วย ขั้นตอนซ่อมท่อส่งก๊าซบนบก และขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซในทะเล โดยมีรายละเอียด ดังนี้

6.1 กรณีเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบก ประกอบด้วย

- 6.1.1 งาน Preliminary Survey
- 6.1.2 งานขุดดินเพื่อเปิดแนวท่อส่งก๊าซ
- 6.1.3 งาน Detail Survey จุดที่เกิดเหตุ
- 6.1.4 งานลอก Existing Coating
- 6.1.5 การซ่อมท่อ ได้แก่ การซ่อม Repair Clamp method หรือ Cut and Replacement method
- 6.1.6 งานซ่อม Field Joint Coating.

6.1.7 งาน Purging and Commissioning

6.1.1 งาน Preliminary Survey

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขต/ วท. / รท. และหน่วยงานที่ได้รับมอบหมาย	<p>1. ทำการเข้าสำรวจพื้นที่เพื่อระบุชนิด, ขนาดความเสียหาย, วัดตำแหน่ง Global Positioning System (GPS) เพื่อระบุตำแหน่ง North(N), East(E), พิจารณาความลึกโดยประมาณของท่อ รวมทั้งพิจารณาว่าดินเป็นดินประเภทดินแข็ง หรือว่าเป็นดินอ่อน จำเป็นจะต้องใช้ Sheet Pile ในการขุดหรือไม่ เพื่อสรุปเบื้องต้น รวบรวมข้อมูลทั้งหมด แจ้งให้ศูนย์ EMC-TSO และหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องภายในองค์กรทราบเพื่อเตรียมดำเนินการแก้ไขเบื้องต้น รวมทั้งบันทึกรายละเอียดการตรวจสอบ โดยข้อมูลสามารถใช้แนวทางตามภาคผนวกที่ 8.1 ทั้งนี้สามารถปรับเพิ่ม ลดข้อมูลได้ตามสถานการณ์</p>
<p>เขต / มวลชนสัมพันธ์</p> <p>เขต / วท /หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p>	<p>2. ประสานงาน ให้ลงพื้นที่อธิบายทำความเข้าใจกับมวลชน/ชุมชน ที่อยู่ใกล้จุดเกิดเหตุตามขั้นตอนที่เขต หรือ มวลชนสัมพันธ์กำหนด</p> <p>3. ประสานงาน ติดต่อกับ บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน หรือผู้รับเหมาซ่อมท่อฉุกเฉินที่จัดจ้างมาพิเศษดำเนินการ หากพื้นที่ดังกล่าว ไม่ได้เป็นพื้นที่ปกติ. ให้ เขตฯ และมวลชนประสานงานหาข้อมูลเจ้าของกรรมสิทธิ์ที่ดินก่อนดำเนินการปรับหรือแก้ไขใดๆ ในพื้นที่ดังกล่าว</p> <p>4. การปฏิบัติงานใดๆ จะต้องดำเนินการตาม พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน “ ในกรณีที่เป็นและเร่งด่วน ให้ผู้รับใบอนุญาตมีอำนาจเข้าไปในที่ดินหรือสถานที่ที่มีใช้ที่อยู่อาศัยของบุคคลในเวลาใดๆ เพื่อตรวจ ซ่อมแซม หรือแก้ไขระบบโครงข่ายพลังงานได้ทันที</p> <p>5. วท. ประสานงาน บริษัทซ่อมท่อฯ เพื่อเข้าพื้นที่จุดเกิดเหตุ รวมทั้งเตรียมความพร้อมในการซ่อมแซมจุดที่เสียหาย และวท. ตรวจสอบ Grade ท่อความหนา ชนิดของท่อ(SAW,ERW etc.), Design pressure เพื่อประเมินผลกระทบของระบบท่อ และประเมินความยาวท่อช่วงที่ Isolation เพื่อประเมินจำนวน Nitrogen พิจารณาข้อมูล Spared line pipe ที่มีอยู่ ดังภาคผนวกที่ 8.2 เพื่อใช้ในการคำนวณความหนาของท่อที่ต้องการ โดยในการคำนวณให้พิจารณาใช้ท่อที่มี Equivalent design</p>

	<p>pressure อย่างน้อยเท่ากับ Design Pressure ของท่อเส้นเดิม</p> <ol style="list-style-type: none"> 6. พศ. รวบรวมข้อมูลของท่อส่งก๊าซฯ ตรวจสอบแบบ As-Built Drawing, แสดงข้อมูล GIS ที่จำเป็น 7. บค. คำนวณ Vent Time 8. วท. คำนวณ ปริมาณ Liquid Nitrogen <u>ดังภาคผนวกที่ 8.3</u> ที่ต้องการใช้งาน และประสาน จบ. หรือ บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน เพื่อติดต่อบริษัทที่ supply N2 รวมทั้งประสานงานเพื่อจัดเตรียมในส่วนของ Mobile Purging Unit 9. วท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประเมินวิธีการซ่อมแซมในเบื้องต้น โดยการพิจารณาวิธีการซ่อม. และรวมทั้งจัดทำแผนงานในการซ่อมเบื้องต้น 10. วท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประสานงานในเบื้องต้น กับ บริษัทต่างๆ ที่ Supplied Equipment หลักที่จำเป็นต้องใช้ตาม Check List รวมทั้งพิจารณาข้อมูลแหล่ง Supplied Equipment <u>ดังภาคผนวกที่ 8.4</u> 11. วท. ประสานงานกับ จบ., บค. และเขตเพื่อเตรียมจัดหาอุปกรณ์ซ่อมท่อที่จำเป็นรวมทั้งวิธีการจัดส่งอุปกรณ์ดังกล่าวเพื่อส่งไปยังจุดเกิดเหตุ
--	--

หมายเหตุ

1. การพิจารณา Vent Gas เพื่อทำการ Purging System ท่อ YADANA 42" ช่วง BVW1-BVW5 เนื่องจากท่อส่งก๊าซฯ 42 นิ้วช่วง BVW1-BVW5 เป็นพื้นที่ภูเขาหรือทางแคบ ส่งผลให้บางช่วงเส้นทางมีปัญหาเรื่อง การเข้าพื้นที่ Block Valve ทำให้รถ Mobile Purging & Liquid Nitrogen ไม่สามารถเข้าสู่พื้นที่ Block Valve ได้จึง ต้องทำการ Purging จาก Block Valve อื่นๆ แทน ดังนั้นระหว่างการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ อาจจะต้องมีการ Vent ก๊าซใน Section อื่นเพิ่มเติมดังนี้

กรณี	จุดเกิดเหตุระหว่าง BV	Section ที่จะต้อง Vent เพิ่มเติม	Purging BV	Vent BV
1	BVW1-BVW2	BVW2-BVW3	BVW3	BVW1
2	BVW2-BVW3	N/A	BVW3	BVW2
3	BVW3-BVW4	N/A	BVW3	BVW4
4	BVW4-BVW5	N/A	BVW5	BVW4

6.1.2 แนวทางเบื้องต้น สำหรับงานขุดดินเพื่อเปิดแนวท่อส่งก๊าซ (ทั้งนี้ในการปฏิบัติงาน อาจมีการปรับเปลี่ยนขั้นตอนตามหน้างานได้)

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
วท/ เขต / บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน / หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	<ol style="list-style-type: none"> สำรวจตำแหน่งท่อส่งก๊าซ รวมทั้งความลึก หากวิธีการตรวจสอบที่อาจก่อให้เกิดการเกิดประกายไฟ ต้องทำการตรวจวัดระดับ % LEL ให้ต่ำกว่า 5%LEL จึงอนุญาตให้เริ่มดำเนินการ กรณีที่พื้นที่ดังกล่าวมีก๊าซปกคลุมสูง ต้องทำการสำรวจ % Oxygen ให้สูงกว่า 19.5% แต่ไม่เกิน 23.5 % By Volume จึงอนุญาตให้บุคลากรเข้าพื้นที่ หาก %Oxygen ไม่เพียงพอให้แก้ไขปัญหาระบายอากาศ ก่อนเริ่มดำเนินการ พิจารณาดัดตั้งระบบ Grounding (ถ้าจำเป็น) เพื่อป้องกัน Surge/Fault ทั้งด้าน Upstream และ Downstream ของจุดที่ดำเนินการซ่อมฯตลอดเวลาดำเนินการทุกขั้นตอน สำรวจแนวและกำหนดจุดที่จะดำเนินการขุดเปิดท่อส่งก๊าซฯ กรณีต้องมีการปัก Sheet Pile ให้ทำการตรวจสอบแนวที่จะปัก Sheet Pile ว่าไม่มีระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ อยู่ด้านล่าง รวมถึงสายไฟฟ้าแรงสูงบริเวณที่อยู่ใกล้เคียง พิจารณาดำเนินงานของเครื่องจักรที่ใช้ในการขุด และพื้นที่กองดิน การขุดดินให้เป็นไปตามข้อกำหนดงานขุดดิน เพื่อการตรวจสอบและซ่อมแซมท่อ กรณีที่ขุดดินที่มีความลึกเกิน 3 เมตร หรือ พื้นที่กว้างเกิน 10,000 ตร.ม. ให้ประสานงานขออนุญาต เจ้าหน้าที่ในท้องที่ ที่ระบุในมาตรา 17 ให้เป็นไปตามพรบ.การขุดดินและถมดิน พ.ศ. 2543 การเริ่มงานขุดท่อส่งก๊าซ หากมีการขุดโดยเครื่องจักรจะอนุญาตให้ขุดถึงระดับ 1 เมตร จากผิวท่อนั้นจึงใช้คนขุดแทน หรือ จะใช้วิธีการ Back hoe

	<p>จุดถึงระยะที่ปลอดภัย โดยระหว่างที่จุดให้ดำเนินการระบุตำแหน่งท่อตลอดระยะเวลาที่จุด และจะต้องมีเขตฯ Stand by ที่จุดเกิดเหตุตลอดเวลา ระหว่างดำเนินการต้องระมัดระวังไม่ให้เครื่องจักรกระทบกับท่อเดิม เพื่อป้องกัน Coating damage</p>
--	---

