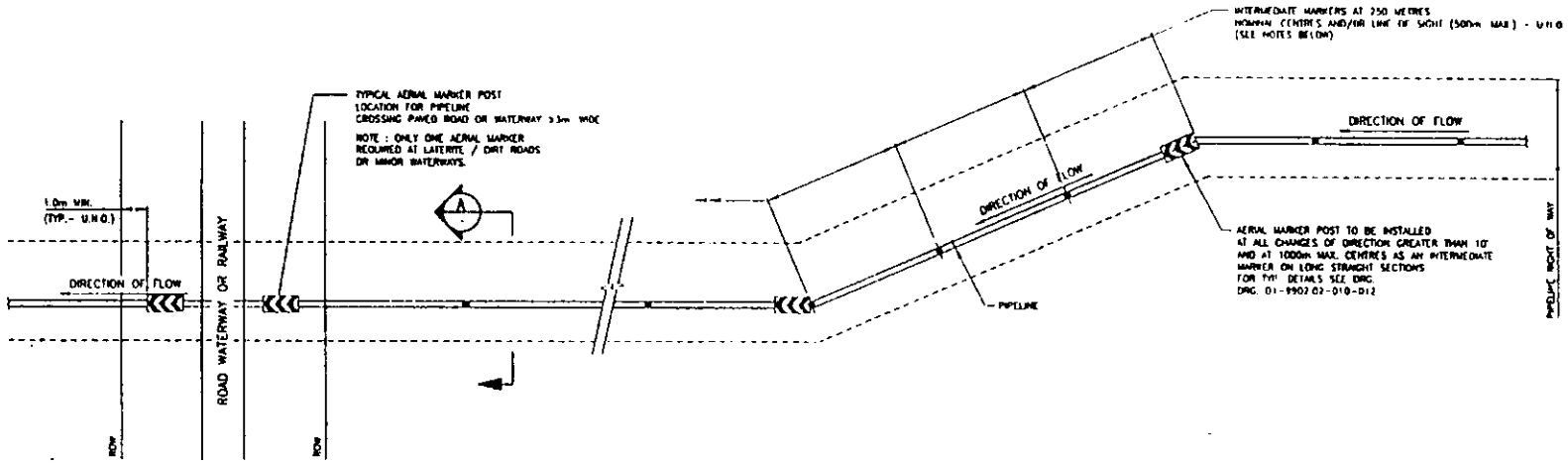
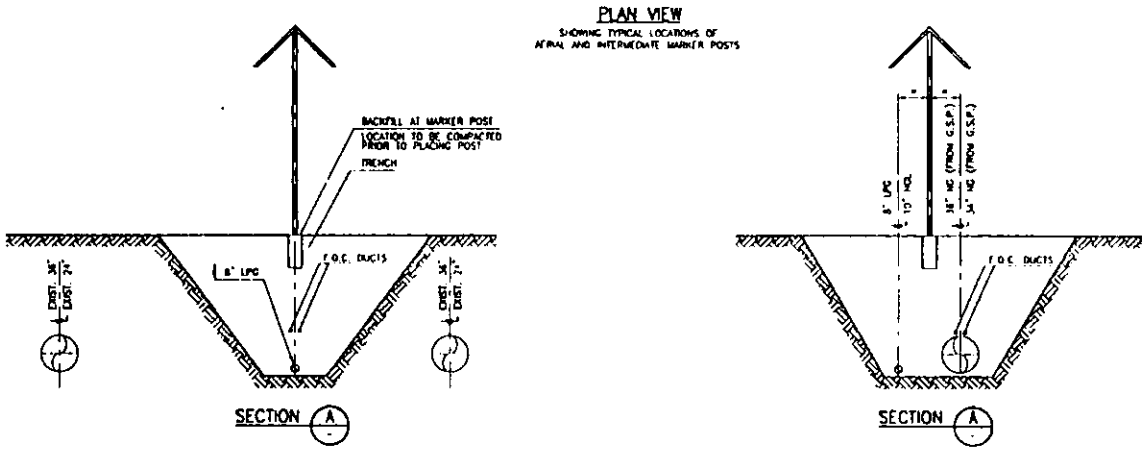
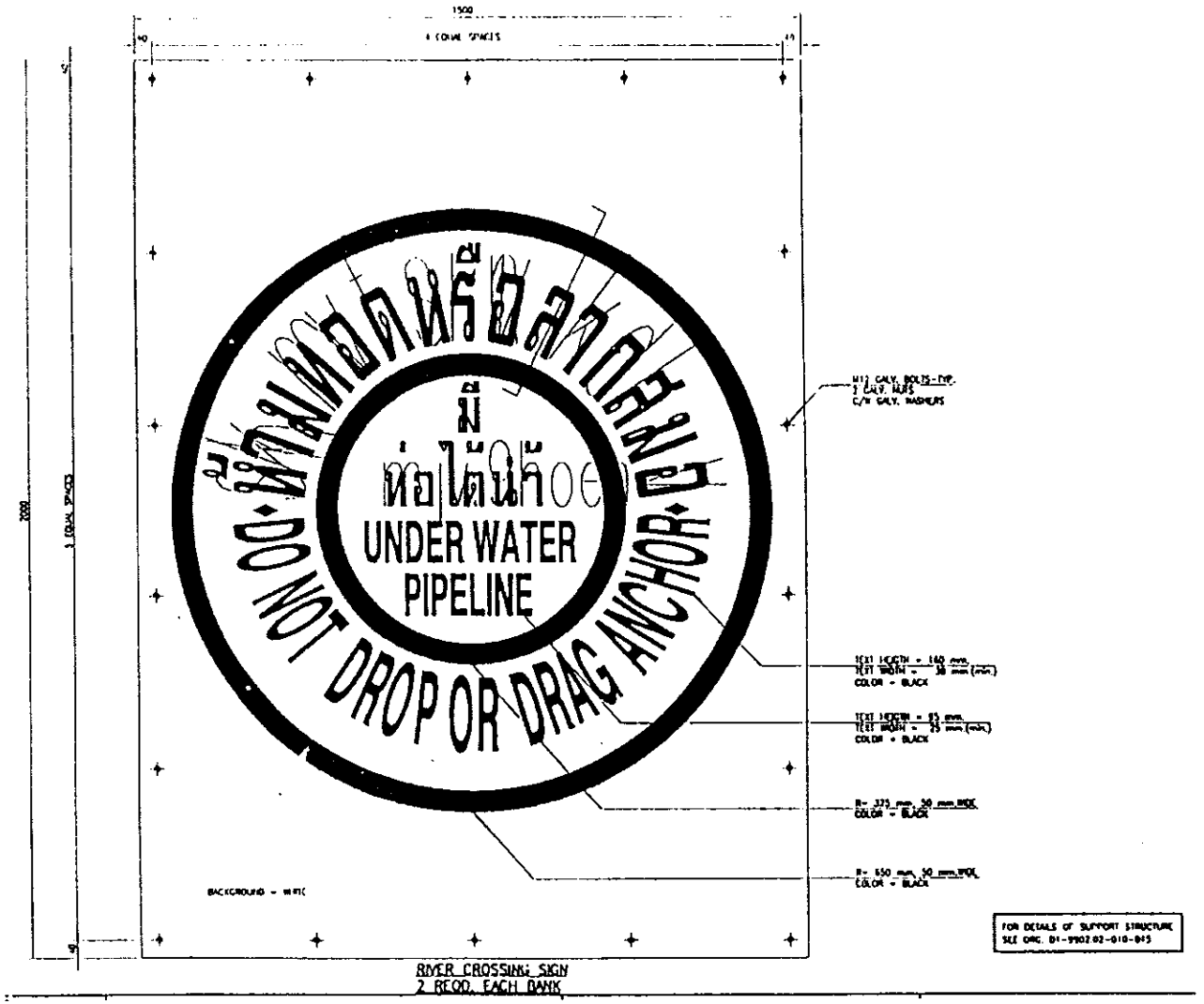




รูปที่ 2.16 ป้ายและสัญลักษณ์ แสดงแนวเขตก่อสร้าง และแสดงตำแหน่งท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก



รูปที่ 2.17 ป้ายและสัญลักษณ์ แสดงแนวเขตก่อสร้าง และแสดงตำแหน่งท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล

(4) การวางท่อส่งก๊าซผ่านพื้นที่ลักษณะต่าง ๆ จะต้องเลือกใช้วิธีการวางท่อให้เหมาะสม โดยพิจารณาถึงความเป็นไปได้ทางเทคนิค ความปลอดภัยทั้งของคนงานและของท่อ ทั้งในระยะก่อสร้างและระยะดำเนินการ โดยแบ่งเป็นกลุ่มใหญ่ๆ ดังนี้

(4.1) การวางท่อในพื้นที่ทั่วไป จะต้องกันที่ดินไว้เป็น "แนวท่อส่งก๊าซ" กว้าง 10 เมตร ตลอดแนวท่อ เพื่อการวางท่อ และการบำรุงรักษาท่อ ซึ่งในกรณีที่เป็นที่ดินเอกชน บริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ ก็จะต้องขอรอนสิทธิ์จากเจ้าของที่ดิน[18] และในกรณีที่เป็นที่ดินที่อยู่ในความดูแลของหน่วยงานรัฐอื่น บริษัทฯ ก็จะต้องขอใช้ที่ดินจากหน่วยงานรัฐนั้น (ในกรณีโครงการนี้ ได้แก่กรมทางหลวง) โดยทั่วไป ในระหว่างก่อสร้าง ยังต้องการที่ดินกว้างอีกประมาณ 10 เมตร เป็นการชั่วคราว เพื่อกองวัสดุและกิจกรรมการก่อสร้างอื่นๆ ซึ่งบริษัทฯ จะต้องเจรจาขอเช่าที่ดินจากเจ้าของที่ดิน

โดยทั่วไปจะขุดร่องให้มีความลึก ซึ่งเมื่อกลบดินแล้ว จะมีระยะจากผิวดินถึงผิวท่อด้านบนอย่างน้อย 1.5 เมตร ระยะห่างระหว่างท่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรมและท่อส่งก๊าซหุงต้ม เท่ากับ 0.60 เมตร รูปที่ 2.18 แสดงรายละเอียดการวางท่อในพื้นที่ทั่วไป

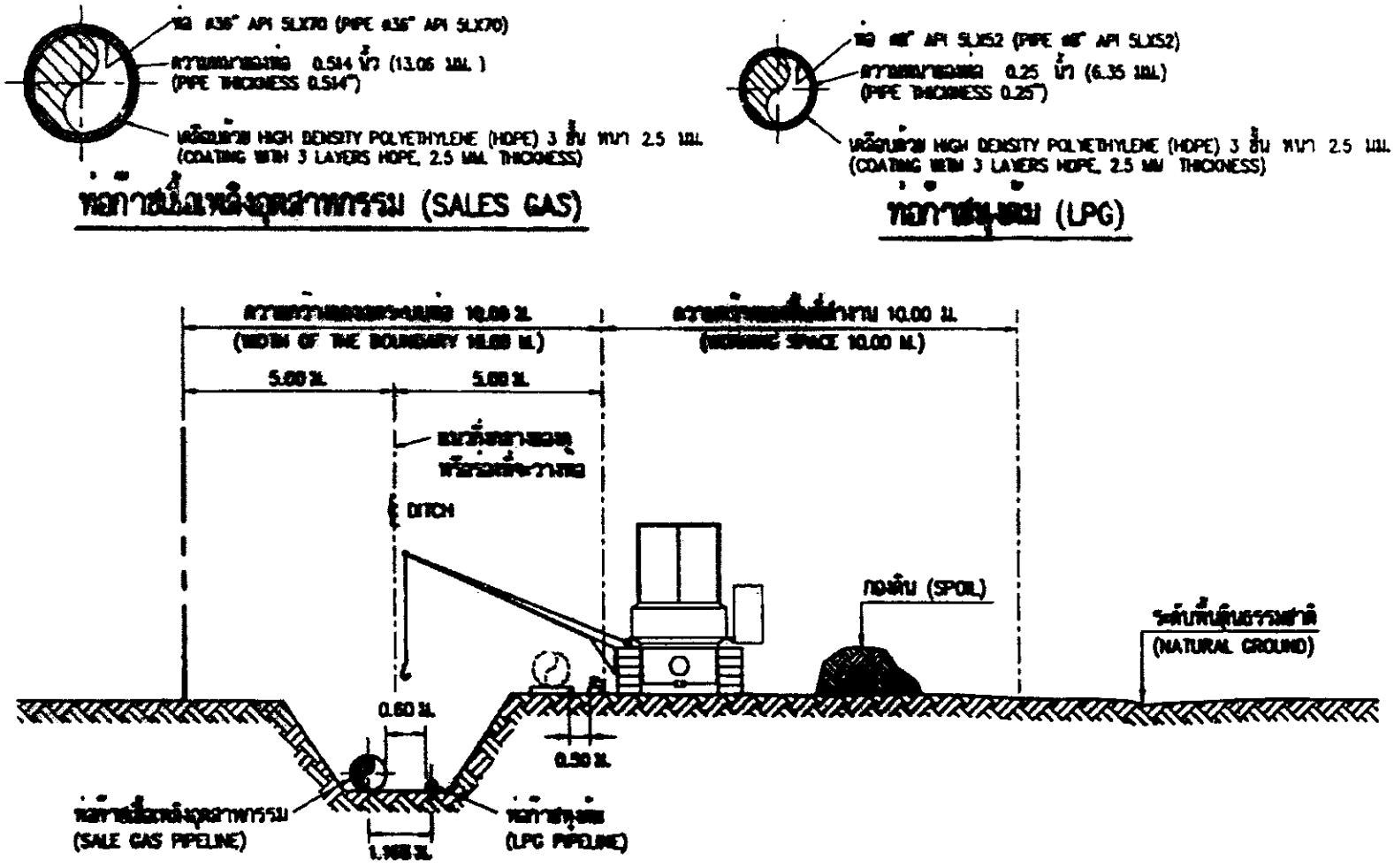
(4.2) การวางท่อส่งก๊าซตามแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูง จะวางในแนวขนานด้านใดด้านหนึ่งของสายส่ง ซึ่งกว้างข้างละประมาณ 25 เมตร คูที่ขุดมีระยะห่างระหว่างแนวกึ่งกลางคูกับแนวด้านนอกของเขตสายส่งประมาณ 5 เมตร คูที่ขุดให้มีความลึกซึ่งเมื่อกลบดินแล้วให้มีความหนาของดินอย่างน้อย 1.5 เมตรจากผิวด้านบนของท่อ ในระหว่างการขุดร่องและวางท่อ เครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ รวมทั้งเปลือกดินที่ขุดขึ้นมา จะอยู่ในเขตสายส่งตลอดแนวท่อส่งก๊าซ รูปที่ 2.19 แสดงรายละเอียดการวางท่อตามแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

(4.3) การวางท่อลอดถนน การวางท่อลอดถนน ท่ออาจทำแบบหุ้ม (Cased pipeline) หรือไม่หุ้ม (Uncased pipeline) ซึ่งสำหรับท่อประเภทไม่หุ้ม จะใช้ท่อที่มีความหนาเป็นพิเศษ แต่ตามปกตินิยมทำแบบหุ้ม เริ่มต้นด้วยการเจาะช่อง (Boring) ลอดถนน โดยใช้สว่านเจาะ (Boring auger) รูปที่ 2.20 แสดงการวางท่อลอดใต้ทางหลวงแบบที่มีการหุ้ม การวางท่อจะอยู่ลึกลงไปประมาณ 3.5 เมตรจากพื้นถนน ท่อหุ้มมีการปิดปลาย (Seal) ทั้งสองปลาย มีท่อระบายอากาศ และมีการลงสมอเพื่อยึดท่อ (ผู้รับเหมาอาจเลือกการสอดท่อลอดใต้ถนนโดยการใช้ Boring jacking ด้วยการดันท่อที่ปลายท่อด้านหนึ่ง)

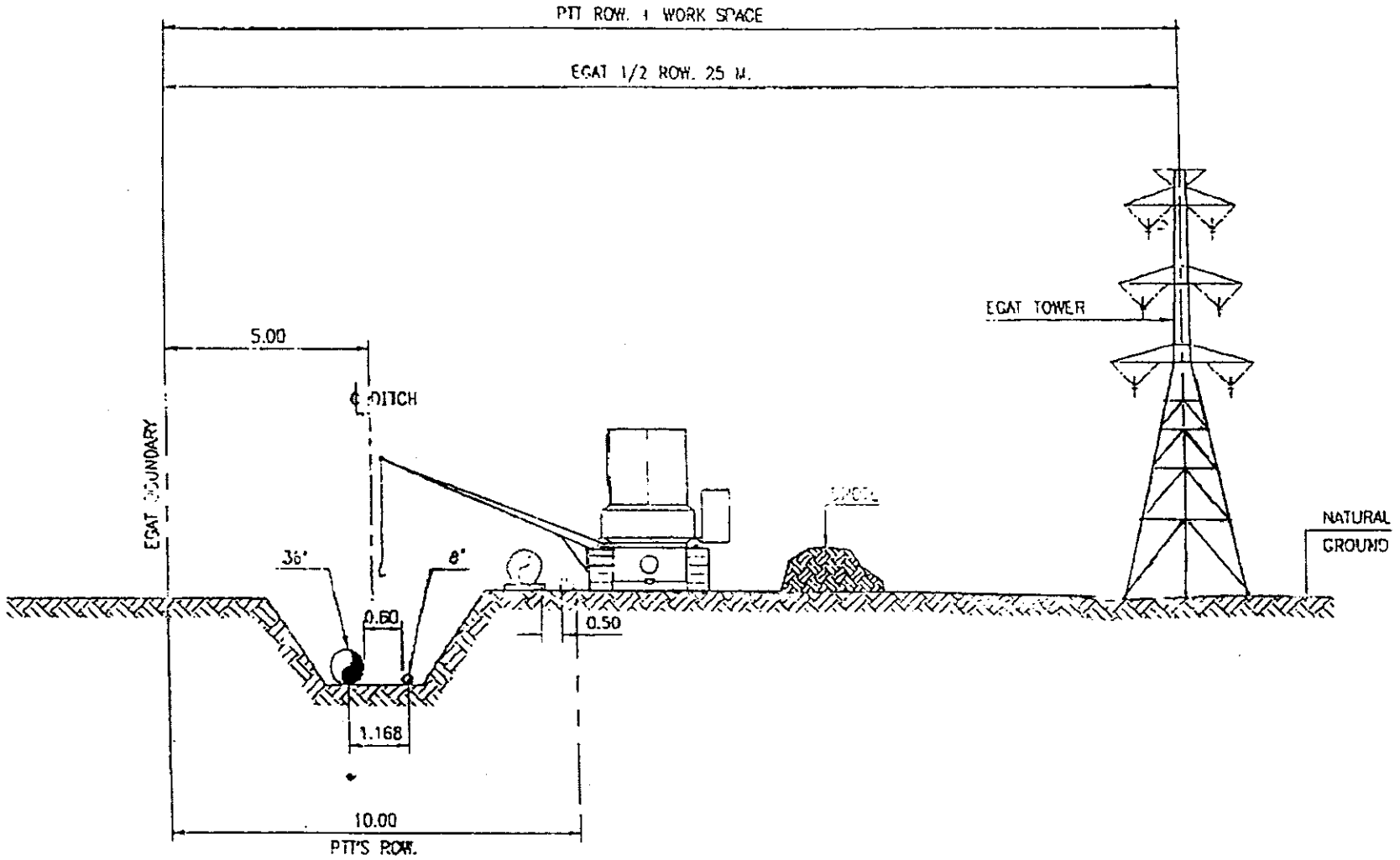
สำหรับการวางท่อลอดถนนลูกรัง และถนนที่ปูพื้นผิวจราจรขนาดเล็ก ปกติจะทำแบบขุดเปิดและฝังกลบหลังจากวางท่อเสร็จ ระหว่างการก่อสร้างจะทำทางเบี่ยง หรือใช้แผ่นเหล็กปูเพื่อให้การจราจรผ่านได้ การขุดเปิดบนถนนต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 4-6 ชั่วโมง

---

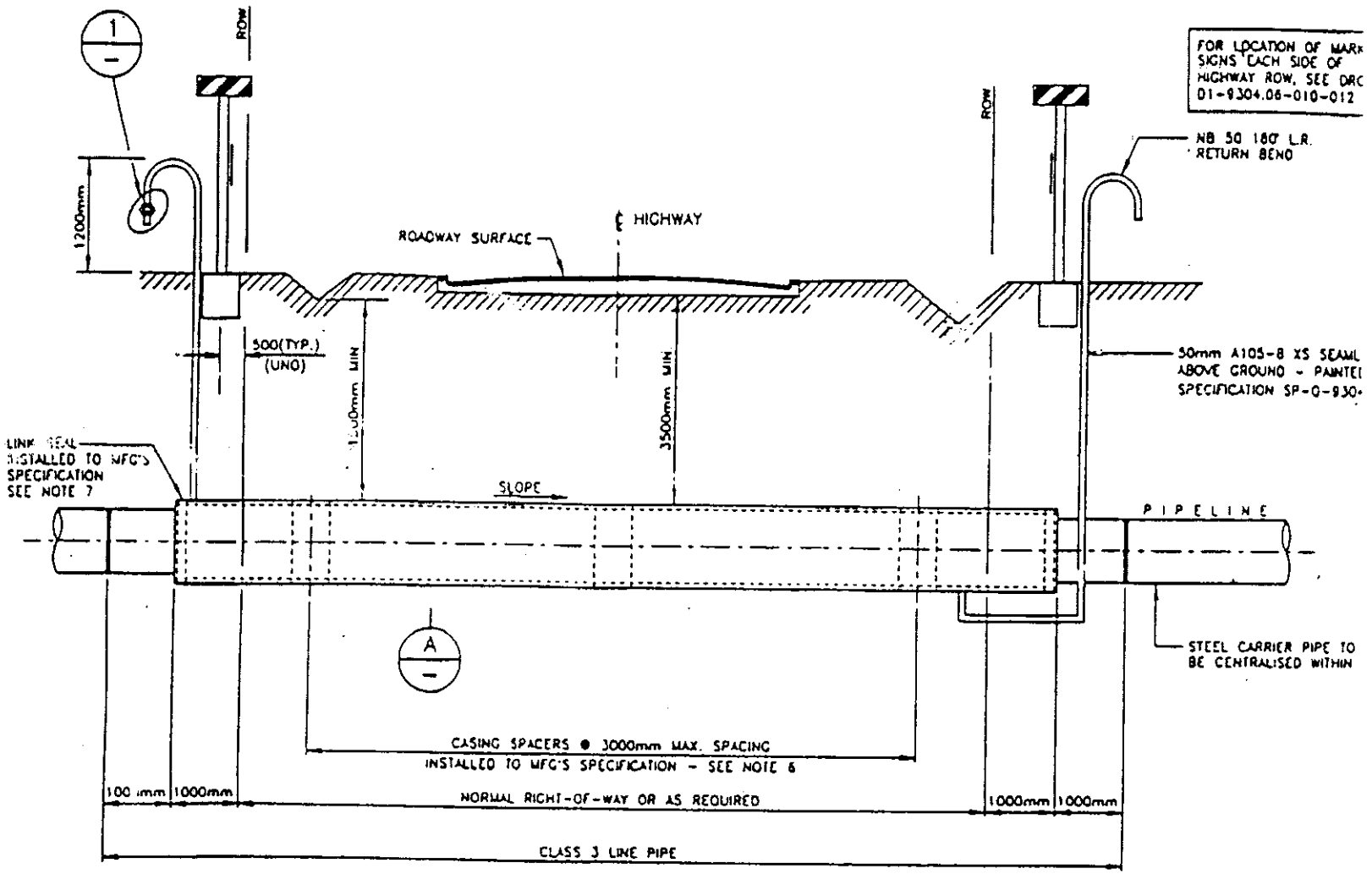
[18] ดูคำอธิบายเรื่อง *การรอนสิทธิ์* ในเชิงอรรถหน้า 2-55



รูปที่ 2.18 รายละเอียดการวางท่อส่งก๊าซในพื้นที่ปกติทั่วไป



รูปที่ 2.19 การวางท่อส่งก๊าซตามแนวสายส่งไฟฟ้าแรงสูง



รูปที่ 2.20 ตัวอย่างการวางท่อลอดถนนแบบมีท่อหุ้ม

*(4.4) **การวางท่อส่งก๊าซในดินที่อ่อนนุ่ม*** การวางท่อผ่านพื้นที่ชุ่มน้ำ ดินจะไม่มีความแข็งแรงเพียงพอ จะต้องมีการระบายน้ำออกก่อน จากนั้นจึงทำการวางท่อตามวิธีการปกติ เนื่องจากจะมีปัญหาเรื่องการลอยตัว (Floating) ของท่อ จึงต้องมีการลงสมอ (Screw anchoring) ในพื้นที่ที่มีระดับน้ำใต้ดินสูงผู้รับเหมาอาจเลือกวิธีการวางท่อแบบดันและดึง (Push and pull) โดยการขุดคูตามปกติ ซึ่งหลังจากขุดคูจะมีน้ำเต็มคู การวางท่อจะทำโดยการเชื่อมต่อท่อที่ปลายข้างหนึ่ง (Push pad) และทำการดึงและดันท่อไปเรื่อยๆ ในขณะที่ท่อลอยน้ำอยู่ (ปลายท่อปิด ป้องกันน้ำเข้า)

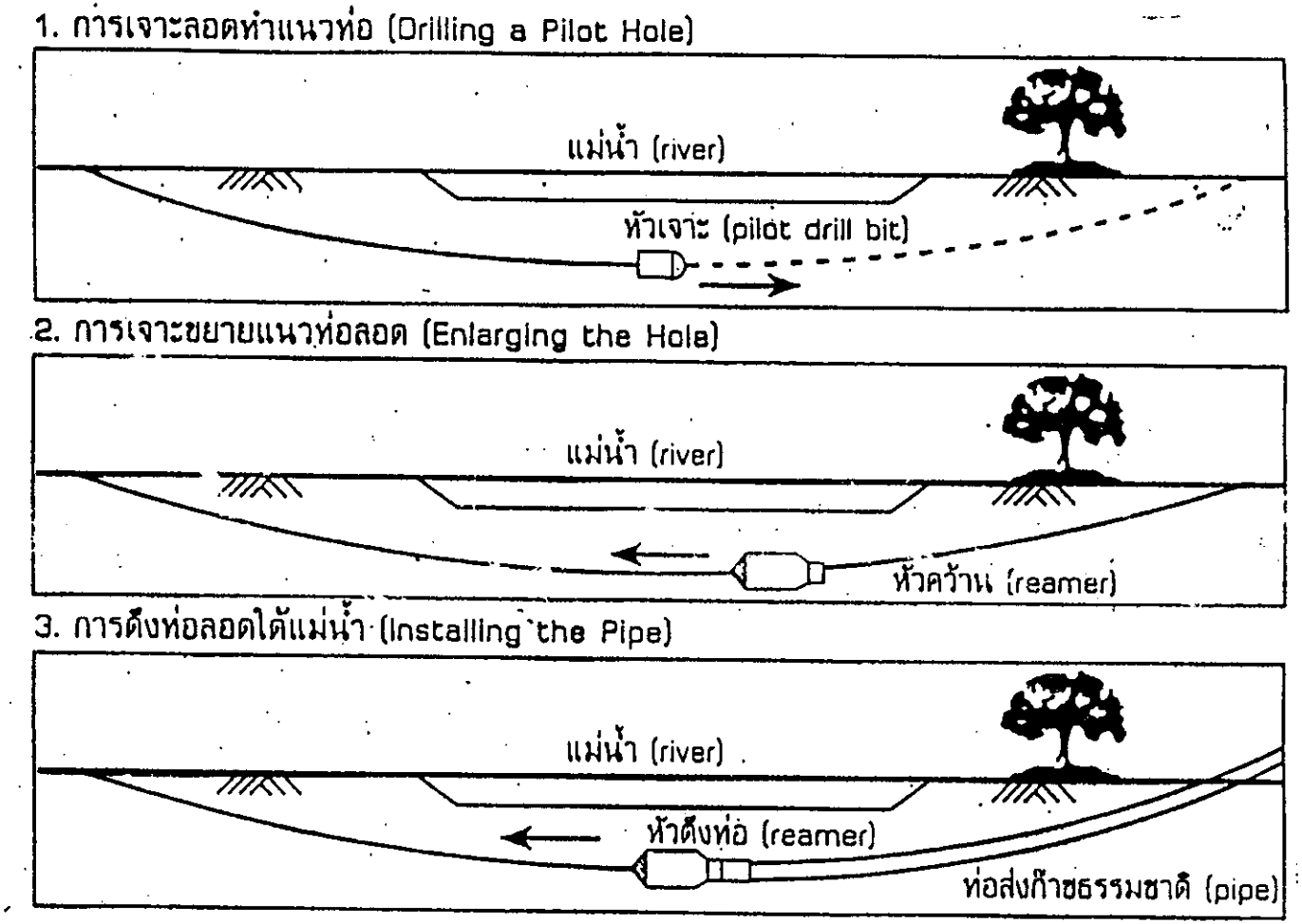
*(4.5) **การวางท่อส่งก๊าซลอดผ่านทางน้ำ*** แนวท่อส่งก๊าซจะตัดผ่านคลองและทางน้ำเล็กๆ รวมประมาณ 40 สาย ท่อจะถูกฝังในชั้นดินใต้ทางน้ำ เครื่องจักรที่ใช้ได้แก่ Backhoe, Dragline, Clamshell ร่วมกับปั้นจั่น เป็นต้น ถ้าทางน้ำกว้างอาจต้องใช้เรือขุด (Dredger) เพื่อขุดร่องที่พื้นทางน้ำ การกระทำนี้จะต้องวางแผนเพื่อไม่ให้เป็นอุปสรรคต่อการใช้ทางน้ำของสาธารณะ ท่อที่วางในช่วงนี้ต้องเพิ่มน้ำหนักเป็นพิเศษเพื่อหลีกเลี่ยงการลอยตัวของท่อ เช่น ด้วยการพอกคอนกรีต เป็นต้น

ในบางกรณีถ้าจำเป็นก็อาจต้องวางท่อลอดใต้ทางน้ำโดยการเจาะลอดทางน้ำโดยวิธี Horizontal directional drilling ซึ่งช่วยให้ไม่เป็นปัญหาต่อการใช้ทางน้ำสาธารณะ รูปที่ 2.21 แสดงขั้นตอนการเจาะลอดใต้ทางน้ำ ซึ่งประกอบด้วยการเจาะรูนำ (Pilot hole) จากนั้นจึงทำการคว้าน (Reaming) เพื่อให้แนวท่อลอดขยายใหญ่ขึ้น จากนั้นจึงทำการดึงท่อลอดใต้ทางน้ำ