6.1.3 แนวทางเบื้องต้น งาน Detail Survey จุดที่เกิดเหตุ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
วท./ผู้รับเหมาซ่อมท่อ / เขต / รท./หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	<ol style="list-style-type: none"> 1. ทำการสำรวจแนวท่อเดิมพิจารณา แนว Route ที่ต้องวางใหม่ (ถ้าจำเป็น) วิธีซ่อมว่าจำเป็นต้องมี (Bend) หรือไม่ จากนั้นจึงทำการกำหนดจุดตัด , จุดเชื่อม Weld O Let กรณีที่จะต้องทำการติดตั้ง Inflatable Air Bag หรือ วิธีซ่อม Repair Clamp (โดยในขั้นตอนนี้ต้องระบุวิธีการซ่อมว่าจะเป็นการ Repair clamp หรือ Cut and replacement) 2. จัดทำรายละเอียดแผนงานและวิธีการซ่อม (Detail Procedure) รูปแบบการซ่อมและการเชื่อมต่อ รวมทั้งประเมินระยะเวลาที่จะใช้จนกระทั่ง Re-Commissioning 3. จัดหา Welding Procedure Specification ที่ใช้ในการซ่อมท่อกรณีที่จะซ่อมท่อ โดย Cut and replacement จัดหา WPS เพื่อใช้ในการซ่อมท่อส่งก๊าซ

6.1.4 แนวทางเบื้องต้น งานลอก Existing Coating

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
วท. / ผู้รับเหมาซ่อมท่อ / เขต	<ol style="list-style-type: none"> 1. งานลอก Coating หากใช้เครื่องมือที่เกิดประกายไฟจะต้องวัด %LEL ให้ต่ำกว่า 5 %LEL ระหว่างที่ดำเนินการต้องทำการวัด %LEL ตลอดเวลา

6.1.5 แนวทางเบื้องต้น การซ่อมท่อ ได้แก่ การซ่อม Repair Clamp method หรือ Cut and Replacement method

การซ่อมท่อแบ่งเป็น 2 วิธี ตามลักษณะแผลที่เกิดขึ้น และผลการตรวจสอบรอย Crack (การตรวจสอบรอย Crack สามารถทำได้โดย Magnetic Particle Testing : MT หรือวิธีอื่นๆ ที่เหมาะสม)

6.1.5.1 การซ่อมโดย Repair Clamp

ใช้ในกรณีที่แผลที่ชำรุดมีความยาวไม่ใหญ่เกินกว่าระยะห่างของ Seal ทั้งสองด้านของ Repair Clamp (ควรให้มีระยะห่างระหว่าง Seal กับรอยที่ชำรุดอย่างน้อย 1/8" และพื้นที่ที่ติดตั้งมีความขรุขระต่างกันไม่เกิน 1/32 นิ้ว โดยพิจารณาความยาวและขนาดรอยเสียหาย ทั้งนี้ อนุญาตให้การซ่อมวิธีการนี้เพียงชั่วคราวเท่านั้น โดยเฉพาะกรณีที่ Design Pressure ของท่อเดิมสูงกว่า Design Pressure ของ Repair Clamp การซ่อมท่อยังวิธีนี้ทั้งสองด้านของท่อจะต้องมีการยึดรั้งที่แน่น เช่นเป็นท่อใต้ดิน หรือ ถ้าเป็นท่อ Above Ground จะต้องมีการยึดรั้งตัวท่อให้แน่น เท่านั้น ไม่สามารถติดตั้งบนท่อที่ด้านใดด้านหนึ่งของ Split Sleeve เป็น Free End

การซ่อม โดยใช้ Repair Clamp ให้ดำเนินการตาม PLIDCO Installation Manual โดยการดำเนินงานให้ดำเนินการภายใต้การควบคุมงานโดย เขตฯ ร่วมกับ วท.

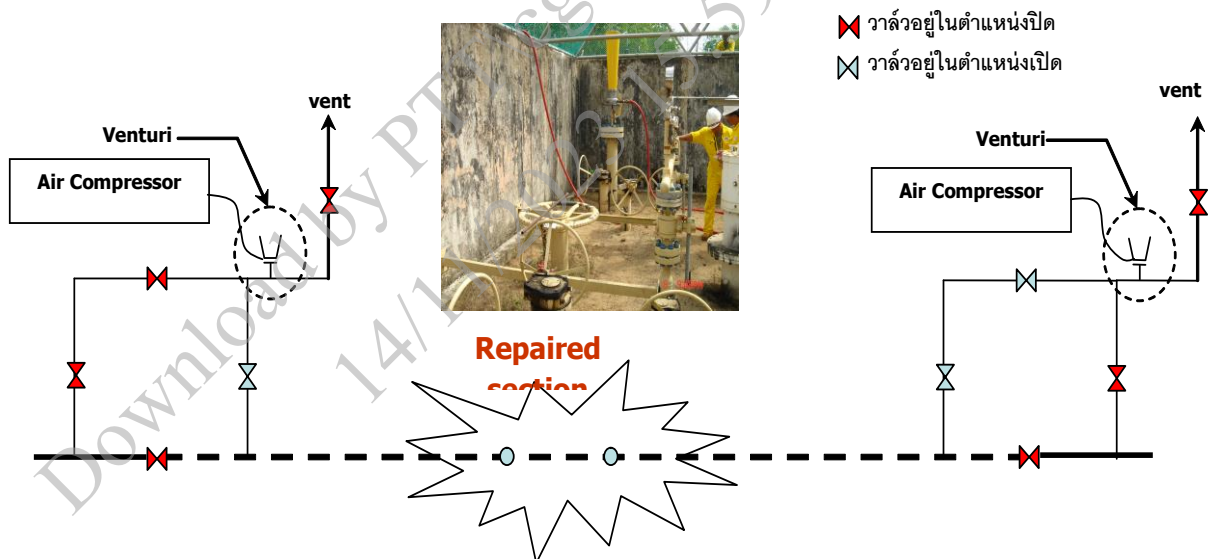
- ทำการตกแต่งรอยแผลที่มีเหลี่ยมแหลมคมออก เพื่อป้องกันปัญหาต่อการ Run Pig ในอนาคต
- ทำการตรวจสอบ Seal ของ Repair Clamp ว่ามีครบสกปรกหรือไม่ หากมีให้ทำความสะอาดบริเวณดังกล่าว โดยเฉพาะผิวบริเวณที่ผิวท่อจะสัมผัสกับ Seal ของ Clamp
- ทำการติดตั้ง Repair Clamp โดยตำแหน่ง Seal จะต้องครอบคลุมบริเวณที่เกิดความเสียหาย (สามารถทำการติดตั้งระหว่างที่มี Gas Leak ได้)
- หากระหว่างการติดตั้งมีการรั่วของก๊าซ ให้ทำการเปิด Bleed Valve / Bleed Plug ของ Repair Clamp ตลอด โดยตำแหน่ง Bleed ให้อยู่ในตำแหน่ง 12 นาฬิกา
- การติดตั้งต้องให้จุดที่เกิดความเสียหายอยู่ ระหว่าง Circumferential Seal ทั้งสองด้าน โดยในการติดตั้งต้องให้ด้านที่มี สีเหลือง อยู่ในด้านเดียวกัน
- ทำการขัน Bolt ให้ได้ Torque ตามที่เอกสารแนบ 1 ระบุ โดยต้องทำการตรวจสอบค่า Torque ทุกตัวเมื่อขันแล้วเสร็จ ต้องตรวจสอบว่าระยะของ Bolt จะต้องเลยออกจากหัว Nut อย่างน้อย 1/4 นิ้วตามความยาวของ Stud Bolt
- Gap ของ Longitudinal space ทั้งสองด้านจะต้องมีค่าไม่เกิน 1/8 นิ้ว
- กรณีที่จะทำการเชื่อมรอบของ Split Sleeve เพื่อให้เป็นการซ่อมแบบถาวร ต้องได้รับการพิจารณาและความเห็นร่วมกันระหว่าง เขต, วท. และ รท. โดยให้ดำเนินการเชื่อมแนว Circumferential ทั้งสองด้านให้แล้วเสร็จก่อน จากนั้นจึงทำการเชื่อม Longitudinal ให้แล้วเสร็จ การทำ Preheat ให้ใช้หัวไฟเผา ไม่ให้ใช้ Thermal Blankets
- ภายหลังการเชื่อมแล้วเสร็จให้ทำการ Re-Torque ของ Bolt ใหม่

- ในการเชื่อมให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) ทุกชั้นของรอยเชื่อมทั้ง Circumferential & Longitudinal
- จากนั้นจึงทำการเชื่อม Tack weld รอบ Bolt & Nut ทุกตัว
- เมื่อดำเนินการติดตั้งแล้วเสร็จให้ดำเนินการปิด Bleed Valve / Bleed Plug จากนั้นทำการเชื่อม Plug อุด

6.1.5.2 การซ่อมโดยการตัดและต่อเชื่อมท่อ (ใช้ในกรณีที่แผ่นที่ชำรุดมีความยาวเกินกว่าระยะห่างของ Seal ทั้งสองด้านของ Repair Clamp) การซ่อม โดยการตัดและต่อเชื่อมท่อมีทั้งหมด 3 ขั้นตอน ดังนี้

การติดตั้งและดำเนินการระบบ Venturi (Extractor)

- ก่อนเริ่มดำเนินงานตัดท่อหรือเชื่อมท่อส่งก๊าซ ภายหลังการ Vent ก๊าซออกจากระบบจนมี Pressure ในเส้นท่อเกือบจะเป็น 0 psig. (เท่ากับ Atmosphere) และใช้ N₂ purge ให้ท่อส่งก๊าซฯ มี %LEL ต่ำกว่า 5 จากนั้นให้ดำเนินการติดตั้งระบบ Venturi ที่ Block Valve station ด้านหัวกับท้ายของจุดเกิดเหตุ โดยมีวิธีการติดตั้งระบบดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 Typical Configuration การติดตั้งระบบ Venturi (Extractor)

- เตรียม Air Compressor ที่มีกำลังขนาด 76 cfm. อย่างน้อย 2 ตัว ต่อ 1 Block Valve และมีแรงดันขนาด 100 psig. จ่าย Air ผ่าน Hose ขนาด 0.5 นิ้ว ไปติดตั้งที่ Venturi
- ทำการติดตั้ง Venturi บนหน้า Flange ขนาด 6 นิ้ว ที่ได้มีการเตรียมไว้ตรงตำแหน่ง Flange Sale Tap (มีทุก Block Valve Station) จากนั้นให้ดูใน Type ของ Spool ที่จะใช้เชื่อมต่อกับ Flange จากนั้นจึงดำเนินการติดตั้ง Venturi