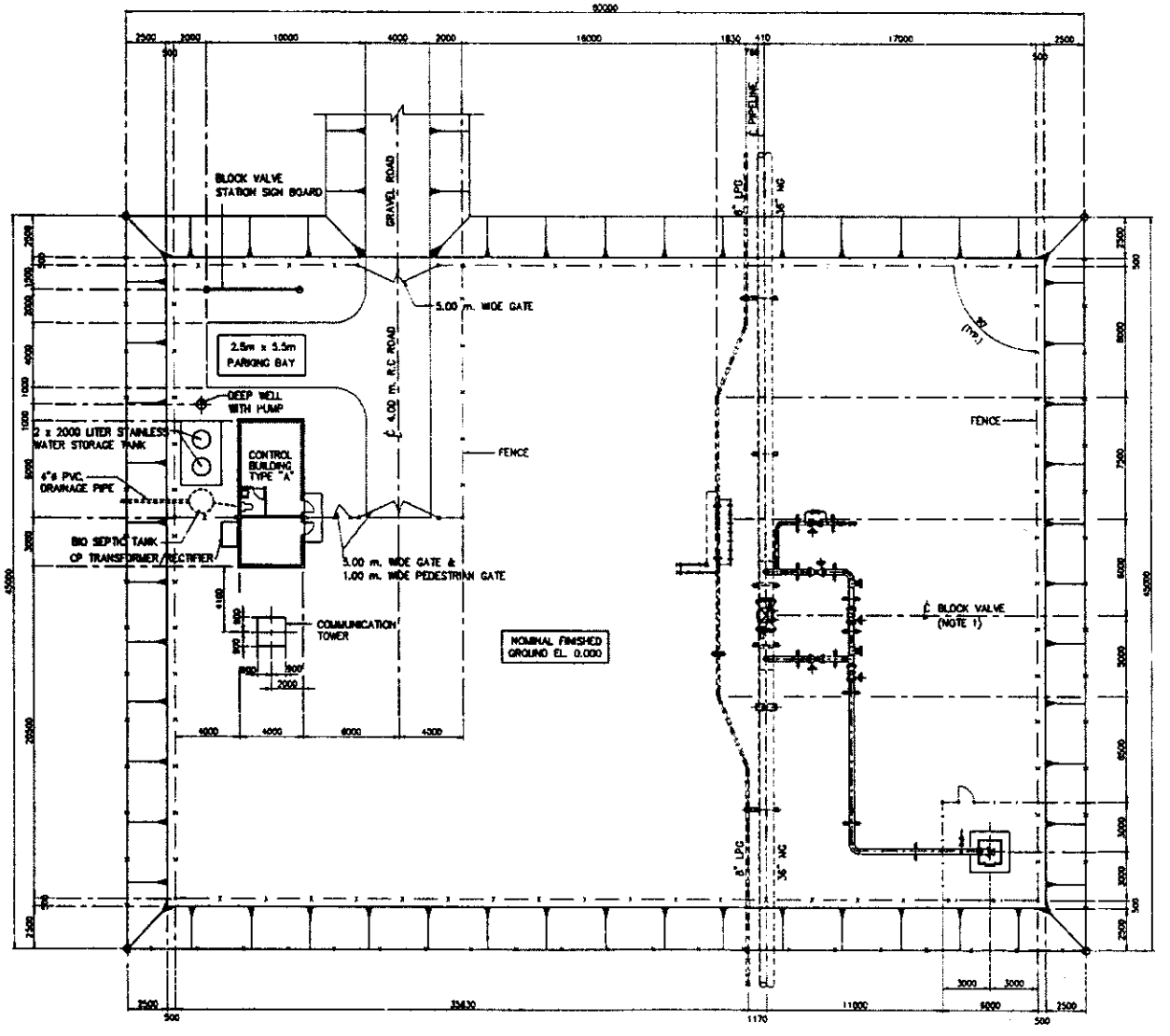
*(4.6) **สถานีควบคุมก๊าซ (Block valve)*** ตลอดแนวท่อส่งก๊าซจะมีสถานีควบคุมก๊าซ ซึ่งมีขนาดประมาณ 2 ไร่ (รูปที่ 2.22) แต่ละสถานีห่างกันเป็นระยะไม่เกิน 12 กิโลเมตร ตามรายละเอียดดังนี้

สถานีควบคุมก๊าซ	ประเภทผลิตภัณฑ์	ตำแหน่ง (KP)	ระยะห่าง (กม.)
T0.5	LPG	7.5	7.5
T1	SG/LPG	11.3	3.8
T2	SG/LPG	20.3	10.5
T3	SG/LPG	31.3	11.0
T4	SG/LPG	42.7	11.0
T5	SG/LPG	53.8	11.6
T6	SG/LPG	63.9	10.0
T7	SG/LPG	75.8	11.9
T8	SG/LPG	85.3	9.5

หมายเหตุ : Tn = สถานีควบคุมก๊าซที่ n
SG = ก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม
LPG = ก๊าซหุงต้ม



รูปที่ 2.21 เทคนิคการวางท่อลอดใต้ท้องน้ำโดยวิธี Horizontal directional drilling



รูปที่ 2.22 ผังการใช้ที่ดินพื้นที่สถานีควบคุมก๊าซ (Block valve)

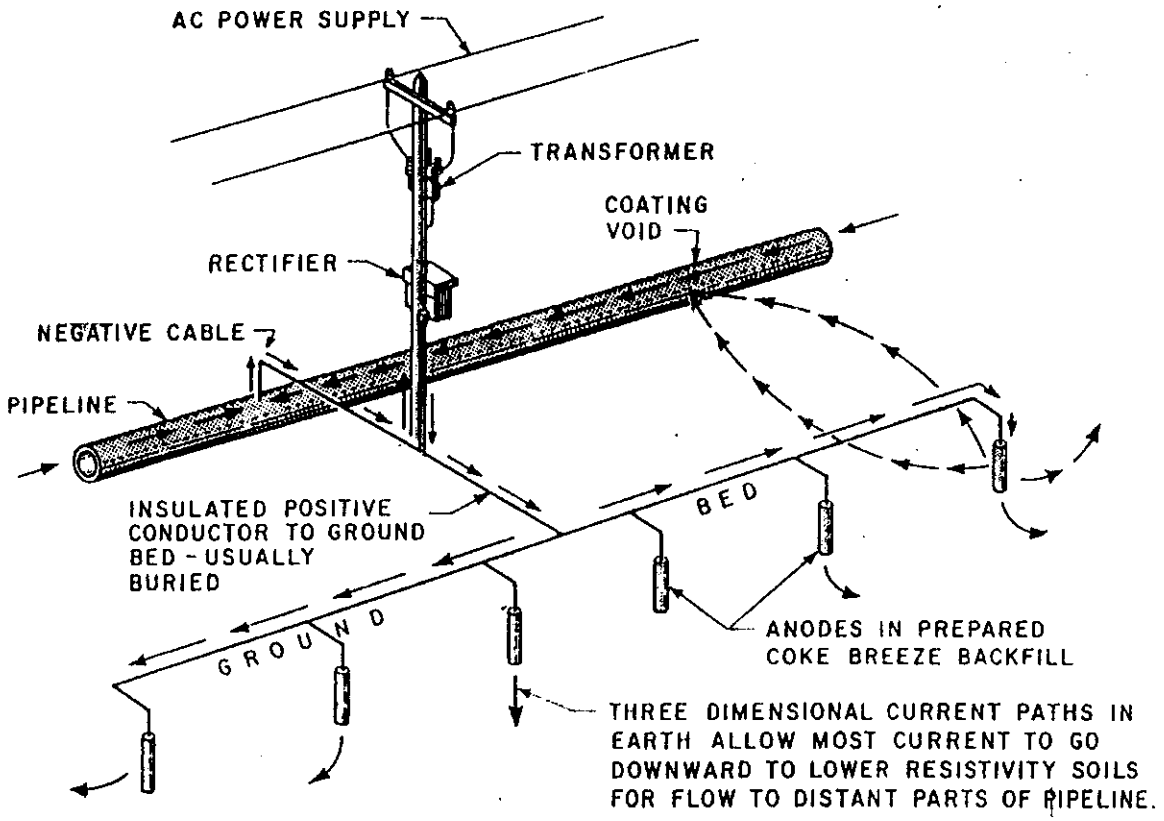
ตามมาตรฐานทั่วไปสำหรับท่อส่งก๊าซหุงต้ม (LPG) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ระยะทางระหว่างสถานีควบคุมก๊าซจะต้องไม่เกิน 12 กิโลเมตร ส่วนท่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (Sales gas) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 36 นิ้ว ระยะทางระหว่างสถานีควบคุมก๊าซจะต้องไม่เกิน 16 กิโลเมตร แต่เพื่อความสะดวกและเพื่อความปลอดภัยที่สูงขึ้น จึงกำหนดให้ระยะทางระหว่างสถานีควบคุมก๊าซทั้งสองชนิดเท่ากัน คือ เท่ากับ 12 กิโลเมตร โดยสถานีควบคุมก๊าซทั้งสองจะตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกัน

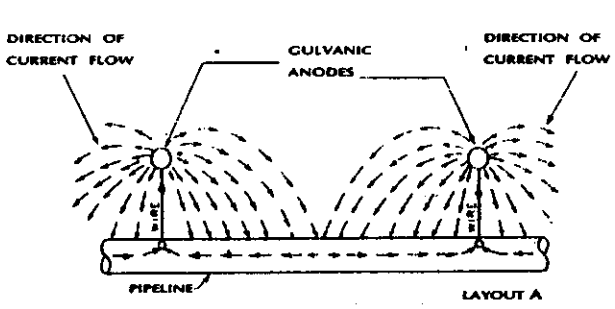
มาตรฐาน ASME B31.8 ได้กำหนดการออกแบบ Blowdown pipe ให้สามารถระบายก๊าซที่ค้างอยู่ภายในท่อระหว่าง 2 สถานีออกได้หมดภายใน 60 นาที การออกแบบ Blowdown pipe ของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย – มาเลเซีย จะมี Blowdown pipe ขนาด 12 นิ้ว อยู่ที่สถานีควบคุมก๊าซที่ 1, 2, 4, 6, 8 การปล่อยก๊าซทิ้งจะทำโดยเจ้าหน้าที่เฉพาะเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินกับระบบท่อเท่านั้น เจ้าหน้าที่จะปล่อยก๊าซทิ้งหลังจากวาล์วนิรภัยทำการปิดแล้ว การปิดวาล์วนิรภัยสามารถทำได้ 3 จุด คือ

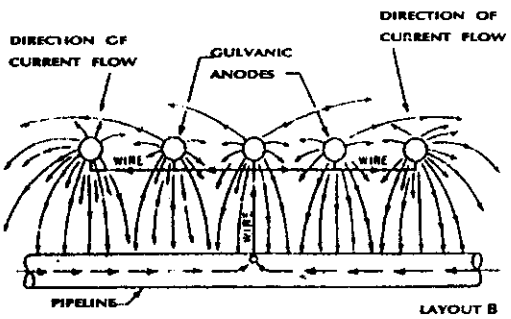
- จากห้องควบคุม (Central control room : CCR) ณ โรงแยกก๊าซอำเภอจะนะ ด้วยระบบ SCADA สั่งการให้วาล์วปิด โดยสื่อสารผ่านระบบเคเบิลใยแก้ว (Fibre optic) *หรือ*
- ถ้าระบบดังกล่าวล้มเหลว เจ้าหน้าที่ประจำสถานีควบคุมก๊าซสามารถปิดวาล์วด้วยมือโดยใช้สวิทช์นิวเมติกสั่งปิดวาล์วนิรภัย *หรือ*
- ใช้คันโยกปิด (Hydraulic) ปิดวาล์วนิรภัยถ้าระบบสวิทช์นิวเมติกใช้ไม่ได้ผล

(4.7) ระบบป้องกันการกัดกร่อน (Cathodic protection system)

เป็นการสร้าง Corrosion cells ตลอดความยาวของท่อ โดยการจ่ายกระแสไฟฟ้าตรงจากขั้วลบเข้าสู่ท่อ และขั้วบวกต่อเข้ากับแท่งโลหะที่ฝังไว้บริเวณใกล้เคียงกับท่อ การสึกกร่อนจะเกิดที่แท่งโลหะที่เป็นขั้วบวกซึ่งเรียกว่า Sacrificial anodes การทำ Cathodic protection มีลักษณะดังแสดงในรูปที่ 2.23 ซึ่งจะเห็นการต่อขั้วลบไปยังท่อ และขั้วบวกต่อไปยัง Ground bed และแยกไปตาม Anodes ที่ฝังอยู่ การจ่ายกระแสไฟจะจ่ายผ่านระบบ Rectifier โดยจะมีจุดตรวจสอบ (Test point) เพื่อตรวจสอบการทำงานของระบบทุกระยะ 2 กิโลเมตร (สำหรับท่อส่งก๊าซบนบก) และทำการออกแบบให้มีอายุการใช้งานถึง 40 ปี ส่วนแท่ง Anodes ที่เลือกใช้เป็น Aluminium-indium activated type





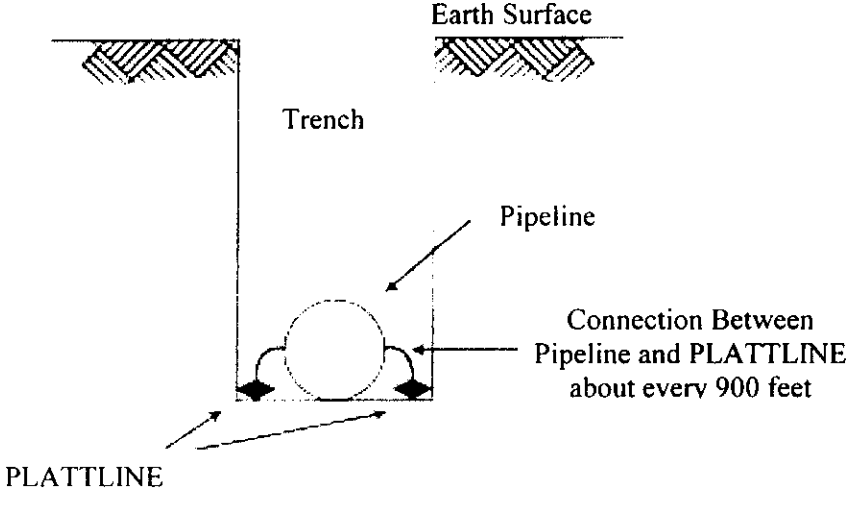


รูปที่ 2.23 การต่อระบบไฟฟ้าในการทำ Cathodic protection

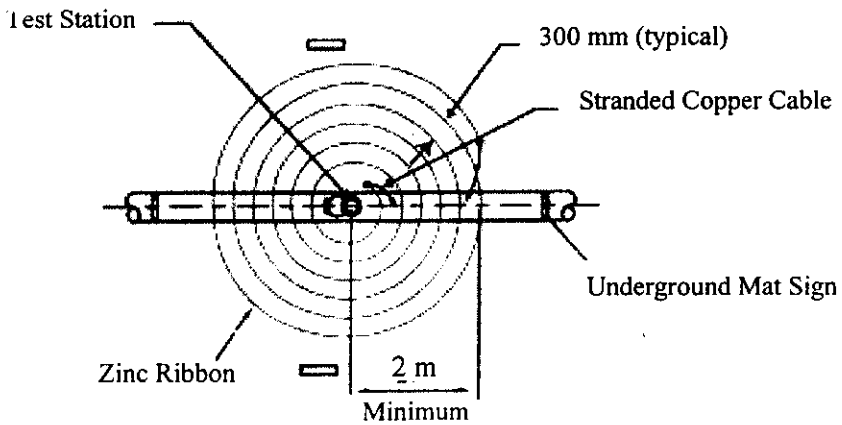
(4.8) ***AC Mitigation*** ท่อส่งก๊าซที่วางฝังใต้ดินขนานกับสายส่งไฟฟ้าแรงสูง รวมทั้งส่วนของท่อที่อยู่เหนือผิวดิน อาจได้รับผลกระทบจากกระแสไฟฟ้าสลับแรงสูงจากสายส่งไฟฟ้า หรือผลกระทบจากฟ้าผ่า ผลกระทบนี้อาจทำให้ท่อส่งก๊าซเกิดความเสียหายกับตัว Coating และอาจทำให้เกิดความร้อนสูงและทำให้ท่อส่งก๊าซเกิดรูรั่วได้

การป้องกันผลกระทบจากกระแสไฟฟ้าสลับ (AC Mitigation) ทำได้โดยวิธี Gradient control wire method ซึ่งเป็นการใช้ Zinc ribbon gradient control wires, Zinc electrodes, Grids หรือ Mat ต่อเข้ากับระบบท่อ ซึ่งจะทำหน้าที่เป็น Grounding

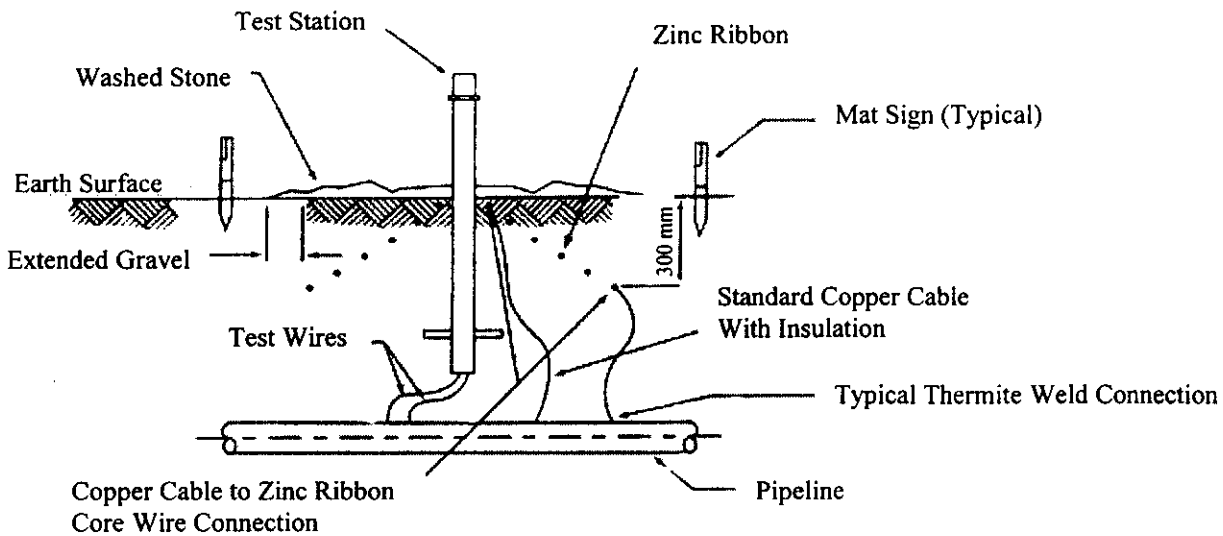
รูปที่ 2.24 แสดงการต่อ Zinc ribbon anodes เข้ากับระบบท่อ รูปที่ 2.25 แสดงการต่อ Mat เข้ากับระบบท่อ



รูปที่ 2.24 การต่อ Zinc ribbon anodes เข้ากับระบบท่อ
[www.farwst.com/fwst/anodgalv]



(ก) Plan View



(ข) Elevation

รูปที่ 2.25 การต่อ Mat เข้ากับระบบท่อ

[www.farwst.com/fwst/anodgalv]

2.10 การทดสอบท่อส่งก๊าซ

จะต้องดำเนินการทดสอบหลายๆ อย่าง ทั้งในระหว่างการวางท่อและหลังการวางท่อ เช่น

(1) **Welding test** เมื่อทำการเชื่อมเสร็จจะมีการตรวจสอบรอยเชื่อม (Welding inspection) โดยวิธี Nondestructive test และ Destructive test สำหรับ Destructive test จะทำการดึงท่อเพื่อทดสอบ Tensile strength ของรอยเชื่อม และตรวจหา Defects รวมทั้งการทำ Bend test เพื่อทดสอบ Ductility ของรอยเชื่อมด้วย ส่วน Nondestructive test จะทำโดย Radiographic examination หรือบางครั้งใช้ Ultrasonic หรือ Magnetic particle

(2) **Holiday test** การตรวจสอบการเคลือบ (Coating) โดย Electrical holiday detector เพื่อหารอยที่เคลือบไม่เรียบร้อยซึ่งจะทำให้ความชื้นหรือน้ำเข้าถึงท่อได้

(3) **Cleaning and Gauging** การทำความสะอาดท่อ เพื่อที่จะขจัดเศษขยะหรือสิ่งอื่นๆ ออกจากท่อ โดยการให้ PIG วิ่งผ่านท่อ และหลังจากการทำความสะอาดจะใช้ Caliper PIG วิ่งผ่านท่อเพื่อวัดความขรุขระภายในท่อ

(4) **Hydrostatic test** การตรวจสอบการรั่วของท่อ เพื่อให้แน่ชัดว่าท่อสามารถทนต่อความดันที่กำหนดได้ ท่อส่งก๊าซที่ติดตั้งเสร็จสมบูรณ์แล้วจะต้องได้รับการทดสอบสภาพความพร้อมก่อนการใช้งาน โดยวิธี Hydrostatic pressure test การทดสอบท่อส่งก๊าซบนบกใช้น้ำจืดและไม่มีการใช้สารเคมีใดๆ แต่การทดสอบท่อส่งก๊าซในทะเล จะใช้น้ำทะเล ผสมกับสารป้องกันการกัดกร่อน

- ***Hydrostatic pressure test สำหรับท่อในทะเล*** กำหนดให้มีการทดสอบตามมาตรฐาน ANSI 31.8 กล่าวคือ ใช้ความดันระหว่างทดสอบที่ 1.25 เท่าของความดันที่ออกแบบ (Maximum allowable operating pressure : MAOP) ซึ่งจะใช้ที่ความดัน 2,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้วสำหรับท่อในทะเลของโครงการนี้ โดยใช้น้ำทะเลผสมสารป้องกันการกัดกร่อน (Corrosion inhibitor/oxygen scavenger) เป็นตัวกลาง เป็นระยะเวลา 24 ชั่วโมง สารป้องกันการกัดกร่อนที่เจ้าของโครงการจะใช้สำหรับการทดสอบท่อในทะเล ได้แก่

(ก) Blacksmith O-3670 เป็นสารที่มีความสามารถในการทำปฏิกิริยากับออกซิเจน และทำลายออกซิเจน สามารถฆ่าจุลินทรีย์และสิ่งมีชีวิตเล็กๆ ได้ (Biocide) สามารถป้องกันการกัดกร่อน

(ข) Blacksmith fluorescein dye เป็นสารละลายของ Fluorescein pigment ในน้ำซึ่งสามารถย่อยสลายทางชีวภาพเองได้ ในทางเคมีเป็นเกลือ Sodium ของ hydroxy-o carbonyl phenyl fluorene เท่าที่มีในรายงาน พบว่ามีค่าความเป็นพิษดังนี้[19]

---

[19] ค่าความเป็นพิษ อธิบายด้วยค่า LC = Lethal concentration : $LC_{x-y\ ชั่วโมง}$ หมายถึงค่าความเข้มข้นของสารดังกล่าวที่ทำให้สัตว์ทดลองตาย x% ภายในเวลา y ชั่วโมง

$LC_{50\text{ - }96\text{ ชั่วโมง}}$ สำหรับปลา = 100 mg/L

$LC_{50\text{ - }48\text{ ชั่วโมง}}$ สำหรับ *Acartia tonsa* = 256 mg/L

$LC_{10\text{ - }96\text{ ชั่วโมง}}$ สำหรับ Brown shrimp > 1,000 mg/L

สารป้องกันการกัดกร่อนทั้งสองชนิดเป็นสารที่เจ้าของโครงการมีประสบการณ์เคยใช้ในโครงการอื่นๆ และยืนยันว่า ณ ความเข้มข้นที่ใช้ ไม่มีผลกระทบที่มีนัยสำคัญต่อระบบนิเวศสัตว์น้ำ (ดูรายละเอียดใน Material safety data sheet : MSDS ในภาคผนวก J) อย่างไรก็ตาม ผู้รับเหมาสามารถเสนอสารป้องกันการกัดกร่อนชนิดอื่น แต่ทั้งนี้จะต้องได้รับความเห็นชอบจากเจ้าของโครงการก่อน

สำหรับ Blacksmith O-3670 บริษัทผู้ผลิตแนะนำให้ใช้ความเข้มข้น 350 ppm สำหรับ Blacksmith fluorescein (15%) liquid dye แนะนำให้ใช้ความเข้มข้น 25-40 ppm ดังนั้นปริมาณที่ใช้ทั้งหมดของท่อส่งก๊าซในทะเลขนาด 34 นิ้ว ยาว 277 กิโลเมตร คือ

O-3670 = $(\pi/4)(0.85)^2 \times 277{,}000 \times 350(10)^{-6}$ = 55 ลูกบาศก์เมตร

Dye $\leq$ $(\pi/4)(0.85)^2 \times 277{,}000 \times 40(10)^{-6}$ = 6.3 ลูกบาศก์เมตร

ในขณะทดสอบมีการวัดความดันและอุณหภูมิ เพื่อตรวจสอบการรั่วไหล น้ำที่ทดสอบจะปล่อยสู่ทะเลบริเวณแท่นผลิต ท่อที่ทำการทดสอบแล้วจะถูกทำให้แห้ง ด้วยการทำ PIG driving โดยใช้ Compressed air

- ***Hydrostatic pressure test สำหรับท่อบนบก*** เมื่อวางท่อเสร็จ จะต้องทำการทดสอบความเรียบร้อยด้วยวิธี Hydrostatic pressure test ตามมาตรฐาน ANSI 31.8 โดยท่อส่งก๊าซบนบกจะทำการทดสอบที่ความดัน 1.4 เท่าของความดันที่ออกแบบไว้ (MAOP) คือที่ 1,400 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว โดยใช้น้ำเป็นตัวกลาง (Test media) เป็นเวลา 24 ชั่วโมง ในขณะทดสอบจะมีการวัดความดันและอุณหภูมิเพื่อตรวจสอบการรั่วไหล ในกรณีการทดสอบท่อบนบกของโครงการนี้จะใช้น้ำจืด ซึ่งจะทำให้ไม่ต้องใช้สารป้องกันการกัดกร่อน[20] การทดสอบท่อส่งก๊าซส่วนบนบกนั้นให้ทดสอบช่วงละ 12 กิโลเมตร ซึ่งจะใช้น้ำทดสอบช่วงละประมาณ 7,600 ลูกบาศก์เมตร แล้วใช้น้ำนั้นซ้ำสำหรับการทดสอบในขั้นต่อไปได้อีก

ปริมาณน้ำสูงสุดที่ใช้ในกระบวนการทดสอบท่อก๊าซในแต่ละช่วง มีดังนี้

ท่อส่งก๊าซ	ปริมาณน้ำทดสอบ (ลบ.ม.)
- ท่อในทะเล 34 นิ้ว ความยาว 277 กิโลเมตร	157,000
- ท่อในทะเล (NGL) 10 นิ้ว ความยาว 4.5 กิโลเมตร	220
- ท่อบนบก (Sales gas) 36 นิ้ว ความยาว 12 กิโลเมตร/ต่อการทดสอบ 1 ช่วงของ Block Valve	7,600
- ท่อบนบก (LPG) 8 นิ้ว ความยาว 12 กิโลเมตร/ต่อการทดสอบ 1 ช่วง	400

[20] แม้ในกรณีที่ใช้น้ำจืด หากการทดสอบใช้เวลานานกว่า 21 วัน ก็จะต้องใช้สารป้องกันการกัดกร่อน แต่คาดว่าจะไม่เกิดขึ้นในโครงการนี้

การทดสอบท่อบนบกคาดว่าจะทำเป็นช่วงๆ ละ 12 กิโลเมตร โดยใช้น้ำจากสระน้ำบริเวณ KP 44 บ้านคลองปอมใน ตำบลบ้านพรุ การทดสอบท่อแต่ละช่วงคาดว่าจะใช้เวลาประมาณ 24 ชั่วโมง หากทดสอบครั้งละ 4 ช่วง ก็น่าจะใช้เวลาไม่เกิน 10 วัน (เผื่อเวลาที่อาจมีปัญหาในช่วงที่ย้ายจากการทดสอบท่อจากท่อหนึ่งไปยังอีกท่อหนึ่ง)

หลังจากสูบน้ำเข้าสู่ท่อส่งก๊าซจนเต็ม จะทำการอัดแรงดันเข้าภายในเส้นท่อโดยไม่มีการเติมสารเคมีใดๆ ในระหว่างการทดสอบท่อ หลังจากการทดสอบท่อเสร็จสิ้น จะทำการปล่อยน้ำออกจากท่อจนหมด การปล่อยน้ำออกจากท่อ จะต้องควบคุมอย่างระมัดระวังเพื่อให้เกิดผลกระทบต่อแหล่งน้ำน้อยที่สุด โดยน้ำที่ผ่านกระบวนการทดสอบท่อก๊าซในแต่ละช่วงจะถูกปล่อยกลับลงไปในแหล่งน้ำเดิมที่ทำการสูบน้ำมาใช้

เนื่องจากไม่มีการใช้สารเคมีใดๆ ในกระบวนการทดสอบท่อส่วนบนบก และมีการดำเนินการตามมาตรการควบคุมที่เสนอไว้ คาดว่าผลกระทบที่อาจเกิดจากการปล่อยน้ำที่ใช้ทดสอบท่อทิ้งลงในแหล่งน้ำรองรับ จะมีเพียงเล็กน้อยและอยู่ในระดับที่ยอมรับได้

น้ำที่ทดสอบจะปล่อยกลับสู่ระบบน้ำธรรมชาติด้วยการทำบ่อดักตะกอนก่อนแล้ว จึงปล่อยลงระบบน้ำธรรมชาติ

โดยสรุป จุดสูบน้ำและปล่อยน้ำทิ้ง ในการทดสอบท่อจะเป็นจุดเดียวกัน คือ

(ก) *สำหรับท่อส่งก๊าซในทะเล* ทั้งท่อส่งก๊าซดิบ ขนาด 34 นิ้ว และท่อส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (NGL) ขนาด 10 นิ้ว จุดสูบน้ำและปล่อยน้ำทิ้งจะอยู่บริเวณต้นหรือปลายท่อ กล่าวคือที่บริเวณแท่นขุดเจาะ และที่บริเวณทุ่นเทียบเรือขนถ่ายก๊าซ NGL (Multi-buoy mooring : MBM) ตามลำดับ