- จากนั้นทำการปิด Valve ด้านปลายทางของ Vent Stack จาก (ไม่ให้มีอากาศไหลย้อนเข้ามาจากปากของ Vent Stack)
- จากนั้นเริ่มทำการ Start เครื่อง Air Compressor
- ระหว่างดำเนินการจะต้องมีเจ้าหน้าที่ของเขตฯ Monitor ตลอดระยะเวลาการดำเนินการและจะต้องติดต่อวิทยุแจ้งกับจุดเกิดเหตุเพื่อรายงานการทำงานของระบบ Venturi ทุกๆ 5 นาทีภายหลังจากเริ่มงานตัดต่อท่อส่งก๊าซ
- ในการติดตั้งระบบ Venturi ต้องตรวจสอบให้แน่ใจ ว่าตำแหน่งของวาล์วอยู่ในตำแหน่งที่ถูกต้องดังรูปที่ 1 (ตรวจสอบให้แน่ใจว่าวาล์วตัวสุดท้ายของ Vent Stack ได้ทำการปิดแล้ว)
- กรณี Venturi ไม่ทำงาน เช่น Air Compressor เสียหายกะทันหัน ให้เจ้าหน้าที่เขตดำเนินการแจ้งเจ้าหน้าที่หน่วยงานซ่อมให้ทราบเพื่อหยุดการดำเนินงานทันที

การตัดต่อส่งก๊าซ

- ก่อนเริ่มงานตัดต่อให้ทำการตรวจสอบว่าบริเวณที่จะทำการตัดมีก๊าซหรือไม่ โดยทำการวัด %LEL. หากผลการวัดพบว่า %LEL ต่ำกว่า 5 %LEL. อย่างถาวร (กรณีที่ %LEL มีการเปลี่ยนแปลงเป็นช่วงๆ จะไม่อนุญาตให้ดำเนินการโดยเด็ดขาด) สามารถดำเนินการตัดต่อท่อส่งก๊าซโดยใช้ Hot Cut โดยใช้ หินเจียรหรือ ไฟตัด โดยระหว่างตัดเพื่อความปลอดภัยให้ใช้ Nitrogen Purge เข้าสู่บริเวณที่จะทำการตัด
- หากผลการวัด %LEL. สูงกว่า 5% LEL. แต่ต่ำกว่า 10%LEL. ให้ใช้วิธีการตัดแบบ Cold Cut

หมายเหตุ ช่วงระหว่างการตัดต่อ ควรให้มีการยึดรั้งท่อไว้ด้วย เพื่อป้องกันไม่ให้ท่อเกิดการหลุดหรือเคลื่อนตัว ภายหลังการตัด นอกจากนี้จะเป็นการช่วยแก้ปัญหาเรื่องท่อยึด/หลุดเนื่องจากอุณหภูมิขณะ Tie-in

งาน Hot Cut

ลำดับ	รายละเอียด	ดำเนินการโดย
1	ระหว่างทำการตัดต่อ ให้ทำการตัดระบบ CP ของท่อช่วงที่มีปัญหาออก โดยพิจารณาจุด Bond Box ที่อยู่ใกล้เคียง เพื่อทำการตัดแยกระบบและลดปัญหาท่อมีสภาพเป็นแม่เหล็กก่อนที่จะเริ่มงานเชื่อม	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
2	ทำการตรวจสอบ BV ทั้งสองจุดหัว ท้าย ว่ามีการ Venturi (Extractor) ออก ตลอดเวลาและต้องมีเจ้าหน้าที่เขต Monitor การทำงานของระบบ Venturi ให้ทำงานตลอดเวลา ที่ BV หากระหว่างงาน Hot Cut หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในพื้นที่ และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถ	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท

	ดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมิ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว	
3	ทำการตรวจสอบ %LEL ให้ต่ำกว่า 5 %LEL. สามารถเริ่มงาน Hot Cut ควรใช้ Nitrogen ช่วย Purge ไล่ตลอดเวลาเพื่อช่วยเจือจาง ระหว่างที่ดำเนินการให้ทำการติดต่อกับ BV ทั้งสองด้านทุกๆ 5 นาที เพื่อแจ้งระบบสภาพการทำงานของระบบ Venturi รวมทั้งตรวจสอบระบบ Communication และระหว่างการตัดให้ทำการวัด %LEL. ตลอดเวลา	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
4	หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่เกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อไปได้เมื่อสามารถติดต่อกับ BV ถึงสภาพการทำงานของ Venturi	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท

งาน Cold Cut

ลำดับ	รายละเอียด	ดำเนินการโดย
1	ระหว่างทำการ Cold Cut ให้ทำการตัดระบบ CP ของท่อช่วงที่มีปัญหาออก โดยพิจารณาจุด Bond Box ที่อยู่ใกล้เคียง เพื่อทำการตัดแยกระบบและลดปัญหาที่มีสภาพเป็นแม่เหล็กก่อนที่จะเริ่มงานเชื่อม	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
2	ทำการตรวจสอบ BV ทั้งสองจุดหัว ท้าย ว่ามีการ Venturi (Extractor) ออกตลอดเวลาและต้องมีเจ้าหน้าที่เขต Monitor การทำงานของระบบ Venturi ให้ทำงานตลอดเวลา ที่ BV หากระหว่างงาน Cold Cut หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมิ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
3	ทำการตรวจสอบ %LEL ให้ต่ำกว่า 10 %LEL. สามารถเริ่มงาน Cold Cut ระหว่างที่ดำเนินการให้ทำการติดต่อกับ BV ทั้งสองด้านทุกๆ 5 นาที เพื่อแจ้งระบบสภาพการทำงานของระบบ Venturi รวมทั้งตรวจสอบระบบ Communication และระหว่างการตัดให้ทำการวัด %LEL. ตลอดเวลา	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท

4	หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่จุดเกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อได้เมื่อสามารถติดต่อที่ BV ถึงสภาพการทำงาน of Venturi	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
5	ระหว่างงาน Cold Cut สามารถใช้ Nitrogen Feed เข้าจากจุดที่ท่อเสียหาย เพื่อช่วยเจือจาง %GAS ได้	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท
6	หาก % Gas ไม่ลดต่ำลงให้ใช้วิธีการเชื่อม Weld o let ตามขนาดที่ใช้ในการติดตั้ง Inflatable Air Bag และทำการเจาะด้วย pneumatic drilling เพื่อใช้ในการวัด % Gas ห่างประมาณ 50 ซม. พิจารณา %LEL บริเวณที่จะเชื่อม Weld O let ให้ %LEL ต่ำกว่า 5 %	ผู้รับเหมา/เขต / วท./รท

การเชื่อมต่อท่อส่งก๊าซ

การเชื่อมต่อจะแบ่งเป็น 2 วิธีการตามชนิดของท่อและสภาพการรั่วไหลของก๊าซ ดังนี้

- 1) การเชื่อมต่อที่มี %LEL ต่ำกว่า 5 %LEL. (ไม่จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ Isolation Gas)
- 2) การเชื่อมต่อ %LEL สูงกว่า 5 %LEL. โดยใช้ Inflatable Air Bag เป็น Isolation equipment (ต้องมีการเชื่อม Weld O Let เพื่อใช้ในการติดตั้ง Inflatable Air Bag และช่วยในการ Vent Gas เพื่อป้องกัน Pressure สะสมตัวหน้า Isolation equipment)

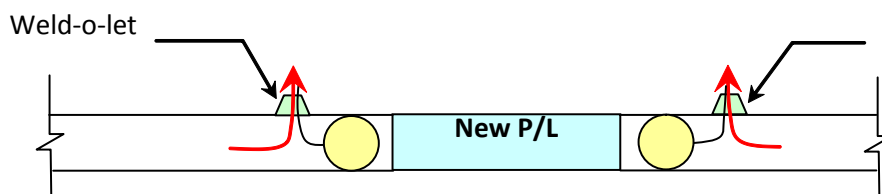
1.) การเชื่อมต่อกรณีที่มี %LEL ต่ำกว่า 5%LEL.

- ทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม ให้มี %LEL ต่ำกว่า 5%LEL.
- ก่อนเชื่อมให้ทำการประสานงาน เขตฯ ที่ Monitor อยู่ที่แต่ละ Block Valve ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมต่อส่งก๊าซได้ ระหว่างการดำเนินงาน หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบเพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้อง มี Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว
- หากท่อที่มีสภาพเป็นแม่เหล็กให้ทำการติดตั้งเครื่องมือ De-Magnetizing machine หรือใช้สายไฟฟ้าจากตู้เชื่อม พันรอบท่อทั้งสองด้านของรอยเชื่อม จากนั้นจ่ายกระแสไฟและทำการทดสอบวัดความแรงของสนามแม่เหล็กลดลงหรือไม่ หากไม่ลดลง ให้ทำการเพิ่มหรือลดจำนวนรอบ หรือเปลี่ยนทิศทางพันสายไฟฟ้าจากตามเข็มนาฬิกาเป็นทวนเข็มนาฬิกา เพื่อลดปัญหาสภาพท่อเป็นแม่เหล็ก

- หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่จุดเกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อได้เมื่อสามารถติดต่อที่ BV ถึงสภาพการทำงานของ Venturi
- ระหว่างที่ทำการเชื่อม ระบบ Venturi ที่ Block Valve เกิด Fail ต้องรีบแจ้งจุดที่ดำเนินการเชื่อมให้หยุดเชื่อมโดยทันที โดยงานเชื่อมจะเริ่มดำเนินการต่อได้เมื่อระบบ Venturi สามารถแก้ไขให้สามารถใช้งานได้อีกครั้ง
- เมื่อทำการเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ ให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) จากนั้นจึงทำการเชื่อมจนกระทั่งแล้วเสร็จ Cover Pass จึงทำการทดสอบ PT , Magnetic Test (MT) และ ทำการทดสอบ Radiographic Test (RT.)
- ในการเชื่อมให้เชื่อมตาม WPS ที่ได้รับอนุมัติ (ช่างเชื่อมต้องมี WQT Valid ให้เป็นไปตาม WPS) ถ้าเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ สามารถหยุดระบบการทำงานของ Venturi System

2.) การเชื่อมต่อกรณีที่ %LEL สูงกว่า 5%LEL โดยใช้ Inflatable Air Bag

- ก่อนเชื่อมให้ทำการประสานงาน เขตฯ ที่ Monitor อยู่ที่แต่ละ Block Valve ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมท่อส่งก๊าซได้ หากระหว่างงาน หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมีการ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว
- ทำการเชื่อม Weld O let สำหรับติดตั้ง Balloon ตามขนาดของ Weld O Let โดยก่อนงานเชื่อมต้องทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม
- จากนั้นทำการเจาะรูของ Weld O let โดยใช้สว่านลมเพื่อใช้ในการติดตั้ง Balloon โดยรูที่เจาะจะต้องถูกเจียรให้เรียบไม่มีเหลี่ยม/มุมแหลมคม ซึ่งขณะเจียรต้องใช้ Nitrogen Purge เพื่อให้ %LEL ต่ำกว่า 5%LEL
- ทำการติดตั้ง Balloon หน้าตำแหน่งที่จะทำการเชื่อมผ่าน Weld O Let ดังแสดงในรูปที่ 3 โดยจะต้องห่างจากบริเวณที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากความร้อนของงานเชื่อม จะต้องห่างอย่างน้อย 50 ซม.
- จากนั้นจึงทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม จะต้องมียาค่าต่ำกว่า 5 %LEL.