(ข) *สำหรับท่อส่งก๊าซบนบก* จุดสูบน้ำและปล่อยน้ำทิ้งได้แก่ แอ่งน้ำบริเวณใกล้ KP 44 บ้านคลองปอมใน ตำบลบ้านพรุ (พิกัด 665000 ตะวันออก 760800 เหนือ โดยประมาณ) ซึ่งเป็นแอ่งหลุมดินขนาดใหญ่ เกิดจากการขุดหน้าดินไปใช้ ขนาดประมาณ 0.17 ตารางกิโลเมตร ลึกประมาณ 6 เมตร คิดเป็นปริมาตรน้ำประมาณ 1,000,000 ลูกบาศก์เมตร ปัจจุบัน ไม่ปรากฏว่ามีผู้ใดใช้ประโยชน์จากแหล่งน้ำนี้ โดยเฉพาะเพื่อการอุปโภค-บริโภค

(5) **Dewatering and drying** หลังจากการทำ Hydrostatic pressure test แล้วจะต้องทำท่อส่งก๊าซให้แห้งโดยการใช้อากาศแห้งพิเศษ (Super dry air) หรือวิธีอื่นที่เหมาะสม

(6) **Buckle detector** เป็นการทดสอบท่อส่งก๊าซในทะเล โดยจะถูกดึงไปตามท่อส่งก๊าซภายในเพื่อตรวจสอบความเสียหายที่อาจเกิดจากการแอ่นตัวของท่อบนพื้นท้องทะเล

(7) **Gauging plate** จะถูกส่งไปตามท่อส่งก๊าซหลังจากวางท่อเสร็จแล้ว เพื่อตรวจหาความบกพร่อง (Defects) ของท่อส่งก๊าซ

(8) **Sensitive geometry tool** จะถูกส่งไปตามท่อภายใน เพื่อตรวจหาการแปรเปลี่ยนของขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อส่งก๊าซ

2.11 การขนส่งท่อส่งก๊าซ

(1) การขนส่งทางทะเล โครงการท่อส่งก๊าซจะมีการขนส่งลำเลียงท่อส่งก๊าซขนาด 34 นิ้ว ความยาว 277 กิโลเมตร ที่จะวางในทะเลสำหรับขนส่งก๊าซธรรมชาติดิบ ท่อ NGL ขนาด 10 นิ้ว ความยาว 4.5 กิโลเมตร ที่จะยื่นลงทะเลไปยัง MBM ท่อ Sales gas ขนาด 36 นิ้ว และท่อ LPG ขนาด 8 นิ้ว ความยาว 88.5 กิโลเมตร ระหว่างชายฝั่งอำเภอจะนะ กับชายแดน ไทย - มาเลเซีย ท่อส่งก๊าซเหล่านี้จะนำเข้ามาจากต่างประเทศ ปริมาณดังกล่าวข้างต้นสามารถประเมินเป็นน้ำหนักการขนส่ง โดยประมาณได้ดังนี้

ท่อส่งก๊าซในทะเล	277,000 เมตร/12 เมตร ต่อท่อน x ท่อนละ 3 ตัน	= 69,250 ตัน
ท่อ NGL	4,500 เมตร/12 เมตร ต่อท่อน x ท่อนละ 0.5 ตัน	= 187 ตัน
ท่อ Sales Gas	88,500 เมตร/12 เมตร ต่อท่อน x ท่อนละ ๑.3 ตัน	= 24,338 ตัน
ท่อ LPG	88,500 เมตร/12 เมตร ต่อท่อน x ท่อนละ 0.3 ตัน	= 2,213 ตัน

ในแง่ของความสามารถของเรือบรรทุก การขนส่งของปริมาณขนาดนี้ จะใช้เพียงไม่กี่เที่ยวเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ขีดจำกัดการขนส่งจะอยู่ที่ความสามารถในการผลิตท่อจากต้นทางมากกว่า ในที่นี้คาดว่าส่วนของท่อส่งก๊าซบนบกจะใช้การขนส่งทางน้ำมาประมาณ 3 เที่ยว โดยจะมีการขนส่งมาเดือนละเที่ยว ส่วนท่อส่งก๊าซในทะเลจะใช้การขนส่งประมาณ 3 เท่า ของการขนส่งท่อส่งก๊าซบนบก หรือประมาณ 9 เที่ยว ซึ่งจะมีผลรบกวนต่อการเดินเรือเดินสมุทร เรือชายฝั่ง เรือประมง ฯลฯ น้อยมาก แม้ว่าทั้งหมดจะมาขึ้นที่ท่าเรือน้ำลึกสงขลาก็ตาม

(2) การขนส่งทางบก ท่อส่งก๊าซ Sales gas และท่อ LPG ที่ขึ้นฝั่งที่ท่าเรือน้ำลึกจะถูกลำเลียงทางรถบรรทุกต่อไปยังสถานที่วางท่อ ปริมาณรถบรรทุกสำหรับการขนส่งนี้ คาดว่าจะมีประมาณ 2,470 เที่ยว โดยทั้งหมดจะต้องขนผ่านสะพานติณสูลานนท์ ผ่านห้าแยกเกาะยอ (ห้าแยกน้ำกระจาย) แล้วส่วนหนึ่งจะถูกขนส่งไปยังอำเภอจะนะ ขณะที่อีกส่วนหนึ่งจะไปยังอำเภอหาดใหญ่และอำเภอสะเดา ในส่วนที่ไปยังอำเภอจะนะ เส้นทางลำเลียงจะเป็นเส้นทางหลวงหมายเลข 408 จากห้าแยกเกาะยอ ไปบรรจบทางหลวงหมายเลข 43 ที่บ้านควนมีด การขนส่งท่อส่วนนี้จะมีประมาณ 980 เที่ยว

ในส่วนที่ไปยังอำเภอหาดใหญ่และอำเภอสะเดา เส้นทางลำเลียงที่ผ่านชุมชนน้อย (แม้มิใช่เส้นทางที่สั้นที่สุด) น่าจะได้แก่การวิ่งอ้อมไปตามทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 414 (ถนนลพบุรีราเมศวร์) จากห้าแยกเกาะยอ ไปบรรจบทางหลวงหมายเลข 43 แล้ววกกลับมาทางสี่แยกคลองหวะ การขนส่งท่อส่วนนี้จะมีประมาณ 1,490 เที่ยว และหากจะให้เกิดผลกระทบต่อการจราจรทางหลวงหมายเลข 4 (ถนนเพชรเกษม) ระหว่างสี่แยกคลองหวะกับสะเดาน้อยที่สุด ก็ควรพิจารณาขนส่งท่อเหล่านี้ส่วนใหญ่ไปตามเส้นทางใต้เสาส่งไฟฟ้าแรงสูงเริ่มจากข้างโรงงาน Thai Industrial Gas (TIG) ยกเว้นส่วนที่จำเป็นที่ต้องใช้เส้นทางที่ผ่านชุมชนบนทางหลวงหมายเลข 4 อย่างหลีกเลี่ยงมิได้

2.12 มาตรฐานการออกแบบ

ท่อส่งก๊าซธรรมชาติจะได้รับการออกแบบด้านความปลอดภัยด้วยระบบความปลอดภัยที่สำคัญ 5 ประการ คือ

(1) ท่อส่งก๊าซบนบกจะได้รับการออกแบบตามมาตรฐาน ASME B 31.8 ให้ใช้งานได้สูงสุดที่ความดัน 1,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

(2) ท่อส่งก๊าซบนบกจะถูกเคลือบภายนอกท่อเพื่อป้องกันการกัดกร่อนโดยใช้ระบบ Cathodic protection ตลอดแนว ส่วนในน้ำจะใช้วิธี Sacrificial anode

(3) การวางท่อส่งก๊าซจะมีสถานีควบคุมก๊าซ (Block valve) ตลอดแนว

(4) ระบบส่งก๊าซจะถูกควบคุมและตรวจสอบการรั่วไหล โดยผ่านระบบ SCADA[21] จากศูนย์กลางการควบคุมที่ตั้งอยู่ในบริเวณโรงแยกก๊าซ

(5) ได้ใช้ระบบบริหารความปลอดภัยมาตรฐาน ISRS เพื่อช่วยลดและขจัดโอกาสที่จะเกิดอุบัติเหตุ

2.12.1 การออกแบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามมาตรฐานของ ANSI/ASME B 31.8

The American Society of Mechanical Engineers (ASME) ได้วางมาตรฐานการคำนวณค่าความดันสูงสุดที่ใช้งานได้ (Maximum allowable pressure, P) ไว้ใน ANSI/ASME Code B 31.8 – "Gas Transmission and Distribution System" โดยมีสูตรคือ[22]

$$P = (2S*t/D)* F * E * T$$

โดยที่ P = Maximum allowable pressure, psi

S = Specified minimum yield strength, psi (ตารางที่ 2.23)

t = Nominal wall thickness, in

D = Nominal outside diameter, in

F = Design factor (ตารางที่ 2.24)

E = Longitudinal joint factor (ตารางที่ 2.25)

T = Temperature operating factor (ตารางที่ 2.26)

Class Location สามารถดูได้จาก Federal Pipeline Safety Regulations

---

[21] ดูคำอธิบายในหัวข้อ 2.12.3

[22] ตัวอย่างการคำนวน :

ท่อ : 16 "OD X 0.250" wt API 5LX X52 ERW

Location : class 1 ดังนั้นจึงใช้ค่า F = 0.72 (ตารางที่ 2.24)

Longitudinal joint factor : E = 1.0 (ตารางที่ 2.25)

Temprature : 90°F, Temp. factor = 1 (ตารางที่ 2.26)

ดังนั้นจะได้ค่าความดันสูงสุดที่ใช้งาน P = (2*52,000*0.250/16)*0.72*1*1 = 1,170 psig

มาตรฐานในการออกแบบท่อส่งก๊าซในทะเลเบื้องต้น มีดังนี้

Design codes/Standards : ANSI 31.8

อายุการทำงานที่ออกแบบไว้ : 40 ปี

ความดันที่ออกแบบไว้ : 2,080 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

ความหนาของผนังท่อ : 0.740-1.090 นิ้ว (ANSI 31.8 - 0.72 x SMYS)
Class 1 = 0.72 ; Class 2 = 0.50

เส้นผ่านศูนย์กลางท่อด้านนอก (O.D.) : 34 นิ้ว

การเคลือบผิวภายนอก/ภายใน : Coal tar enamel & Fusion bond epoxy (FBE) / None

การเคลือบผิวพิเศษ : High density concrete

เทคนิคการเชื่อม : Submerged arc weld (SAW) by automatic or semi-automatic welding machine

การตรวจสอบ (Non-destructive) : 100% X-Ray on Welding Joint (required by code)

การป้องกัน (Cathodic) : Sacrificial anode

ตารางที่ 2.23 ค่า Yield strength ต่ำสุดสำหรับท่อเหล็กและเหล็กกล้าที่ใช้สำหรับท่อส่งก๊าซ

Specification	Grade	Type	SMYS, psi	Specification	Grade	Type	SMYS, psi
API 5L	A25	BW, ERW, S	25,000	ASTM A53	Open Hrth.Bas.Oxy., Elec. Furn.	BW	25,000
API 5L	A25	ERW, FW, S, DSA	30,000	ASTM A53	Bessemer	BW	30,000
API 5L	B	ERW, FW, S, DSA	35,000	ASTM A53	A	ERW, S	30,000
API 5LS	A25	ERW, DSA	30,000	ASTM A53	Bessemer	ERW, S	35,000
API 5LS	B	ERW, DSA	35,000	ASTM A106	A	S	30,000
API 5LS	X42	ERW, DSA	42,000	ASTM A106	Bessemer	S	35,000
API 5LS	X46	ERW, DSA	46,000	ASTM A106	C	S	40,000
API 5LS	X52	ERW, DSA	52,000	ASTM A134	-	EFW	Note 3
API 5LS	X56	ERW, DSA	56,000	ASTM A135	A	ERW, S	30,000
API 5LS	X60	ERW, DSA	60,000	ASTM A135	Bessemer	ERW, S	35,000
API 5LS	X65	ERW, DSA	65,000	ASTM A139	A	ERW, S	30,000
API 5LS	X70	ERW, DSA	70,000	ASTM A139	Bessemer	ERW, S	35,000
API 5LX	X42	ERW, FW, S, DSA	42,000	ASTM A333	1	S, ERW	30,000
API 5LX	X46	ERW, FW, S, DSA	46,000	ASTM A333	3	S,ERW	35,000
API 5LX	X52	ERW, FW, S, DSA	52,000	ASTM A333	4	S	35,000
API 5LX	X56	ERW, FW, S, DSA	56,000	ASTM A333	6	S, ERW	35,000
API 5LX	X60	ERW, FW, S, DSA	60,000	ASTM A333	7	S, ERW	35,000
API 5LX	X65	ERW, FW, S, DSA	65,000	ASTM A333	8	S, ERW	75,000
API 5LX	X70	ERW, FW, S, DSA	70,000				

หมายเหตุ : ดูคำอธิบายชนิดการเชื่อมในตารางที่ 2.25

ที่มา: ANSI/ASME Code B31.8 - 1982 Appendix D

ตารางที่ 2.24 ค่า Design factor, F สำหรับการก่อสร้างในพื้นที่ลักษณะต่าง ๆ

Location class	Design factor, F
1	0.72
2	0.6
3	0.5
4	0.4

หมายเหตุ: ดูคำอธิบาย "Location class" ในเชิงอรรถ หน้า 2 - 87

ที่มา: ANSI/ASME Code B31.8-1982, Table 841.1A.

ตารางที่ 2.25 ค่า Longitudinal joint factor, E สำหรับการเชื่อมท่อชนิดต่างๆ

Spec. Number	Pipe Class	Factor, E
ASTM A53	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Furnace welded	0.60
ASTM A106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric fusion arc welded	0.80
ASTM A135	Electric resistance welded	1.00
STM A139	Electric fusion welded	0.80
ASTM A211	Spiral welded steel pipe	0.80
ASTM A381	Double submerged-arc-welded	1.00
ASTM A671	Electric fusion welded	1.00*
ASTM A672	Electric fusion welded	1.00*
API 5L	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Electric flash welded	1.00
	Submerged arc welded	1.00
	Furnace butt welded	0.60
API 5LX	Seamless	1.00
	Electric resistance welded	1.00
	Electric flash welded	1.00
	Submerged arc welded	1.00
API 5LS	Electric resistance welded	1.00
	Submerged welded	1.00

หมายเหตุ: (1) Definition for the various classes of welded pipe are given in 804.243

(2) * includes Classes 12, 22, 32, 42, and 52 only

ที่มา : ANSI/ASME Code B31.8-1982, Table 841.1B.