การ Tie-in โดยวิธีการติดตั้ง Inflatable Air Bag

- ก่อนเชื่อมให้ทำการยืนยันกับ BV ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมท่อส่งก๊าซได้
- หากท่อมีสภาพเป็นแม่เหล็กให้ทำการติดตั้งเครื่องมือ De-Magnetizing machine หรือใช้สายไฟจากตู้เชื่อมพันรอบท่อทั้งสองด้าน จากนั้นจ่ายกระแสไฟและทำการทดสอบวัดความแรงของสนามแม่เหล็กลดลงหรือไม่ หากไม่ลดลง ให้ทำการเพิ่มหรือลดจำนวนรอบ หรือเปลี่ยนทิศทางการพันสายไฟ เพื่อลดปัญหาสภาพท่อเป็นแม่เหล็ก
- หากระหว่างที่ทำการเชื่อม ระบบ Venturi ที่ BV เกิดการ Fail ต้องรีบแจ้งจุดที่ดำเนินการเชื่อมให้หยุดเชื่อมโดยทันที โดยงานเชื่อมจะเริ่มดำเนินการได้เมื่อระบบ Venturi สามารถแก้ไขให้สามารถใช้งานได้อีกครั้ง แต่หากการตรวจสอบ ณ จุดเชื่อมพบว่า %LEL มีค่าไม่เกิน 5%LEL. ให้วิศวกร ผู้ควบคุมงานเป็นผู้ตัดสินใจว่าจะให้ดำเนินการเชื่อมหรือจะรอการแก้ไขระบบ Venturi ให้แล้วเสร็จ
- เมื่อทำการเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ ให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) จากนั้นจึงทำการเชื่อมจนกระทั่งแล้วเสร็จ Cover Pass จึงทำการทดสอบ PT, Magnetic Test (MT) และ ทำการทดสอบ Radiographic Test (RT.)
- ทำการถอด Inflatable Air Bag ภายหลังจากการเชื่อมท่อแล้วเสร็จ
- ทำการติดตั้ง Plug ตามขนาดของ Weld O let และทำการเชื่อม Plug กับ Weld O let โดยให้มีการทดสอบรอยเชื่อม PT ทุกชั้นของรอยเชื่อม

6.1.6 งานซ่อม Field Joint Coating

- เมื่อทำผล NDT ผ่านทั้งหมดให้ดำเนินการทำ Field Joint Coating พร้อมกับงาน Purging Nitrogen
- ทำ Holiday detect บริเวณตลอดแนวท่อที่ได้มีการขุดเปิด เพื่อตรวจหารอย defect
- ทำการ Sand Blasting และ Applied field joint coating ต้องมีการตรวจสอบตาม Coating Inspector Program (CIP) ภายใต้งานที่ ปตท. Witness ตามที่ได้ระบุโดย NACE โดยความสะอาดผิวต้องได้ระดับ Sa 2.5 และ Surface Profile ต้องเป็นไปตาม Epoxy Coating_รวมทั้ง การซ่อม Existing coating ที่ Defect
- ทำการ Holiday test Coating ตลอดท่อที่ทำการกลับท่อ
- จากนั้นเริ่มงาน Back Field โดยต้องทำการบดอัดดินที่ละชั้น หนาไม่เกิน 20 ซม. และต้องตรวจสอบว่าได้ทอท่อได้มีการบดอัดดินอย่างดี

6.1.7 งาน Purging and Commissioning

- เริ่มงาน Purging Nitrogen โดยเลือก BV ด้านหนึ่งเป็นด้าน Purging ส่วน BV อีกด้านหนึ่งทำการ Vent เพื่อช่วยในการไล่ Oxygen ออกจากระบบ

- ในกรณีที่ Purging ด้วยอุปกรณ์ Mobile Purging Unit จะต้องจัดเตรียมเครื่อง Generator 3 Phase, 380 V, 100 amp.
- ทำการประสานงานกับ Block Valve ด้านที่จะ Vent เพื่อตรวจสอบปริมาณ Oxygen ที่ค้างอยู่ในท่อ
- ทำการวัด % Oxygen ด้านที่ทำ Vacuum จนกระทั่งได้ % น้อยกว่า 3 % by Volume จากนั้นทำการหยุด Purging และทำการปิดวาล์ว Bypass จากนั้นจึงทำการแจ้ง ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์ เพื่อทำการเริ่มนำ Gas เข้าระบบ

หมายเหตุ

- กรณีที่ใช้ Nitrogen Pump จะต้องมิชุด Evaporate Stand by อย่างน้อย 1 ชุด
- กรณีที่ใช้ Evaporate ต้องมี Evaporate Stand by อย่างน้อย 1 ชุด

6.2 กรณีเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ประกอบด้วย

- 6.2.1 Preliminary Survey
- 6.2.2 สำรวจความเสียหายอย่างละเอียด โดยนักประดาน้ำ หรือ ROV
- 6.2.3 พิจารณาความเสียหาย เพื่อประเมินวิธีการซ่อม
- 6.2.4 ประเมินความเสี่ยงในการซ่อม
- 6.2.5 ดำเนินการซ่อมและฟื้นฟูให้กลับสู่สภาพเดิม
- 6.2.6 Commissioning ท่อเพื่อเข้าสู่การใช้งานปกติ

แนวทางการซ่อมท่อในทะเล

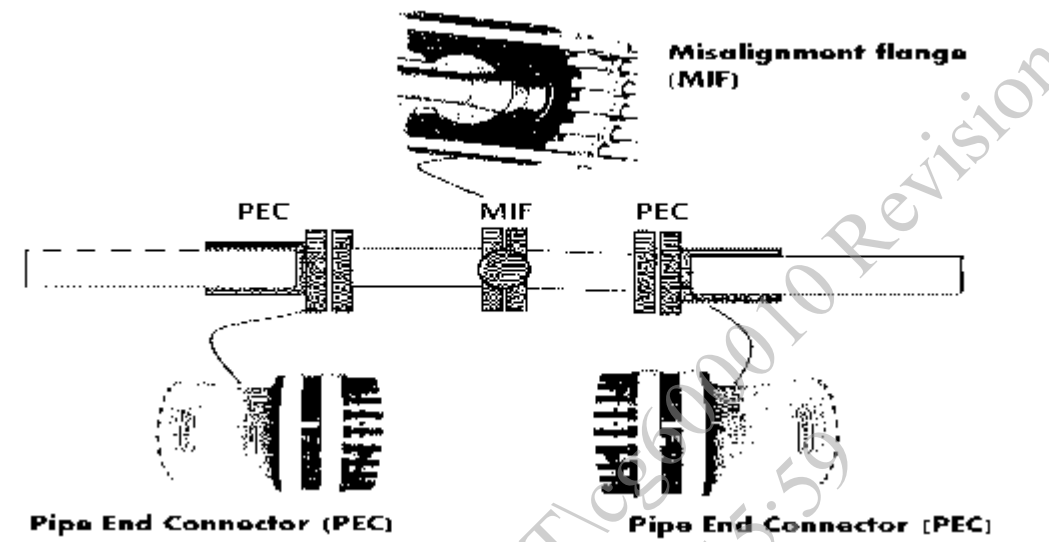
เมื่อมีเหตุการณ์ท่อส่งก๊าซได้ทะลุหรือเกิดความเสียหาย Preliminary Survey เป็นการตรวจสอบความเสียหายเบื้องต้นที่เกิดกับท่อส่งก๊าซในทะเล โดยประเมินจากข้อมูลทั้งหมดที่ได้ เพื่อกำหนดจุดพิกัดคร่าวๆ ในการลงไปตรวจสอบได้ทะเล ตรวจสอบสภาพความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด โดย ROV และ/หรือ นักประดาน้ำ ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมการเกิดเหตุ (การตัดสินใจควรพิจารณาจากทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้มี guideline ภาคผนวกที่ 8.5)

เมื่อได้ผลการตรวจสอบสภาพความเสียหายที่แน่ชัด แล้ว จะเข้าสู่การประเมินความเสี่ยงในการซ่อม เลือกวิธีการซ่อมแซม อุปกรณ์ เครื่องจักร และจำนวนที่ต้องใช้ซ่อมแซม ซึ่งมีอยู่หลายวิธีขึ้นอยู่กับความเสียหายที่เกิดขึ้น โดยวิธีการซ่อมจะจัดทำเป็น ขั้นตอนอย่างละเอียดอีกครั้งในหน้างาน โดยมีผู้ที่เกี่ยวข้องดำเนินการร่วมกัน ปิด วาล์วที่ใกล้ที่สุด และทำการ vent ก๊าซบริเวณที่เกิดความเสียหาย จากนั้นทำการซ่อมท่อให้คืนสู่สภาพเดิมตามขั้นตอนที่ได้จัดทำอย่างละเอียด จากนั้น dewatering และคืนสภาพท่อให้พร้อมใช้งาน

หมายเหตุ

ทั้งนี้แต่ละขั้นตอน จะจัดทำรายละเอียดในการปฏิบัติงานอีกครั้ง ที่หน้างาน พร้อมกับผู้เชี่ยวชาญ และทุกหน่วยงาน ที่เกี่ยวข้องcommissioning ท่อ เพื่อเข้าสู่การใช้งานตามความดันที่เหมาะสมต่อไป

ตัวอย่างการใช้งานอุปกรณ์



ส่วนที่ 7 ตัวชี้วัด (Key Performance Indicator : KPI) ของกระบวนการทำงานที่สำคัญ (Core Process)

ลำดับ	ตัววัดความสำเร็จ (PI)	สถานะ (Related)	ค่าเป้าหมาย (Target)
1	การปฏิบัติงาน	บังคับเกี่ยวข้อง	ปฏิบัติได้ถูกต้อง

ส่วนที่ 8 ภาคผนวก

ภาคผนวกที่ 8.1 ตัวอย่าง Site Investigation Form ของท่อบนบก ทั้งนี้อาจใช้แบบฟอร์มอื่นๆได้ โดยให้พิจารณาความเหมาะสมที่หน้างาน

Pipeline site investigation Sheet			
Arriving date		Arriving time	
		Record by	
Basic Data			
Pipeline Diameter :		inches	Pipe Grade/SMYS :
			X / psig
Nominal Wall Thickness :		mm.	Measured Wall Thickness :
			mm.
Present MAOP :		psig	Seam Weld Type <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Long <input type="checkbox"/> Spiral
Type of Coating - Body Pipe :		Girth Weld	Coating Thickness :
Feature ID from ILI Report :		Pipe Surface Temperature :	
Cathodic Protection system	Impress current	Scarificial anode	
Location of Damage			
Pipeline Route Code :		KP of Damage - Start:	End:
GPS Coordinate Northing :		m Easting :	m. Depth of Cover
			m.
Distance from Upstream Girth Weld :		m.	Distance from Downstream Girth Weld :
			m.
Seam Weld Orientation of Pipe :		o' Upstream Pipe :	o' Downstream Pipe :
Land Use :	<input type="checkbox"/> Residential	<input type="checkbox"/> Commercial	<input type="checkbox"/> Pasture <input type="checkbox"/> Farming <input type="checkbox"/> Other :
Soil Type	<input type="checkbox"/> Hard <input type="checkbox"/> Soft ¹ <input type="checkbox"/> Very Soft ¹	Information for excavation work	
Defect Drawing or Sketch			
Orientation of defect?	Location of defect?	Proximity to GW?	Proximity to other defects?
Damage Cause:	Natural forces	Corrosion	Excavation by third parties
	Othre Outside force	Other.	
Rupture	Yes	No	
Leak	Yes	No	
Fire	Yes	No	
Explosion	Yes	No	
Excavation	Yes	No	

Note 1. Excavation work shall be installed sheet pile.