ตารางที่ 2.26 ค่า Temperature operating factor (T) ของท่อเหล็ก

อุณหภูมิ °F	Temperature operating factor, T
250 or less	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Reproduced from ANSI/ASME Code
B31.8-1982, Table 841.1C. Reprinted

มาตรฐานในการออกแบบของท่อส่งก๊าซบนบก มีดังนี้

Design codes / Standards	: ANSI 31.8
Design life	: 40 ปี
Design pressure	: 1,000 psig
Estimated wall thickness	: 0.514 inch (ANSI 31.8 Class 3) 0.5 x SMYS
Pipe diameter (O.D.)	: 36 inch
External coating	: Three layer high density polyethylene (3LHDPE)
Special coating	: High density concrete at river / canal crossing
Welding technique	: Submerged arc weld (SAW) by automatic / Semi-automatic welding machine
NDT Inspection	: 100% X-Ray on welded joint
Cathodic protection	: Impressed current / AC Mitigation

โดยหลักการ ในการออกแบบ จะต้องมีการกำหนดสภาพพื้นที่ (Class) ซึ่งจะอาศัยข้อมูลความหนาแน่นประชากรเป็นตัวกำหนด[23] ซึ่งตามสภาพพื้นที่จริงของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย-มาเลเซีย ส่วนใหญ่จะเป็นพื้นที่เกษตรมีประชากรอยู่ไม่มาก สภาพพื้นที่ส่วนใหญ่จะจัดอยู่ใน Location class 1 และ 2 อย่างไรก็ตาม เพื่อป้องกันการขยายตัวในอนาคตโดยเฉพาะพื้นที่ตามแนวทางหลวงหมายเลข 43 โครงการจึงได้ใช้มาตรฐานของ Location class 3 (พื้นที่ชุมชนหนาแน่น) มาใช้ในการคำนวณออกแบบท่อส่งก๊าซ

ยิ่งไปกว่านั้น ในบางครั้ง ยังใช้ค่าตัวแปรต่างๆ ที่ให้ค่าสัดส่วนความปลอดภัย (Safety factor) สูงกว่าค่าที่ได้จากการคำนวณ (บนพื้นฐานของการใช้ Location class 3 เป็นตัวกำหนด) เช่นระยะห่างระหว่างสถานีควบคุมก๊าซ ซึ่งเท่ากับ 24 และ 16 กิโลเมตร สำหรับ Location class 2 และ 3 ตามลำดับ แต่ได้ใช้ค่า 12 กิโลเมตร สำหรับออกแบบโครงการนี้เป็นต้น ทำให้ได้ค่าตัวแปรต่างๆ ที่เหนือกว่ามาตรฐานที่กำหนด (ตารางที่ 2.27 - 2.28)

ตารางที่ 2.27 เปรียบเทียบมาตรฐาน ASME B31.8 กับการออกแบบท่อส่งก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรมในโครงการนี้

การออกแบบ	ตามข้อกำหนดของมาตรฐาน ASME B31.8	โครงการท่อส่งก๊าซ ไทย-มาเลเซีย
สภาพความหนาแน่นประชากร	ส่วนใหญ่อยู่ Class 2	Class 3
ความหนาท่อส่งก๊าซ (นิ้ว)	0.514	0.514
ระยะห่างระหว่างสถานีควบคุมก๊าซ (กม.)	Class 2 = 24 ; Class 3 = 16	12
ความหนาดินถม อย่างน้อย (ม.)	0.75	1.5
ความหนาดินถมบริเวณตัดผ่านทางน้ำ อย่างน้อย (ม.)	0.92	2.0
ค่าความปลอดภัยเพื่อออกแบบ	Class 2 = 1/0.6 ;	1/0.5
ความหนาท่อ, แรงดันสูงสุด	Class 3 = 1/0.5	
ค่าการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	1.25 x MAOP	1.25 x MAOP
การตรวจแนวเชื่อมด้วย วิธี X-ray	40% ของจำนวนแนวเชื่อม	100% ของจำนวนแนวเชื่อม
เวลาในการทดสอบ Hydrostatic (ชั่วโมง)	2	24
การลาดตระเวนตามแนวท่อ	ทุก 6 เดือน	ทุก 1 สัปดาห์
ระบบ SCADA	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
การสื่อสารระบบท่อด้วยระบบ Fibre optic	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
ระบบตรวจจับก๊าซรั่ว	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
ระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic protection)	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี
ระบบป้องกันไฟฟ้าแรงสูง (AC Mitigation)	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี
การเคลือบท่อ	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี

ที่มา : Bechtel International, 2001

[23] การแบ่ง Location class เพื่อการออกแบบท่อจะใช้ความหนาแน่นประชากรเป็นตัวแบ่งดังนี้ โดยคิดประชากรในพื้นที่ 1 ไมล์ X 0.25 ไมล์ ตามแนวท่อส่งก๊าซ (ประชากร 2 ข้างท่อในระยะ 200 เมตรจากแนวท่อ)

Location class 1 พื้นที่ความหนาแน่นประชากร ≤10 ครัวเรือน

Location class 2 พื้นที่ความหนาแน่นประชากร >10 ถึง ≤ 46 ครัวเรือน

Location class 3 พื้นที่ความหนาแน่นประชากร > 46 ครัวเรือน

Location class 4 พื้นที่ชุมชนเมืองหนาแน่นมาก มีตึกสูงมากกว่า 4 ชั้น

ตารางที่ 2.28 เปรียบเทียบมาตรฐาน ASME B31.4 กับการออกแบบท่อส่งก๊าซหุงต้มในโครงการนี้

การออกแบบ	ตามข้อกำหนดของมาตรฐาน	โครงการท่อส่งก๊าซไทย-มาเลเซีย
สภาพความหนาแน่นประชากร	ไม่ได้กำหนด	Class 3
ความหนาของท่อส่งก๊าซ (นิ้ว)	0.165	0.250
ระยะห่างระหว่างสถานีควบคุมก๊าซ (กม.)	12	12
ความหนาดินถม อย่างน้อย (เมตร)	1.2	>2.0
ความหนาดินถม บริเวณตัดผ่านทางน้ำ อย่างน้อย (เมตร)	1.2	>2.5
ค่าความปลอดภัยเพื่อออกแบบความหนาท่อ, แรงดันสูงสุด	1/0.72	1/0.72
ค่าการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	1.25 x MAOP	1.25 x MAOP
การตรวจแนวเชื่อมด้วย วิธี X-ray	10% ของจำนวนแนวเชื่อม	100% ของจำนวนแนวเชื่อม
เวลาในการทดสอบ Hydrostatic (ชั่วโมง)	4	24
การลาดตระเวนตามแนวท่อ	ทุก 4 สัปดาห์	ทุก 4 สัปดาห์
ระบบ SCADA	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
การสื่อสารระบบท่อด้วยระบบ Fibre optic	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
ระบบตรวจจับก๊าซรั่ว	ไม่ได้กำหนด	กำหนดให้มี
ระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic protection)	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี
ระบบป้องกันไฟฟ้าแรงสูง (AC Mitigation)	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี
การเคลือบท่อ	กำหนดให้มี	กำหนดให้มี

ที่มา : Bechtel International, 2001

อนึ่ง ในโครงการระยอง-ชลบุรี ปตท. ได้ทำการก่อสร้างท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ 3 ท่อ ประกอบด้วยท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ก๊าซโปรเพน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ก๊าซโซลีนธรรมชาติ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 4 นิ้ว และท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ก๊าซหุงต้ม ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว เป็นระยะทางประมาณ 62 กิโลเมตร โดยมีระยะห่างระหว่างท่อประมาณ 0.40 เมตร และในบางช่วงจะมีการวางท่อน้ำมันของบริษัท Tappline ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 14 นิ้ว รวมถึงท่อก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว วางขนานในเขตระบบท่อผลิตภัณฑ์ของ ปตท. อีกด้วย ซึ่งแนวท่อผลิตภัณฑ์จะเริ่มต้นจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ จังหวัดระยอง ถึงคลังผลิตภัณฑ์และท่าเทียบเรือแหลมฉบัง อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี โดยดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จและเปิดดำเนินการ ตั้งแต่เดือนมกราคม 2528 ท่อผลิตภัณฑ์ดังกล่าวได้รับการออกแบบให้มีความสามารถขนส่งผลิตภัณฑ์ ดังนี้

ก๊าซโปรเพน	474,000	ตันต่อปี
ก๊าซโซลีนธรรมชาติ	150,000	ตันต่อปี
ก๊าซหุงต้ม	927,000	ตันต่อปี

ตั้งแต่เปิดดำเนินการมา ไม่เคยมีอุบัติเหตุร้ายแรงเกิดขึ้น ท่อดังกล่าวออกแบบตามมาตรฐาน ASME B31.4 ซึ่งเป็นมาตรฐานเดียวกับที่ บริษัท ทรานส์ ไทย – มาเลเซียฯ นำมาใช้ในการออกแบบโครงการนี้

2.12.2 ระบบการบริหารความปลอดภัยมาตรฐาน ISRS

บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ได้นำมาตรฐานการดำเนินงานความปลอดภัยซึ่งเน้นที่ระบบการจัดการของ International Loss Control Institute (ILCI) จากสหรัฐอเมริกามาพัฒนาปรับใช้ ระบบนี้สามารถทำให้วิเคราะห์ความเสี่ยงในสถานปฏิบัติงานได้อย่างมีหลักเกณฑ์ และสามารถชี้ชัดขอบเขตของศักยภาพแห่งความสูญเสีย ตลอดจนผู้บริหารสามารถที่จะปรับระบบการบริหารการดำเนินงานที่เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ได้อย่างต่อเนื่องตลอดเวลา

ISRS (International safety rating system) หรือที่เรียกว่า 5 Stars rating system เป็นระบบการวัดผลความปลอดภัยของ ILCI ที่ใช้วัดระดับการดำเนินงาน ประสิทธิภาพการบริหารงานของผู้บริหาร และการจัดสภาพพื้นที่การปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันและควบคุมความสูญเสียในรูปแบบต่างๆ ระบบนี้มีข้อดี อาทิเช่น

(1) กำหนดสิ่งที่ต้องดำเนินการไว้อย่างชัดเจน ครบถ้วน

(2) ตรวจสอบความก้าวหน้าของการดำเนินงาน และวัดผลเป็นค่าตัวเลขได้

(3) เป็นระบบบริหารความปลอดภัยที่สมบูรณ์

(4) เป็นที่ยอมรับของนานาชาติเป็นสากล

ระบบ ISRS ประกอบด้วยโปรแกรมดำเนินการ 2 โปรแกรม คือ โปรแกรมมาตรฐาน (Standard program) และโปรแกรมก้าวหน้า (Advanced program) ทั้งสองโปรแกรมนี้ประกอบด้วย 20 หัวข้อดำเนินการ แต่มีข้อแตกต่างกันคือจำนวนหัวข้อบังคับที่ต้องดำเนินการและจำนวนคะแนนทั้งที่เป็นคะแนนเฉลี่ยขั้นต่ำ รวมทั้งคะแนนขั้นต่ำสำหรับแต่ละหัวข้อด้วย เนื่องจากการประกอบกิจการเกี่ยวกับปิโตรเลียม จัดได้ว่าเป็นกิจการที่มีความเสี่ยงสูง จึงเลือกใช้โปรแกรมก้าวหน้าในการดำเนินการ

2.12.3 การควบคุมและการตรวจสอบระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติโดยผ่านระบบ SCADA

บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ กำหนดที่จะนำระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์มาใช้ในการควบคุมการปฏิบัติการของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตกลางทะเลในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย จนมาถึงผู้ใช้ก๊าซบนบก ซึ่งสามารถควบคุมการปฏิบัติการควบคุมระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยใช้ผู้ควบคุมเพียง 1-3 คน ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ดังกล่าวเรียกว่า ระบบ **SCADA** (Supervisory Control and Data Acquisition) ในระบบนี้ อุปกรณ์ปลายทางที่ถูกควบคุมซึ่งอยู่ในตำแหน่งที่ห่างไกลจากศูนย์ระบบคอมพิวเตอร์ จะรายงานข้อมูลหรือส่งสัญญาณมาที่ศูนย์โดยผ่านสื่อ เช่น คลื่นวิทยุ คลื่นไมโครเวฟ ระบบใยแก้วนำแสง หรือผ่านระบบสื่อสารดาวเทียม ระบบ SCADA ที่ใช้ในการควบคุมการส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตจนถึงจุดส่งมอบให้ลูกค้าเรียกว่า *Pipeline SCADA* ส่วนระบบ SCADA ที่ใช้ในการควบคุมกระบวนการแยกก๊าซ การส่งผลิตภัณฑ์ก๊าซผ่านท่อผลิตภัณฑ์จากโรงแยกก๊าซจนถึงคลังก๊าซและจัดเก็บผลิตภัณฑ์ก๊าซ เรียกว่า *Gas Separation Plant (GSP) SCADA*

สำหรับระบบ SCADA ที่ใช้ในปัจจุบันเป็นระบบใหม่ ซึ่งเป็นระบบที่ทำงานถูกต้อง ต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพ เป็นระบบสื่อสารได้ทุกระบบโดยใช้วิธีการมาตรฐานในการสื่อสารข้อมูล เป็นระบบที่สร้างความปลอดภัยในการทำงานในสภาพแวดล้อมที่ล่อแหลมในการเกิดอุบัติเหตุ

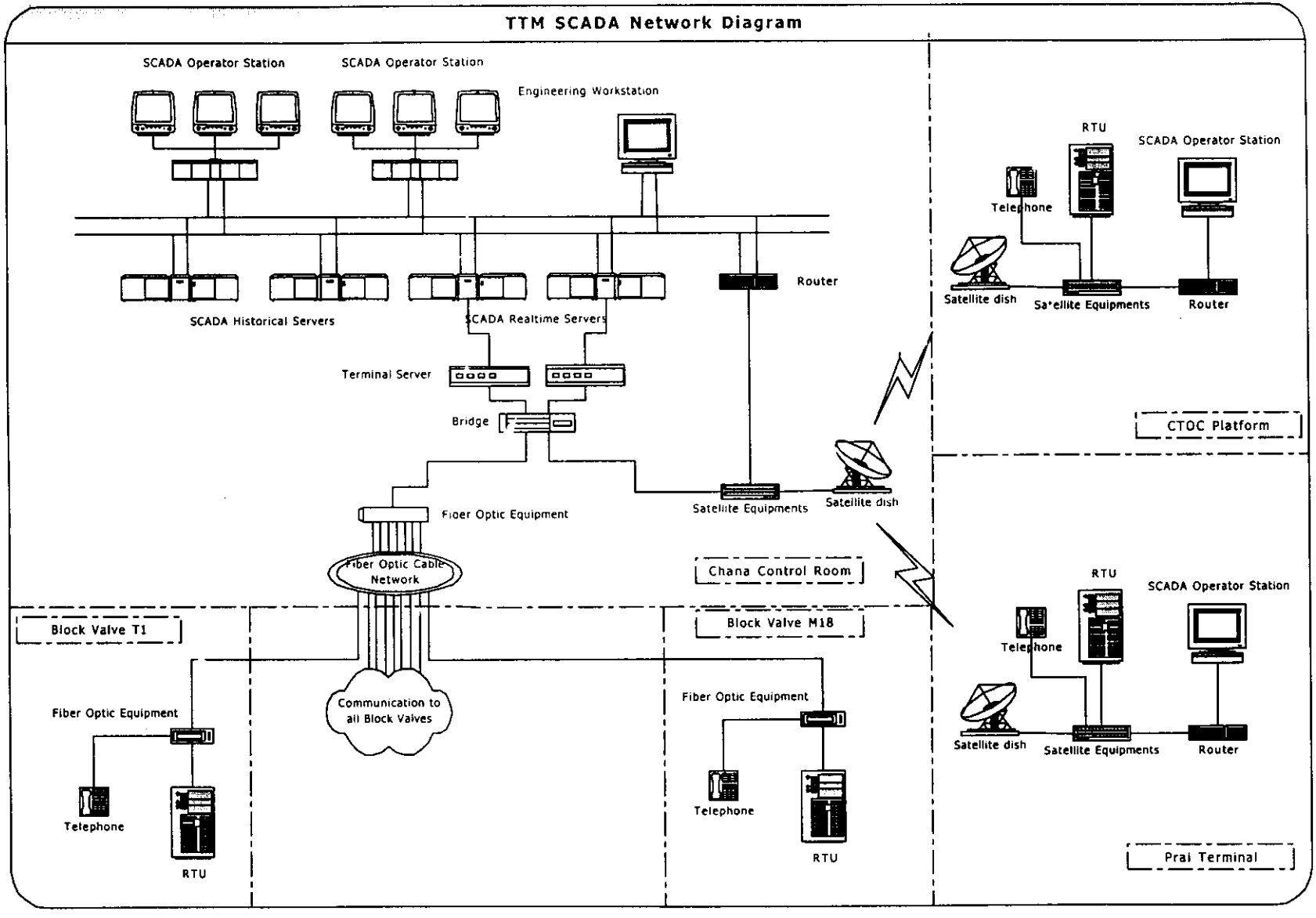
ระบบของศูนย์ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ (SCADA Master Station) ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จะมีรายละเอียดดังในรูปที่ 2.26 (เป็นรูปเครือข่ายการควบคุมที่ศูนย์ควบคุมจังหวัดชลบุรี ซึ่งนำมาแสดงเป็นตัวอย่าง แต่สำหรับโครงการนี้ จะมีศูนย์ควบคุมลักษณะเดียวกันตั้งอยู่ภายในโรงแยกก๊าซ) ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 6 ส่วนคือ

(1) Hardware, Operating system และ Networking โดยมีอุปกรณ์ที่สำคัญของระบบเช่น LAN และ Database servers จะถูกออกแบบให้เป็น Redundancy dual devices เพื่อทำงานสำรองซึ่งกันและกัน

(2) Real-time database servers เป็นระบบฐานข้อมูลที่ใช้จัดการและเก็บค่าของกระบวนการ ณ เวลาปัจจุบันในขณะใดๆ ค่า Real-time จะเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพของกระบวนการที่เปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ค่าของกระบวนการที่จะถูกตรวจจับ (Monitor & Scan) โดย RTU จากนั้นข้อมูลจะถูกส่งมายังฐานข้อมูล และจะถูกประมวลและแสดงผลบน MMI (Man-Machine Interface) เพื่อให้ Operator รู้ถึงสภาพของกระบวนการ ณ ขณะนั้นๆ ค่า Real-time ทุกๆ ค่าจะถูก Update ทุกๆ 2 วินาที

(3) Historical database servers เป็นระบบฐานข้อมูลที่จัดเก็บข้อมูลที่ผ่านมาของกระบวนการเพื่อใช้ในการดูแนวโน้ม (Trending) บันทึก (Logging) ดูสถิติ และทำรายงานทั้งรายงานปฏิบัติการ (Operational report) และ รายงานการผลิตและการจัดการ (Production & management report) ค่า Historical data ของระบบ SCADA ข้างต้นจะถูกเลือกเก็บจากระบบ Real-time database ทุกๆ 1 นาที

(4) MMI (Man-machine Interface) เป็นระบบแสดงผลข้อมูลของกระบวนการบนจอภาพ เพื่อแสดงภาพจำลองส่วนต่างๆ ของกระบวนการให้ผู้ควบคุมที่ปฏิบัติการควบคุมการทำงานของระบบและกระบวนการ และคอยรับคำสั่งจากผู้ควบคุมที่จะสั่งงานควบคุมตามจุดต่างๆ แล้วนำคำสั่งไปให้ระบบจัดการประมวลคำสั่งไปยัง RTU



รูปที่ 2.26 ศูนย์ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ SCADA

(5) Remote terminal servers เป็นอุปกรณ์ใช้เพื่อจัดการการสื่อสารข้อมูลระหว่าง Remote terminal unit , Remote workstation หรือ Remote devices อื่นๆ กับ SCADA Master station และระหว่างเครือข่ายคอมพิวเตอร์ของ SCADA Master station ด้วยกัน

- *อุปกรณ์ Remote Terminal Unit* เป็นอุปกรณ์ใช้ในการตรวจจับสัญญาณข้อมูลจากอุปกรณ์ หรือตัวตรวจวัดในสนาม (Field sensor) และส่งสัญญาณข้อมูลให้ระบบศูนย์ระบบเครือข่ายโดยที่ SCADA Master station จะ Poll/Scan ข้อมูลจากอุปกรณ์ RTU
- *ระบบสื่อสาร (Communication System)* เป็นตัวกลางหรือพาหะในการรับส่งข้อมูลระหว่างระบบ SCADA Master station กับ RTU ระบบสื่อสารที่ใช้เป็นระบบหลักได้แก่ ระบบสื่อสารดาวเทียม ระบบ TDMA (Time division multiple access) ระบบ VHF Radio ระบบ UHF Radio โดยข่ายจะครอบคลุมตลอดแนวท่อ ทั้งนี้ ระบบสื่อสารยังใช้สำหรับการสื่อสารด้วยการสนทนาได้ด้วย

(6) ระบบใยแก้วนำแสง (Fibre optic) เป็นระบบสื่อสารของท่อส่งก๊าซส่วนบนบก

นอกจากนี้ ระบบ SCADA ของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ยังมี **Pipeline Simulation Modelling (PSM)** ซึ่งเป็นระบบซอฟต์แวร์ที่เป็นสมการทางคณิตศาสตร์ที่จำลองข้อมูลทางกายภาพของระบบท่อ และนำค่าสภาพของระบบท่อจากระบบ Real-time CMX Database เพื่อนำมาคำนวณสภาพของท่อที่ควรจะเป็น ซึ่งจะเป็นประโยชน์แก่ผู้ควบคุม ใน 3 ลักษณะคือ

(1) นำสภาพท่อที่คำนวณได้ เปรียบเทียบกับสภาพท่อที่ได้จากระบบ Real-time CMX Database เพื่อแจ้งเตือนหากมีความแตกต่างกันอย่างมาก

(2) ผู้ควบคุมสามารถจำลองเหตุการณ์ที่ต้องการให้เกิดขึ้น (Simulate) เพื่อศึกษาถึงผลกระทบหากเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวขึ้นจริง

(3) หากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นกับระบบท่อ ผู้ควบคุมสามารถจำลองเหตุการณ์ที่คาดว่าจะเป็นสาเหตุเพื่อยืนยันการวิเคราะห์ว่าถูกต้องหรือไม่

อีกระบบหนึ่งที่สำคัญคือระบบ **Paging function** ซึ่งเป็นระบบเพื่อตรวจสอบสถานะของสัญญาณดิจิตอลขาเข้า (Digital input signal) ของอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ หากอุปกรณ์ดังกล่าวเปลี่ยนไปอยู่ในสถานะผิดปกติ (Malfunction) และระบบ SCADA ตรวจจับสภาพดังกล่าวได้จะส่งข้อความเตือน (Alarm message) ของความผิดปกติไปยังวิทยุติดตามตัว ของพนักงานบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซียฯ ที่รับผิดชอบอุปกรณ์นั้นโดยอัตโนมัติ

2.13 สถิติการเกิดอุบัติเหตุท่อส่งก๊าซ

(1) ในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุที่มลสารอาจรั่วไหลออกจากระบบท่อส่งก๊าซบนบก ก๊าซที่รั่วไหลออกมาจะมีองค์ประกอบตามองค์ประกอบของก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม ซึ่งส่วนใหญ่จะประกอบด้วยก๊าซมีเทนเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 90 ในขณะที่ปริมาณของมลพิษที่รั่วไหลออกจากระบบท่อนั้นจะขึ้นกับลักษณะของสาเหตุของการรั่วไหล

ตารางที่ 2.29 แสดงสถิติของอุบัติเหตุของการส่งก๊าซทางท่อในประเทศสหรัฐอเมริกา ระหว่างปี พ.ศ. 2529-2544

ตารางที่ 2.30 แสดงสถิติของอุบัติเหตุของ Transmission & gathering pipeline พร้อมสาเหตุต่างๆ ในสหรัฐฯ ระหว่างปี พ.ศ. 2540-2544 สาเหตุการรั่วไหลของก๊าซแบ่งออกได้ดังนี้ (1) การสึกกร่อนภายในท่อ (Internal corrosion), (2) การสึกกร่อนภายนอกท่อ (External corrosion), (3) ความเสียหายจากแรงภายนอก (Damage from outside forces), (4) ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ (Construction/Material defects) และ (5) อื่นๆ ซึ่งจะพบว่าสาเหตุของอุบัติเหตุส่วนใหญ่ (ทั้งจำนวนครั้งของอุบัติเหตุและมูลค่าความเสียหายของทรัพย์สิน) จะมาจากการถูกกระทำจากแรงภายนอก

ตารางที่ 2.31 แสดงสถิติของอุบัติเหตุของท่อย่อยจำหน่ายก๊าซ พร้อมสาเหตุต่างๆ ในสหรัฐฯ ระหว่างปี พ.ศ. 2539- 2541 สาเหตุการรั่วไหลของก๊าซ แบ่งออกได้ดังนี้ (1) การสึกกร่อนภายในท่อ (Internal corrosion), (2) การสึกกร่อนภายนอกท่อ (External corrosion), (3) ความเสียหายจากแรงภายนอก (Damage from outside forces), (4) ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ (Construction/Material defects), (5) อุบัติเหตุจากการทำงานของคน (Accidentally caused by operators) และ (6) อื่นๆ

อนึ่ง ข้อมูลสถิติของ Office of Pipeline Safety ประเทศสหรัฐอเมริกา ระบุว่าจนถึงปี พ.ศ. 2543 สหรัฐฯ มีท่อส่งก๊าซธรรมชาติรวมทั้งสิ้นประมาณ 1,339,838 ไมล์ แยกเป็นท่อประธานประมาณ 293,774 ไมล์ (ท่อบนบกประมาณ 288,586 ไมล์ ท่อในทะเลประมาณ 5,206 ไมล์) และท่อย่อยประมาณ 1,046,064 ไมล์ (http://ops.dot.gov/stats.htm)

ตารางที่ 2.29 สถิติการเกิดอุบัติเหตุของการส่งก๊าซทางท่อในสหรัฐอเมริกา ปี พ.ศ. 2529 - 2541

ปีพ.ศ.	ท่อส่งก๊าซ (Transmission Operators)				ท่อย่อยจำหน่ายก๊าซ (Distribution Operators)			
	จำนวนอุบัติเหตุ	จำนวนผู้เสียชีวิต	จำนวนผู้บาดเจ็บ	มูลค่าความเสียหาย (ล้านเหรียญสหรัฐ)	จำนวนอุบัติเหตุ	จำนวนผู้เสียชีวิต	จำนวนผู้บาดเจ็บ	มูลค่าความเสียหาย (ล้านเหรียญสหรัฐ)
2529	83	6	20	11.17	142	29	104	11.08
2530	70	0	15	4.72	163	11	115	11.74
2531	89	2	11	9.32	201	23	114	12.13
2532	103	22	28	20.38	177	20	91	8.68
2533	89	0	17	11.30	109	6	52	7.59
2534	71	0	12	11.93	162	14	77	7.77
2535	74	3	15	24.58	103	7	65	6.78
2536	95	1	17	23.04	121	16	84	15.35
2537	81	0	22	45.17	141	21	91	53.26
2538	64	2	10	9.96	97	16	43	10.95
2539	77	1	5	13.08	110	47*	109	16.25
2540	73	1	5	12.08	102	9	67	12.49
2541	99	1	10	29.75	137	17	65	19.06
2542	54	2	8	17.70	119	19	85	25.91
2543	80	15	18	17.87	154	22	59	23.40
2544	85	2	3	23.14	122	5	43	13.97
รวม	**1,287**	**58**	**217**	**285.25**	**2,160**	**282**	**1,264**	**256.40**

หมายเหตุ : (1) * รวมเหตุการณ์ที่ San Juan, Puerto Rico ซึ่งมีผู้เสียชีวิต 33 ราย

(2) ตัวเลขในตารางเป็นข้อมูลเมื่อต้นปี พ.ศ. 2545 ตัวเลขอาจเปลี่ยนแปลงหากมีการแจ้งสถิติอุบัติเหตุเพิ่มเติมภายหลัง

ที่มา: http://ops.dot.gov/stats.htm (Office of Pipeline Safety)

ตารางที่ 2.30 สถิติการเกิดอุบัติเหตุท่อส่งก๊าซประธาน จำแนกตามสาเหตุ ในสหรัฐอเมริกา ปี พ.ศ. 2540 - 2544

ช่วงเวลา / สาเหตุ	จำนวนอุบัติเหตุ	ร้อยละ	มูลค่าความเสียหาย (ล้านเหรียญสหรัฐ)	ร้อยละ	จำนวนผู้เสียชีวิต	จำนวนผู้บาดเจ็บ
1 มกราคม 2540 - 31 ธันวาคม 2540						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	16	21.91	0.94	7.79	0	0
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	5	6.84	1.23	10.21	0	0
3. ความเสียหายจากแรงภายนอก	28	38.35	4.20	34.8	1	4
4. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	12	16.43	1.,28	10.55	0	0
5. อื่น ๆ	12	16.43	4.42	36.62	0	1
รวม	**73**	**100**	**12.07**	**100**	**1**	**5**
1 มกราคม 2541 - 31 ธันวาคม 2541						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	14	14.14	3.26	10.95	0	0
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	8	8.08	1.29	4.33	0	0
3. ความเสียหายจากแรงภายนอก	37	37.37	18.67	62.76	1	3
4. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	19	19.19	2.98	10.03	0	4
5. อื่น ๆ	21	21.21	3.54	11.91	0	4
รวม	**99**	**100**	**29.74**	**100**	**1**	**11**
1 มกราคม 2542 - 31 ธันวาคม 2542						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	10	18.51	3.35	18.94	0	0
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	3	5.55	0.47	2.62	0	0
3. การสึกกร่อนของท่อ - ไม่ระบุบริเวณ	1	1.85	0	0	0	0
4. ความเสียหายจากแรงภายนอก	18	33.33	5.68	32.12	1	2
5. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	8	14.81	6.65	37.6	0	0
6. อื่น ๆ	14	25.92	1.54	8.7	1	6
รวม	**54**	**100**	**17.69**	**100**	**2**	**8**
1 มกราคม 2543 - 31 ธันวาคม 2543						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	16	20	2.,64	14.74	12	2
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	14	17.5	3.48	19.45	0	0
3. การสึกกร่อนของท่อ - ไม่ระบุบริเวณ	1	1.25	0.73	4.08	0	0
4. ความเสียหายจากแรงภายนอก	20	25	3.16	17.7	3	7
5. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	7	8.75	0.59	3.3	0	0
6. อื่น ๆ	22	27.5	7.27	40.7	0	9
รวม	**80**	**100**	**17.87**	**100**	**15**	**18**
1 มกราคม 2544 - 31 ธันวาคม 2544						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	9	10.58	3.30	14.26	0	0
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	7	8.23	1.96	8.47	0	0
3. ความเสียหายจากแรงภายนอก	35	41.17	14.29	61.74	0	0
4. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	12	14.11	1.64	7.08	0	0
5. อื่น ๆ	22	25.88	1.95	8.43	2	3
รวม	**85**		**23.14**		**2**	**3**