ภาคผนวกที่ 8.2 ตารางท่อคลัง และรายการจำนวนอุปกรณ์คลังพร้อมใช้งาน

1. intraweb.pttgrp.com/ocdms/_layouts/15/WopiFrame2.aspx?sourcedoc=/ocdms/Documents/Pipeline%20Emergency%20Service/Emergency%20Pipe%20and%20Tools%20List/Emergency%20Pipe%20and%20Tools%20List_Rev3%20-%20Editable.xlsx&action=default)
2. iWarehouse (<https://tsoiwarehouse.pttplc.com/User/Login?ReturnUrl=%2f>)

ภาคผนวกที่ 8.3 คำนวน ปริมาณ Liquid Nitrogen สำหรับท่อบนบก

การคำนวณปริมาณ Nitrogen ที่ใช้สำหรับการ Purging และ ขั้นตอนการประสานงานกับบริษัท TIG&BIG

1. การประเมินปริมาณ Nitrogen ที่จำเป็นที่ต้องใช้ในการ Purging
 - 1.1 หาขนาดของท่อ _____ inch.
 - 1.2 ความยาวของท่อ _____ กม.
 - 1.3 ใช้สมมุติฐานในการคำนวณ จะใช้ปริมาณของ Nitrogen 3 เท่าของปริมาตรท่อ
 - 1.4 จำนวน Nitrogen ที่จะใช้ในการ Purging = $\frac{\text{ปริมาณที่หาได้จากข้อ 1.3} \times \text{ความยาวท่อจากข้อ 1.2}}{16}$
 - 1.5 ปริมาณที่ได้ให้ทำการเผื่อ 10% = ปริมาณที่ได้จากข้อ 1.4 x 10 %
2. ระยะเวลาในการ Purging
 - 2.1 ใช้สมมุติฐานในการคำนวณ จะใช้ปริมาณของ Nitrogen 3 เท่าของปริมาตรท่อ
 - 2.2 ระยะเวลาในการ Purging = $\frac{\text{ระยะเวลาในการ Purging 2.1} \times \text{ความยาวท่อจากข้อ 1.2}}{16}$

ภาคผนวกที่ 8.4 เบอร์ดัตตการณ์เกิดเหตุฉุกเฉิน

- supplier special tool ตาม S-วท.วรด.-04-0002 ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท.
- contractor ตาม S-วท.วรด.-04-0002 ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท.

การทวนสอบบริษัทผู้รับเหมา ที่จะพิจารณาติดต่อกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

1. เป็นบริษัทเคยได้รับงานจัดจ้างใน scope ของระบบท่อฯ และหรืองานก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 3 ปีย้อนหลัง

โดยตรวจสอบจากระบบ Vendor Management System (VMS) [ค้นหาข้อมูลผู้ค้า \(pttplc.com\)](http://pttplc.com) และ ประสานงานกับหน่วยงาน จบ.บสค. หรือ

2. เป็นบริษัทที่อยู่ใน ACTL ฉบับปัจจุบัน ได้ส่งแบบสอบถามความพร้อมสนับสนุนงานซ่อมท่อฯ กรณีเกิด เหตุฉุกเฉินตาม ส-วท.วรรต.-04-0002

ภาคผนวกที่ 8.5 Outline Specification for Initial Survey of Offshore Damaged Pipelines

Overview

The pipeline survey can be carried out in two ways; either using a vessel based hydrographic survey or utilising a (Workclass Remote Operate Vehicle) WROV.

For both inspection methods the mothership will need to be fitted with the following:

- 1) Differential GPS – Primary and secondary systems.
- 2) A calibrated gyro compass.
- 3) Echo sounder for bathymetry – A single channel echo sounder will be sufficient.
- 4) A sound velocity profiler – To measure seawater temperature and salinity.
- 5) WROV and Sonar winching systems.
- 6) If the work area is located near (within the 500m zone) of a platform or other surface structure, the vessel should be equipped with a system, such as a laser fanbeam, to maintain a safe distance from the structure.
- 7) Reserve systems - In case of system failure.

All equipment would need to be fully calibrated.

Hydrographic Survey

For a vessel based survey, the following systems would be required:

- 1) Side scan sonar. – With a 50 – 100m slant range.
- 2) Sub bottom profiler - Working to a below seabed depth of 5m, with heave compensation. The sub bottom profiler can either be towed or hull mounted.
- 3) On vessel recording equipment, for the side scan sonar and the sub bottom profiler.
- 4) On board data processing facilities – To speed up data turnaround times.
- 5) Cable counter - To determine how far out the side scan sonar towfish is located from the vessel.
- 6) Alternatively, an Ultra short base line acoustic system can be used to determine the towfish location more accurately than a cable counter.

The survey vessel should survey a grid of at least 1*1km (TBC), centred on the incident, ensuring that the sonar provides sufficient overlap of each grid line (Approx 50% overlap). A final pass of the pipeline should be made, along the pipeline route, with a slight offset, in both directions.

For a WROV survey, the following systems would be required to be fitted to the WROV:

- 1) High resolution video cameras, with associated lighting placed on the ROV. Three video cameras should be utilised to provide a view of the top of the pipeline, as well as port and starboard views.
- 2) A USBL acoustic beacon to be fitted to the ROV, to determine ROV location. With appropriate USBL receiver fitted to the vessel.
- 3) Side scan sonar.
- 4) Sub bottom profiler – Working to a seabed depth of 5m.
- 5) A pipe tracker system.
- 6) Cathodic Protection stabbing equipment.
- 7) A digital video system, including the ability to add video overlays, on board the mothership, to collate and label the video footage from the WROV.
- 8) Backup analogue video capture systems, ie: video recorders.

The WROV can either be used to “fly” along the pipeline route, in both directions or to survey a 1*1km grid, (this will be much slower than the vessel based survey) or a combination of both. The main advantage, over the vessel based survey, is that video footage can be recorded and viewed.

Fully qualified survey personnel will also be required to conduct the survey.

Deliverables

Required, from the survey, would be;

- 1) ROV video footage, with commentary, noting debris, seabed scars, pipeline exposure, pipeline movement etc. The video footage should be overlaid with GPS co-ordinates, depth, velocity, etc. Software should be provided to view the ROV footage, with the ability to view the footage from multiple cameras simultaneously.
- 2) A detailed anomaly listing to be generated from the ROV and sonar footage.
- 3) Side scan sonar data, with software to enable this to be viewed, clearly labelled with debris, anchor scouring, pipeline exposures, pipeline movement, etc.
- 4) Full survey report.

Inspection Process

The following is a typical process of inspection to confirm the damage that may have occurred to the pipeline.

Inspections to confirm damage:

- Swathe Bathymetry or Multibeam – this will give a picture of the seabed. The objective of this inspection will be to:
 - Confirm if and where the line is exposed
 - Confirm any movement of the line
 - Confirm the path of the anchor across the seafloor. This can give important information as to where a dent or deformation of the pipe wall may have occurred, which may be difficult to see

during inspections, if for example the pipeline has moved during the incident, or if sediment makes visibility poor.

- Allow for focused inspection plan to be implemented
- General Visual Inspection (GVI) along pipeline route – First Pass
 - This will give an initial impression of the extent of the damage, and allow experts onshore to review features/damage and where efforts need to be focused
 - It is anticipated that this inspection would be undertaken to provide full coverage of pipe in one pass, using side boom cameras or equivalent
- GVI – Second Pass
 - Focused GVI of specific areas as specified by client/experts onshore.
 - This would aim to identify possible areas of damage or key features and would allow experts on the beach to make decisions on potential CVI's to be performed
- CVI – Close Visual Inspection of specified areas
 - The requirement for this would be specified by experts onshore.
 - The CVI will allow for a more detailed engineering assessment to be made by experts both offshore and importantly onshore. Footage should be of high quality, and may include CP stabs of bare metal if any is present.

Inspections should ideally be carried out by 3.4U qualified personnel. This is the standard inspection qualification for offshore inspectors.

During all the ROV Visual inspections a voice over (commentary) of the inspection should be provided. Video and Photograph logs should be utilised to ensure experts on the beach can clearly identify which sections/features of the pipeline the videos or photographs relate to. The Video logs should always start with the direction of inspection being stated.



บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ระยะดำเนินการ)

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่รับผิดชอบของส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 10
ปี 2567 (ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม)

ภาคผนวก ญ-4

คู่มือประสานงานชุมชน



คู่มือประสานงานชุมชน

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ตำบลศรีมหาโพธิ์

อำเภอศรีมหาโพธิ์ จังหวัดปราจีนบุรี

• หมู่ 12

บทนำ

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) บริษัทพลังงานของคนไทยที่บริหารงานโดยคนไทย และมีกระทรวงพลังงาน คอยกำกับดูแล และถือหุ้นใหญ่โดยกระทรวงการคลัง มีหน้าที่ในการดูแลพลังงานหลักของประเทศ เพื่อให้ประเทศสามารถพัฒนา ไปได้อย่างมั่นคง มีเสถียรภาพ สามารถแข่งขันกับเพื่อนบ้านใกล้เคียงได้

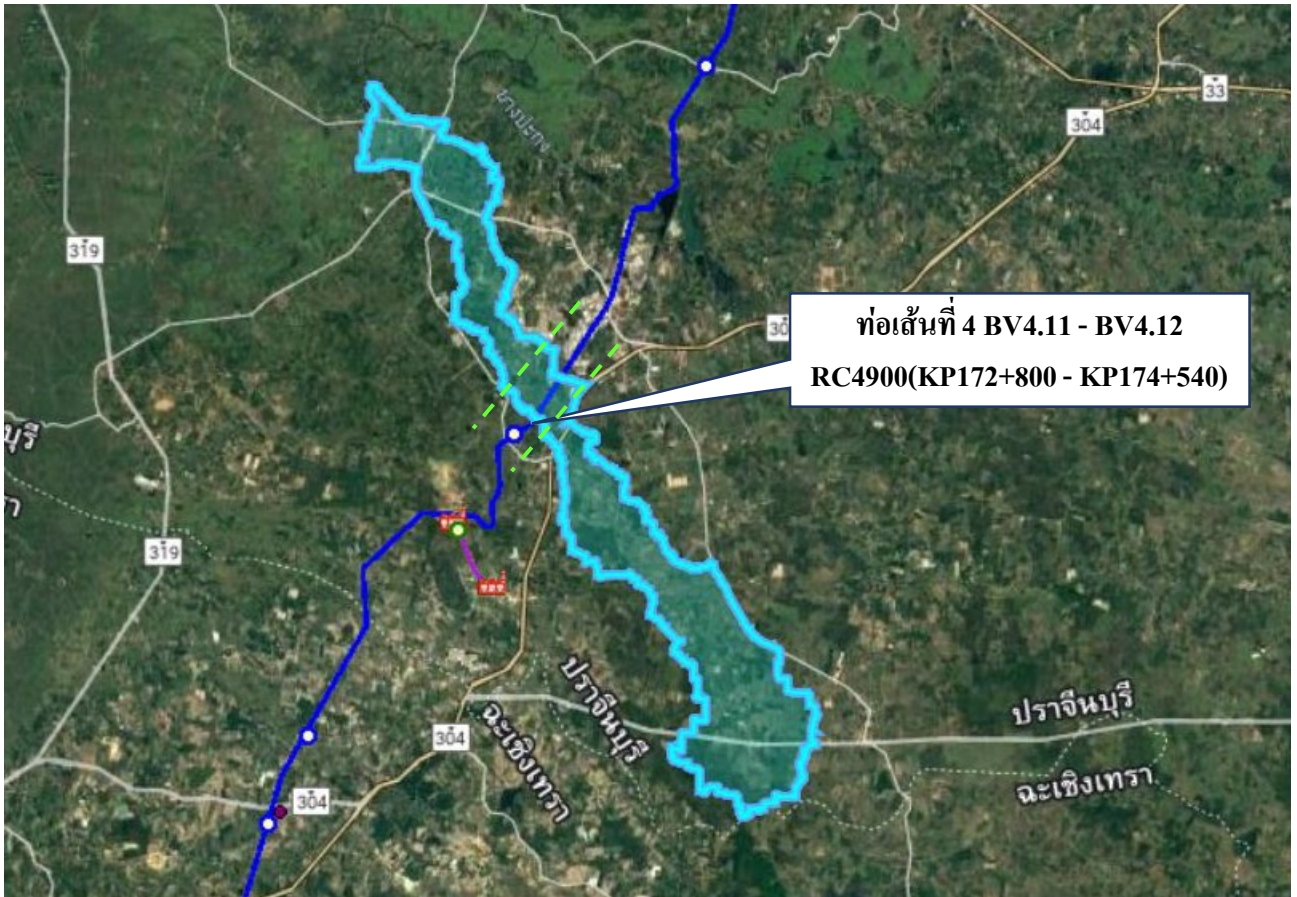
โดยธุรกิจก๊าซธรรมชาตินั้นเป็นหน่วยธุรกิจหลัก ปตท. ที่ทำหน้าที่ดูแล จัดส่ง จัดหาแหล่งพลังงานสำรองก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม และเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เช่น เม็ดพลาสติก ฯลฯ

ในปัจจุบัน ประเทศไทยมีความต้องการใช้พลังงานอย่างสูง ทั้งในภาคครัวเรือน และภาคอุตสาหกรรม โดยขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะเห็นได้ว่าทุกคนในประเทศ เป็นส่วนหนึ่งของการใช้พลังงานดังกล่าว ฉะนั้นหน้าที่การดูแลแหล่งพลังงาน และการขนส่งจึงเป็นหน้าที่ของพวกเราทุกคน

คู่มือฉบับนี้เป็นความเข้าใจร่วมกัน ในการที่จะช่วยกันดูแล แหล่งพลังงานหลักของประเทศ ระหว่างชุมชนและสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้ทุกคนอยู่กันอย่างมีความสุข และยั่งยืน



แนวท่อส่งก๊าซในพื้นที่ ต.ศรีมหาโพธิ



รายละเอียดแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่

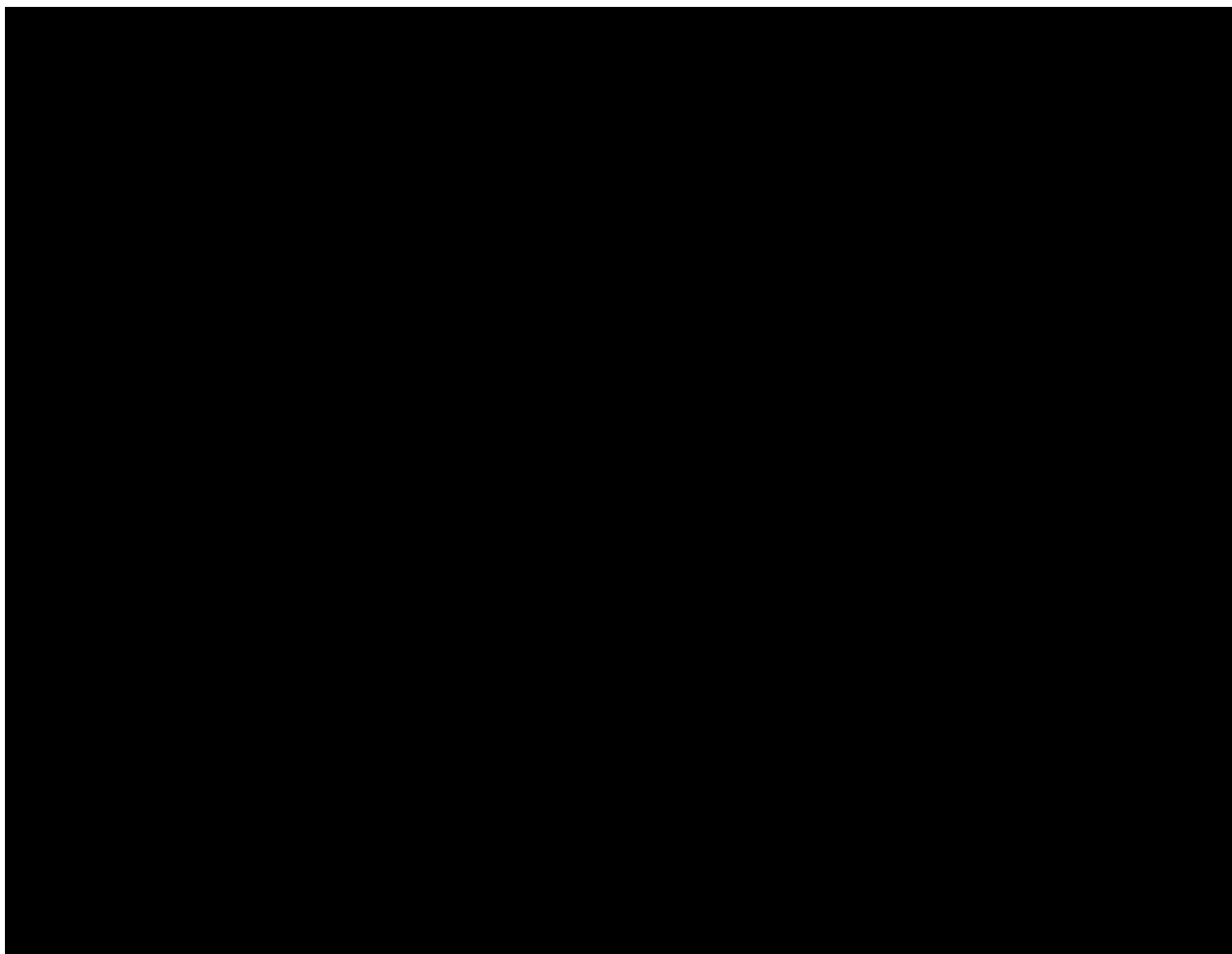
สถานีควบคุมก๊าซ	ไม่มี
สถานีก๊าซ (จุดตัดแยก)	ไม่มี
สถานีเพิ่มความดันก๊าซ	ไม่มี
แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	-----

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน...**โทรทันที**

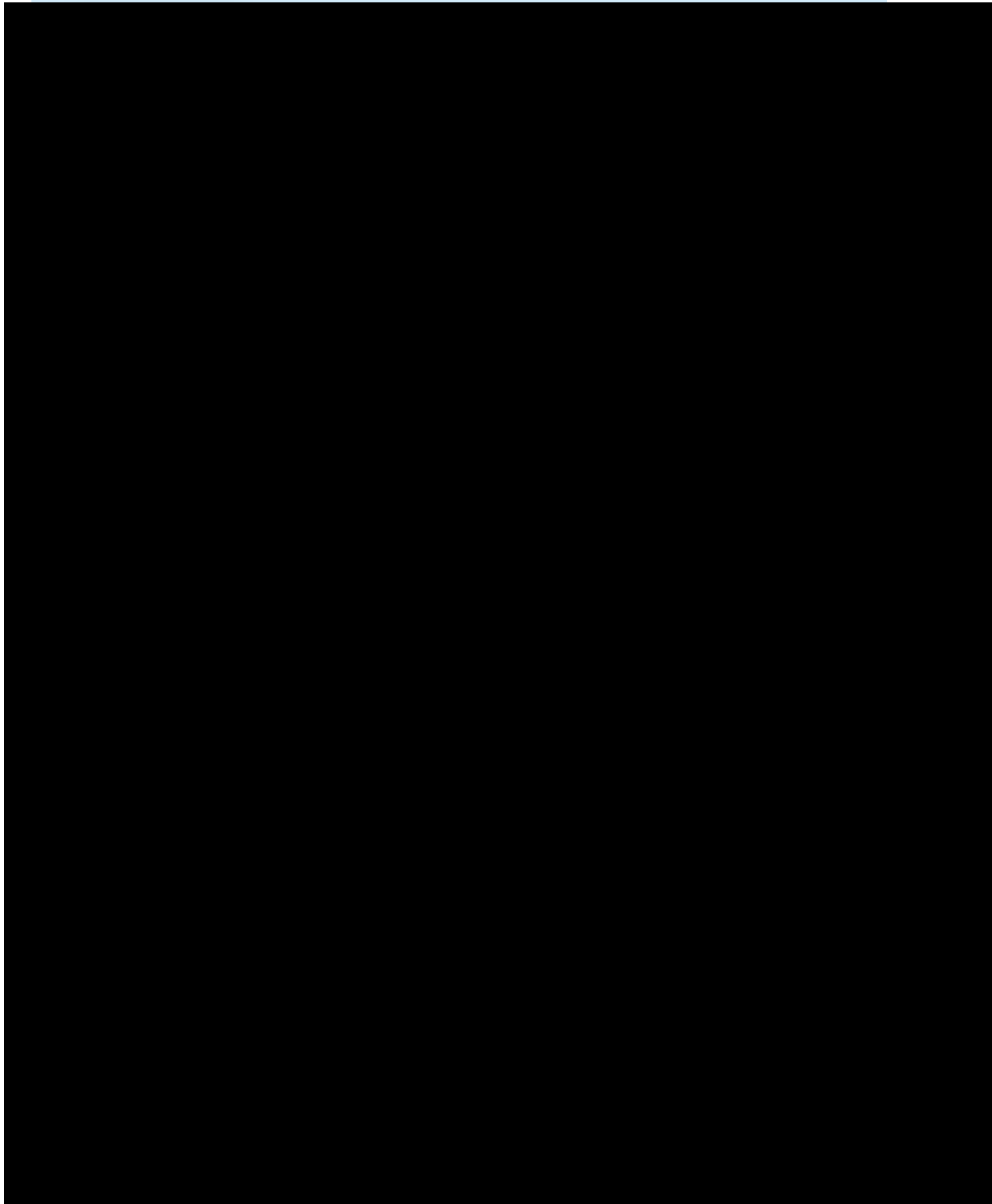
1540

โทรฟรี 24 ชั่วโมง

เจ้าหน้าที่ ปตท. ผู้ประสานงานในพื้นที่



ผู้ประสานงานในชุมชน



สถานที่ราชการ

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

เบอร์โทร กรณีนุกลงเงิน	1540
ศูนย์ปฏิบัติการท่อชลบุรี	038-274-399
ศูนย์ปฏิบัติการท่อเขต 10 (ปท.10) (02) 537-2000 Ext. 38405	

หน่วยงานป้องกันบรรเทาสาธารณภัย

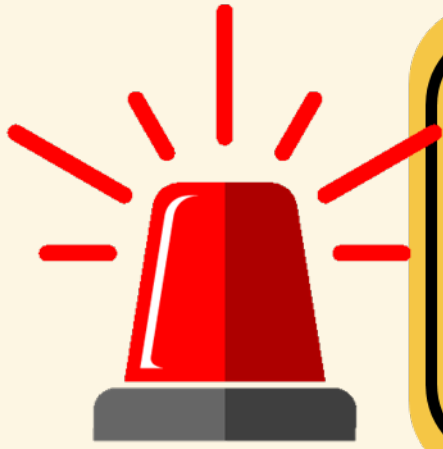
ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 3 ปราจีนบุรี	
037-291-750-5	
สำนักงานป้องกันจังหวัดปราจีนบุรี	037-454-419
องค์การบริหารส่วนตำบลศรีมหาโพธิ	037-279-529

สถานีตำรวจ

สถานีตำรวจภูธรจังหวัดปราจีนบุรี	037-212-008 ext. 191
สถานีตำรวจภูธรศรีมหาโพธิ	037-279-111

หน่วยงานสาธารณสุข

สำนักงานสาธารณสุขอำเภอศรีมหาโพธิ	037-279-201
โรงพยาบาลศรีมหาโพธิ	037-279-204



ขั้นตอนปฏิบัติ

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินฯ ก๊าซรั่ว เพลิงไหม้ แนวท่อหรือสถานีก๊าซฯ ให้ปฏิบัติตามขั้นตอน 4ร ดังนี้

1. **รับรู้และระวัง** ห้ามทำให้เกิดประกายไฟ
2. **รับประเมินสถานการณ์และอพยพ** โดยออกห่างจากจุดเกิดเหตุอย่างน้อย 250 เมตร ไปในทิศทางเหนือลม และรับอพยพไปยังจุดอพยพตามแผนที่ ที่ระบุไว้ในเอกสารนี้
3. **รับโทรแจ้งเหตุ** โดยติดต่อสายด่วนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โทร.1540 ชลบุรี (โทรฟรี) แจ้งสถานที่เกิดเหตุให้ชัดเจน (ได้แก่ สถานที่สำคัญใกล้เคียง หมู่ที่ ถนน ตำบล อำเภอ จังหวัด)
4. **รอให้ปลอดภัย** โดยต้องมีการปิดกั้นพื้นที่ไม่ให้รถหรือคนผ่านบริเวณจุดเกิดเหตุและบริเวณใกล้เคียง ทั้งนี้เพื่อป้องกันอันตรายและการเกิดประกายไฟ หากยังไม่มีประกาศจาก ปตท. ห้ามเข้าพื้นที่เกิดเหตุโดยเด็ดขาด



จุดอพยพ กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินบริเวณหมู่ที่ 12 บ้านมาบป้าตอง

จุดอพยพ1 วิทยาลัยเทคนิคบูรพาปราจีน

จุดอพยพ2 สถานีตำรวจทางหลวง 5 กองกำกับการ 3 กองบังคับการตำรวจทางหลวง



จุดอพยพ กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินบริเวณ _____



ไม่มีข้อมูล

เรื่องน่ารู้เกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ



“ก๊าซธรรมชาติ”

คืออะไร ?



ก๊าซธรรมชาติ คือ ปิโตรเลียมชนิดหนึ่ง
เกิดจากซากพืชซากสัตว์ที่ทับถมกันเป็นเวลา
หลายร้อยล้านปี ถูกความร้อนและความกดดัน
จนกลายเป็นปิโตรเลียมโดยปิโตรเลียม
ที่อยู่ในสถานะของเหลว คือ น้ำมันดิบ
และปิโตรเลียมที่อยู่ในสถานะก๊าซ
คือ ก๊าซธรรมชาติ



5

คุณสมบัติสำคัญของก๊าซธรรมชาติ



1



เบากว่าอากาศ

เมื่อรั่วไหลจะลอยขึ้นสู่ที่สูงและฟุ้งกระจายออกไป
อย่างรวดเร็ว ทำให้ปลอดภัยในการใช้งาน

2



ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น

ปกติก๊าซธรรมชาติไม่มีสี ไม่มีกลิ่น
แต่ผู้ผลิตจะเติมกลิ่นลงไป เพื่อให้ทราบเมื่อก๊าซรั่วไหล

3



ติดไฟได้ยาก

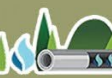
ก๊าซธรรมชาติจะไม่ติดไฟได้เอง ถ้าไม่มี
องค์ประกอบครบ 3 ส่วน ได้แก่ เชื้อเพลิง
อากาศ และความร้อน

4

แปลงสถานะเป็นของเหลวได้ เรียก LNG

เมื่อลดอุณหภูมิลงมาถึง -162°C จะเปลี่ยนเป็น
ก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อสะดวกในการขนส่งระยะไกล ๆ

5



เป็นเชื้อเพลิงสะอาด

เมื่อเผาไหม้แล้วจะมีปริมาณฝุ่นละออง
และไอเสียน้อยกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่น

หลากหลายประโยชน์
ของก๊าซธรรมชาติ
ในชีวิตประจำวัน

แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ

โรงงานก๊าซธรรมชาติ

เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม



เป็นเชื้อเพลิง
ในการผลิตกระแสไฟฟ้า

เป็นวัตถุดิบตั้งต้น
ในการผลิตผลิตภัณฑ์ต่างๆ

เป็นเชื้อเพลิงในครัวเรือน
หรือ ก๊าซหุงต้ม (LPG)

เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์
ที่เรียกว่า NGV

5



4



3



2



ทำไมต้องขนส่ง ก๊าซธรรมชาติทางท่อ?



ประเทศไทยมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงปริมาณมากในแต่ละวัน เพื่อให้การขนส่งก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้อย่างปลอดภัย จึงจำเป็นต้องขนส่งก๊าซธรรมชาติ แยกออกจากระบบขนส่งมวลชนโดยเด็ดขาด

ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจึงเปรียบเสมือนเส้นเลือดใหญ่ทางพลังงาน ที่ทำหน้าที่ส่งก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง รวดเร็ว และขนส่งในปริมาณมากให้เพียงพอต่อความต้องการใช้เชื้อเพลิงของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ และปลอดภัย



คุณสมบัติท่อส่งก๊าซธรรมชาติ



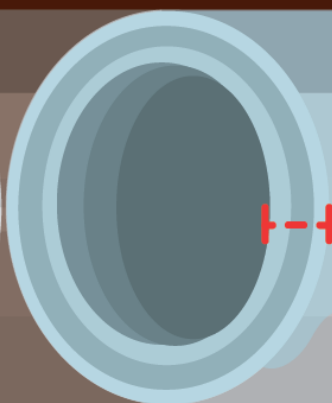
ต้องมีความแข็งแรงสูง
ทำมาจากเหล็กกล้า
ผ่านการทดสอบ
ก่อนนำมาใช้จริง

ออกแบบและฝังลึก
ไม่น้อยกว่า 1.5 เมตร



ออกแบบและก่อสร้าง
ตามมาตรฐานสากล

มีขนาดที่
รองรับปริมาณ
ก๊าซที่จะขนส่งได้



มีความหนาที่เหมาะสม
กับแรงดันของก๊าซ
เคลือบด้วยสารกันสนิม
เพื่อป้องกันการผุกร่อน

ตำแหน่งแนวท่อส่งก๊าซ และป้ายเตือน



ประเทศไทยมีท่อส่งก๊าซ ในทะเลและบนบก
ความยาวรวมประมาณ 4,314 กิโลเมตร
(ข้อมูล ณ 31 ธ.ค. 2563)



ข้อมูลสำคัญ บนป้ายคำเตือน



2
KP XX

- 1 เบอร์โทรศัพท์สายด่วนระบบท่อส่งก๊าซ ปตท.
- 2 ตัวเลข KP บอกพิกัดแนวท่อส่งก๊าซ

เมื่อพบเหตุฉุกเฉิน หรือกรณีมีผู้รบกวนแนวท่อส่งก๊าซ โทร 1540 เพื่อติดต่อเจ้าหน้าที่ ปตท. ได้ทันที

"ป้ายคำเตือนสีเหลือง" ที่ติดตั้งไว้ตลอดแนวท่อฯ เป็นจุดสังเกตให้ทราบถึงตำแหน่งของท่อส่งก๊าซธรรมชาติในชุมชน



ชุมชนร่วมป้องกัน

การรुक้ำแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และช่องทางการติดต่อ ปตท.

ระยะรัศมีระวังสำหรับกิจกรรมที่มีความเสี่ยงต่อแนวท่อส่งก๊าซ



กิจกรรมที่มีความเสี่ยงต่อแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ



เผา



ขุดลอกคลอง



ปลูกไม้ยืนต้น



ตอกเสาเข็ม



กองวัสดุ



ปลูกสิ่งก่อสร้าง



หากมีความจำเป็นต้องเข้าไปดำเนินกิจกรรมใดๆ ในบริเวณแนวท่อส่งก๊าซฯ ติดต่อ

ขอคำแนะนำ หรือ แจ้งการรูก้ำ

สายด่วนระบบท่อส่งก๊าซฯ ปตท.



1540

โทรฟรี 24 ชั่วโมง



การบำรุงรักษาตามมาตรฐานสากล และ มาตรการด้านความปลอดภัย

ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ระบบ SCADA

ระบบควบคุมการส่งก๊าซธรรมชาติอัตโนมัติ เพื่อควบคุมและติดตามข้อมูลการส่งก๊าซฯ ระยะไกล พร้อมพนักงานตรวจสอบตลอด 24 ชั่วโมง



สถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติ

ทำหน้าที่ตรวจสอบข้อมูลความดัน อุณหภูมิ และปริมาณการไหลของก๊าซฯ เป็นระยะตลอดแนวท่อ และเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินว่าว่สถานีก๊าซฯจะถูกสั่งปิดได้ทันทีจากระบบ SCADA



การลาดตระเวนแนวท่อส่งก๊าซฯ

โดยรถยนต์ การเดินเท้า และ เครื่องบินไร้คนขับ (Drone) เพื่อตรวจสอบกิจกรรมที่มีความเสี่ยง การรุกล้ำ แนวท่อส่งก๊าซฯ ความผิดปกติทางภูมิศาสตร์ และการรั่วไหลของก๊าซฯ เป็นประจำทุกสัปดาห์



กระสวยอัจฉริยะ หรือ Intelligent Pipeline Inspection Gauge: PIG

ทำหน้าที่ตรวจสอบสภาพภายในท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อเก็บข้อมูลความผิดปกติ หรือความผิดปกติ เพื่อการวางแผนบำรุงรักษา เป็นประจำทุก 5 ปี



ภาพถ่ายดาวเทียม



ใช้ระบบ AI ร่วมกับกล้องวงจรปิด

เพื่อตรวจสอบการรั่วไหล การรุกล้ำ หรือการกระทำกิจกรรมที่มีความเสี่ยงต่อแนวท่อฯ เพื่อให้พนักงานสามารถเข้าประสานงาน และระงับเหตุได้ทันที



Pipe to Soil Potential Measurement

การวัดค่าศักย์ไฟฟ้า ณ จุดวัดค่า เพื่อตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันการกัดกร่อน



CIPS Survey

การเดินเหนือแนวท่อ วัดค่าศักย์ไฟฟ้าของระบบป้องกันการกัดกร่อนของท่อก๊าซฯ



DCVG Survey

การเดินเหนือแนวท่อ วัดค่าศักย์ไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบจุดที่วัสดุหุ้มฉนวนเกิดการเสื่อมสภาพหรือเสียหาย



การซ่อมแผนฉุกเฉิน

อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง





ขั้นตอน 4ร

เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินต้องส่งก๊าซธรรมชาติ

01



รับรู้ และระวัง

หากท่อส่งก๊าซธรรมชาติรั่วไหล จะมีเสียงดังคล้ายเสียงลมรั่ว อาจมีไอสีขาวพุ่งขึ้น หรืออาจมีเศษฝุ่นดินลอยขึ้นสู่บรรยากาศ

ในกรณีก๊าซธรรมชาติที่รั่วไหลมีการติดไฟ จะมีการแผ่รังสีความร้อน ให้สังเกตสิ่งของ วัสดุ หรือต้นไม้ ใบไม้ที่มีการเปลี่ยนแปลงกายภาพ

ระวัง!



ห้ามทำให้อุณหภูมิสูงเกินไป หรือความร้อน



ห้ามสตาร์ทเครื่องยนต์



ห้ามเปิดฝักบัว หรือไฟฟ้า



ห้ามสูบบุหรี่

02



รับประเมินสถานการณ์ และอพยพ



กรณีอยู่ภายนอกที่พักอาศัย

หากอยู่ในรัศมีการแผ่รังสีความร้อน หรือมีเสียงดัง ให้รีบอพยพไปยังพื้นที่ปลอดภัย ในระยะห่างจากจุดเกิดเหตุ อย่างน้อย **250 เมตร** ในทิศทาง **เหนือลม**



กรณีอยู่ภายในที่พักอาศัย

หากเกิดไฟไหม้ หรือมีกลุ่มควัน

- บังคับการอุดตมควันไฟ
- หลีกเลี่ยงการอยู่ในบริเวณจุดอับของที่พักอาศัย
- ให้อพยพไปยังพื้นที่ปลอดภัย

หากไม่เกิดไฟไหม้ และไม่มียกลุ่มควัน

สังเกตสิ่งของภายนอกที่พักอาศัย หากมีการเปลี่ยนแปลง ไม่แนะนำให้ออกจากที่พักอาศัย

03



รับโทรแจ้งเหตุ

โทร **1540**

แจ้งตำแหน่ง
แจ้งลักษณะเหตุการณ์



04



รอให้ปลอดภัย

สอบถามจากผู้นำชุมชน หรือรอการยืนยันสถานการณ์จาก ปตท. เมื่อสถานการณ์ปลอดภัยแล้ว ปตท. จะแจ้งให้สามารถกลับเข้าสู่พื้นที่ได้





ศูนย์ปฏิบัติการและพื้นที่รับผิดชอบ



ศูนย์ ปฏิบัติการ	พื้นที่จังหวัดที่รับผิดชอบ	หมายเลขโทรศัพท์
เขต 1	ชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ ระยอง	0-3827-4390
เขต 2	พระนครศรีอยุธยา นครนายก สระบุรี ปทุมธานี	0-3538-7100-6
เขต 3	ระยอง ชลบุรีบางส่วน	0-2537-2000 ต่อ 38540
เขต 4	ขอนแก่น	0-4330-6942 089-569-1238
เขต 5	ราชบุรี นครปฐม นนทบุรีบางส่วน	0-3231-7371
เขต 6	กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ ปทุมธานี	0-2537-2000 ต่อ 34543
เขต 7	สงขลา นครศรีธรรมราช	0-7449-6082, 081-3723330
เขต 8	กาญจนบุรี	0-2537-2000 ต่อ 38632
เขต 9	ปทุมธานี สมุทรปราการ พระนครศรีอยุธยา กรุงเทพฯ	0-2577-9700
เขต 10	ปราจีนบุรี ฉะเชิงเทรา นครนายก ชลบุรี	0-2537-2000 ต่อ 38405
เขต 11	สิงห์บุรี อ่างทอง ลพบุรี ชัยนาท นครสวรรค์ พระนครศรีอยุธยา	0-2537-2000 ต่อ 38304
เขต 12	นครราชสีมา สระบุรี	0-4498-4030-5
ปฟ.	ส่วนปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีชายฝั่ง จ.ระยอง	0-2537-2000 ต่อ 34331



ระบบท่อก๊าซธรรมชาติ เป็นสมบัติของประเทศ เราทุกคนควรช่วยกันดูแล
หากพบเห็นผู้เข้ามาดำเนินการใด ๆ ในแนวท่อก๊าซฯ
ท่านสามารถเป็นส่วนหนึ่งของการดูแลความปลอดภัยในชุมชน
โดยโทรแจ้ง 1540 หรือศูนย์ปฏิบัติการในพื้นที่ เพื่อให้เจ้าหน้าที่ ปตท. เข้าตรวจสอบ

ท่อก๊าซฯ ปลอดภัย
คนไหนจับได้



สแกนเพื่อศึกษาข้อมูลเพิ่มเติม



เขตรบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)



รู้หรือไม่...

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

กำหนดให้พื้นที่แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติเป็น

เขตรบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)



66 การกระทำใดๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อ

ท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ต้องผ่านความเห็นชอบจากพนักงาน
เจ้าหน้าที่ของ กกพ. หรือ พนักงาน ปตท. ที่แต่งตั้งโดย กกพ. 99

ขั้นตอนการขออนุญาตดำเนินการใดๆ ในเขตรบบ
ที่มีท่อส่งก๊าซ ของ ปตท. วางอยู่

1

ผู้ร้องขอยื่นหนังสือขออนุญาต พร้อมเอกสาร
ประกอบมายัง ปตท. ส่วนปฏิบัติการระบบท่อ
ในพื้นที่

ปตท. ตรวจสอบเอกสารประกอบ
และแจ้งรับเรื่องกลับไปยังผู้ร้องขอ

2

3

ปตท. ลงพื้นที่ร่วมกับผู้ร้องขอ เพื่อตรวจสอบแนวท่อ
ส่งก๊าซธรรมชาติ และพิจารณาความปลอดภัย
เชิงวิศวกรรม พร้อมแจ้งผลการพิจารณากลับไป
ยังผู้ร้องขอ ในฐานะพนักงานเจ้าหน้าที่ ที่ได้รับ
การแต่งตั้งจาก กกพ.

กรณีได้รับอนุญาต - ผู้ร้องขอ เข้าดำเนินการใดๆ
ตามเงื่อนไขที่ได้รับอนุญาต และภายใต้การควบคุม
ของพนักงาน ปตท.

กรณีไม่ได้รับอนุญาต - ผู้ร้องขอ ห้ามดำเนินการใดๆ
ในแนวท่อส่งก๊าซฯ โดยเด็ดขาด

4

ตัวอย่างการกระทำ
ที่เข้าข่ายต้องขออนุญาต

1. นำวัสดุ อุปกรณ์หรือเครื่องจักรกลหนัก
เคลื่อนที่ผ่าน
2. ทำให้เกิดความร้อน ประกายไฟ
การเผาไหม้ ยิงปืน
3. ปะทุสร้างอาคาร
4. เปลี่ยนแปลงสภาพพื้นที่ เช่น ทำถนน
ถมดิน ขุด ตอก เเจาะ

เอกสาร
ประกอบการขออนุญาต

1. หนังสือขออนุญาต
2. สำเนาหลักฐานการเป็นเจ้าของที่ดิน หนังสืออนุญาตให้ใช้ที่ดิน
หรือหนังสือมอบอำนาจจากเจ้าของที่ดิน
3. รายละเอียดของกิจกรรมที่จะดำเนินการ และแผนผัง
4. แผนดำเนินการ
5. หลักฐานอื่นเพิ่มเติมตามที่ ปตท. ร้องขอ