หมายเหตุ : ตัวเลขในตารางเป็นข้อมูลเมื่อต้นปี พ.ศ. 2545 ตัวเลขอาจเปลี่ยนแปลงหากมีการรายงานข้อมูลอุบัติเหตุเพิ่มเติมภายหลัง

ที่มา: http://ops.dot.gov/stats.htm (Office of Pipeline Safety)

ตารางที่ 2.31 สถิติการเกิดอุบัติเหตุท่อส่งก๊าซย่อย จำแนกตามสาเหตุ ในสหรัฐอเมริกา ปี พ.ศ. 2540 - 2544

ช่วงเวลา/สาเหตุ	จำนวนอุบัติเหตุ	ร้อยละ	มูลค่าความเสียหาย (ล้านเหรียญสหรัฐ)	ร้อยละ	จำนวนผู้เสียชีวิต	จำนวนผู้บาดเจ็บ
1 มกราคม 2540 - 31 ธันวาคม 2540						
1. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	3	2.94	0.16	1.24	1	4
2. ความเสียหายจากแรงภายนอก	57	55.88	7.66	61.34	5	18
3. ความพลั้งเผลอในการก่อสร้างหรือการดำเนินการ	4	3.92	0.31	2.45	1	15
4. อุบัติเหตุที่มีสาเหตุจากความบกพร่องของผู้ควบคุม	4	3.92	0.05	.4	0	3
5. อื่น ๆ	34	33.33	4.32	34.56	2	27
รวม	**102**	**100**	**12.49**	**100**	**9**	**67**
1 มกราคม 2541 - 31 ธันวาคม 2541						
1. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	6	4.37	$473,000	2.48	1	3
2. ความเสียหายจากแรงภายนอก	89	64.96	$14,774,895	77.53	11	33
3. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	5	3.64	$100,500	.52	1	4
4. อุบัติเหตุที่มีสาเหตุจากความบกพร่องของผู้ควบคุม	7	5.1	$0	0	0	7
5. อื่น ๆ	30	21.89	$3,706,723	19.45	4	18
รวม	**137**	**100**	**$19,055,118**	**100**	**17**	**65**
1 มกราคม 2542 - 31 ธันวาคม 2542						
1. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	4	3.36	0.16	.63	1	3
2. การสึกกร่อนของท่อ - ไม่ระบุบริเวณ	3	2.52	0.68	2.62	0	2
3. ความเสียหายจากแรงภายนอก	72	60.5	20.53	79.21	18	46
4. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	8	6.72	$0.87	3.35	0	7
5. อุบัติเหตุที่มีสาเหตุจากความบกพร่องของผู้ควบคุม	6	5.04	0.08	.3	0	8
6. อื่น ๆ	26	21.84	3.59	13.87	0	19
รวม	**119**	**100**	**25.91**	**100**	**19**	**85**
1 มกราคม 2543 - 31 ธันวาคม 2543						
1. การสึกกร่อนภายในท่อ	1	.64	0.05	.21	0	0
2. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	4	2.59	0.26	1.08	0	5
3. ไม่มีข้อมูล	6	3.89	0.56	2.37	3	3
4. ความเสียหายจากแรงภายนอก	82	53.24	10.83	46.26	4	17
5. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	9	5.84	1.07	4.55	0	6
6. อุบัติเหตุที่มีสาเหตุจากความบกพร่องของผู้ควบคุม	7	4.54	0.21	.9	0	6
7. อื่น ๆ	45	29.22	10.44	44.59	15	22
รวม	**154**	**100**	**23.40**	**100**	**22**	**59**
1 มกราคม 2544 - 31 ธันวาคม 2544						
1. การสึกกร่อนภายนอกท่อ	2	1.63	$180,000	1.28	0	3
2. การสึกกร่อนของท่อ - ไม่ระบุบริเวณ	3	2.45	$160,000	1.14	0	1
3. ไม่มีข้อมูล	1	.81	$50,000	.35	0	0
4. ความเสียหายจากแรงภายนอก	79	64.75	$11,145,371	79.77	3	28
5. ความบกพร่องในการก่อสร้างหรือของวัสดุ	4	3.27	$186,000	1.33	0	2
6. อุบัติเหตุที่มีสาเหตุจากความบกพร่องของผู้ควบคุม	6	4.91	$112,865	.8	0	4
7. อื่น ๆ	27	22.13	$2,136,250	15.29	2	5
รวม	**122**	**100**	**$13,970,486**	**100**	**5**	**43**

หมายเหตุ : ตัวเลขในตารางเป็นข้อมูลเมื่อต้นปี พ.ศ. 2545 ตัวเลขอาจเปลี่ยนแปลงหากมีการรายงานข้อมูลอุบัติเหตุเพิ่มเติมภายหลัง

ที่มา: http://ops.dot.gov/stats.htm (Office of Pipeline Safety)

ในประเทศไทย การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ได้รายงานอุบัติเหตุที่เกี่ยวกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามสรุปในตารางที่ 2.32 ซึ่งจะเห็นได้ว่าอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นและทำให้เกิดการรั่วไหลของก๊าซเนื่องมาจากการก่อสร้าง แผ่นดินทรุดตัว และจากไฟฟ้าช็อต เป็นต้น อนึ่ง ปตท. มีท่อประธานทั่วประเทศรวมกัน (จนถึงมีนาคม 2545) ยาวประมาณ 2,400 กิโลเมตร

ตารางที่ 2.32 อุบัติเหตุเกี่ยวกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ลำดับ	ปี พ.ศ.	วันที่	เหตุการณ์
1	2525		ท่อรั่วระหว่าง BV #6 และ BV #7 ก่อนข้ามสะพานบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา (สาเหตุเกิดจากการก่อสร้างของบุคคลอื่น) ต้องหยุดส่งก๊าซ
2	2534	14 ส.ค.	ก๊าซรั่วเนื่องจากแผ่นดินทรุดตัวบริเวณหน้าแปลนที่สถานีตรวจวัดก๊าซหน้าบริษัท SPG (ปท.1) อำเภอบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา
3	2534	24 พ.ย.	ปท.1 บริษัทผู้รับเหมากรมทางหลวงตอกเสาเข็มทะลุท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 28 นิ้ว บริเวณ BV #8 จังหวัดฉะเชิงเทรา & BV #9 จังหวัดสมุทรปราการ ต้องหยุดส่งก๊าซ 4 วัน (บริษัทไม่ได้รับอนุญาตจากปตท.)
4	2536	19 ก.พ.	ก๊าซรั่วจากหัวอัด Sealant วาล์วใต้ดินของท่อส่งก๊าซธรรมชาติก่อนเข้าโรงงานอินเตอร์ (ปท.1) อำเภอบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา อุปกรณ์ชำรุด
5	2538	5 มิ.ย.	ก๊าซรั่วที่แนวท่อส่งก๊าซฯขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 30 นิ้ว จาก BV #6 จังหวัดฉะเชิงเทรา ไปยังโรงไฟฟ้า (เกิดจากการก่อสร้าง)
6	2539	26 ส.ค.	เกิดไฟฟ้าลัดวงจรจากเสาส่งไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผ่านรถกระเช้าของการไฟฟ้าฯลงพื้นดินและไหลเข้าสู่ระบบ ท่อแล้วไหลสู่ ground ในบริเวณข้างเคียง ทำให้ผนังท่อทะลุขนาดเท่ารูเข็ม เกิดก๊าซรั่ว แต่ไม่เกิดการระเบิด ที่บริเวณหน้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติ จังหวัดระยอง (ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ 28 นิ้ว)
7	2540	3 ต.ค	ก๊าซรั่วซึมที่ Insulating joint ที่คู่ขนาน (ท่อใต้ดินขนาด 28 นิ้ว) ข้าง BV#6 จังหวัดฉะเชิงเทรา

หมายเหตุ : BV = Block valve (สถานีควบคุมแรงดันก๊าซ)
ปท.1 = ปฏิบัติการระบบท่อ เขต 1 จังหวัดชลบุรี

(2) มลพิษที่อาจรั่วไหลออกจากระบบท่อส่งก๊าซในทะเล จะมีองค์ประกอบตามองค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแปลง A-18 และแปลง B-17 ในขณะมลพิษที่อาจรั่วไหลจากระบบท่อส่งก๊าซบนบกจะมีองค์ประกอบของก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรมและก๊าซหุงต้ม

2.14 อายุโครงการ

หากตั้งสมมุติฐานว่าอายุของโครงการขึ้นอยู่กับการมีอยู่ของปริมาณสำรองก๊าซจากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ อายุของโครงการจึงประเมินได้จากอายุของแหล่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าว ซึ่งจะขึ้นกับปริมาณสำรองก๊าซและอัตราการผลิต

ตารางที่ 2.33 แสดงปริมาณก๊าซสำรองซึ่งแบ่งเป็น 3 ระดับคือ 1P (Proven), 2P (Proven + Probable) และ 3P (Proven + Probable + Possible)

ตารางที่ 2.33 ปริมาณก๊าซสำรอง จากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ (JDA)

ผู้ผลิต	ปริมาณสำรอง(BSCF)*		
	1P	2P	3P
CTOC**	4,377	6,652	10,635
CPOC***	1,483	2,708	3,935
รวม	5,860	9,360	14,570

หมายเหตุ: * BSCF = Billion standard cubic feet
** CTOC = Caligali-Triton Operating company
*** CPOC = Caligali-PTTEPI[24] Operating company

จากตารางที่ 2.33 จะเห็นว่าปริมาณก๊าซสำรองของโครงการจะอยู่ระหว่าง 5,860 BSCF (1P) จนถึง 9,360 BSCF (2P) ในขณะที่กำลังผลิตซึ่งแสดงไว้ในตารางที่ 2.34 จะเห็นได้ว่าในกรณีของ Proven reserve ก๊าซจะหมดในปีที่ 14 ของการผลิต และในกรณีของปริมาณสำรอง Proven + Probable ก๊าซจะหมดในระยะเวลาประมาณ 20-22 ปี และโครงการอาจยืดขยายได้อีกหากพบก๊าซในปริมาณที่เพิ่มขึ้น เช่น ในกรณีของปริมาณสำรอง Proven + Probable + Possible

ในขณะที่อายุของท่อได้รับการออกแบบไว้ให้ใช้งานได้ 40 ปี จึงเป็นระยะเวลาที่เพียงพอต่อการดำเนินการโครงการนี้

[24] PTTEPI = PTTEP International Ltd.

ตารางที่ 2.34 การผลิตรายปีและกำลังผลิตรวม จากแหล่งพื้นที่พัฒนาร่วมฯ (JDA)

ปี พ.ศ.	ปีที่	กำลังผลิตต่อวัน (MMSCFD)*	กำลังผลิตต่อปี (BSCF)**	ปริมาณผลิตรวม (BSCF)
2543	1	195	71.2	71.2
2544	2	591	215.7	286.9
2545	3	640	233.6	520.5
2546	4	735	268.3	788.8
2547	5	1,174	428.5	1,217.3
2548	6	1,184	432.2	1,649.5
2549	7	1,225	447.1	2,096.6
2550	8	1,500	547.5	2,644.1
2551	9	1,500	547.5	3,191.6
2552	10	1,500	547.5	3,739.1
2553	11	1,500	547.5	4,286.6
2554	12	1,500	547.5	4,834.1
2555	13	1,500	547.5	5,381.6
2556	14	1,500	547.5	5,929.1
2557	15	1,500	547.7	6,476.6
2558	16	1,500	547.5	7,024.1
2559	17	1,500	547.5	7,571.6
2560	18	900	328.5	7,900.1
2561	19	625	228.1	8,128.2
2562	20	350	127.8	8,256.0
2563	21	275	100.4	8,356.4

หมายเหตุ: * MMSCFD = Million standard cubic feet per day

** BSCF = Billion standard cubic feet

2.15 การเฝ้าระวัง การตรวจสอบ และการซ่อมแซมบำรุงรักษา

ในระยะดำเนินการ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ทำงานภายใต้สภาวะความดันสูงอาจมีปัญหาการรั่วไหล ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจะมีสถานีควบคุมก๊าซ (Block valve) ตลอดแนว ระบบส่งก๊าซจะถูกควบคุมและตรวจสอบการรั่วไหลโดยผ่านระบบ SCADA

ก๊าซซึ่งมีสภาวะเป็นกรด อาจกัดกร่อนท่อทำให้สึกหรอภายในท่อ และน้ำทะเลมีผลต่อการกัดกร่อนภายนอกของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่วางในทะเล จึงต้องมีการกำหนดมาตรการการเฝ้าระวังและโปรแกรมการบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั้งในทะเลและบนบก โดยมีการใช้ระบบบริหารความปลอดภัยมาตรฐาน ISRS เพื่อช่วยลดและขจัดโอกาสที่จะเกิดอุบัติเหตุ และท่อส่งก๊าซธรรมชาติจะถูกเคลือบภายนอกท่อ เพื่อป้องกันการกัดกร่อนโดยใช้ระบบ Cathodic protection ตลอดแนว

นอกจากนี้ ยังมีสาเหตุที่ทำให้เกิดการเบี่ยงเบนไปจากปกติของการทำงานของท่อที่เป็นปัจจัยภายนอกอื่นๆ ได้แก่ ดินทรุด น้ำไหลผ่าน การบดอัดของรถยนต์บนถนน แผ่นดินไหว การขุดเจาะโดยบุคคลที่สาม และวินาศภัย

ดังนั้นการตรวจสอบและการบำรุงรักษาจึงแบ่งออกเป็นสามกลุ่มคือ (1) การเฝ้าระวัง (2) การตรวจสอบ และ (3) การบำรุงรักษา

(1) **การเฝ้าระวัง** ประกอบด้วยการดำเนินการดังนี้

- Pipeline patrol เป็นการออกสำรวจพื้นที่ที่วางท่อส่งก๊าซตามมาตรฐาน ASME B 31.8 หัวข้อ 851.2
- Pipeline leakage survey คือ การออกสำรวจการรั่วของท่อส่งก๊าซตามมาตรฐาน ASME B 31.8 หัวข้อ 851.3
- Soil erosion เป็นการสำรวจและสังเกตการณ์การกัดเซาะของดินที่ปิดทับท่อส่งก๊าซบริเวณทางน้ำไหลหรือทางลาดชัน

(2) **การตรวจสอบ** ประกอบด้วยการดำเนินการดังนี้

- P/S Potential survey คือ การตรวจสอบระดับการป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซ ตามมาตรฐาน NACE RP-0169[25]
- Pipe thickness inspection คือ การตรวจสอบการสึกกร่อนของท่อส่งก๊าซบริเวณที่มีความเสี่ยง เช่น บริเวณข้องอหรือบริเวณที่ก๊าซมีความเร็วสูง ตามมาตรฐาน ASME B31 G
- Close Interval P/S Survey คือ การตรวจสอบค่าระดับ การป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซทุกๆ 1 เมตร เพื่อตรวจสอบดูว่ามีท่อบริเวณใดมีค่าต่ำกว่ามาตรฐาน NACE RP-0169

[25] NACE = National Association of Corrosion Engineers

• ROW Survey การตรวจสอบสภาพของท่อใต้ท้องทะเลให้มีการปิดทับด้วยดินใต้ท้องทะเลอย่างเพียงพอ ป้องกันผลกระทบจากคลื่นและการประมง พร้อมทั้งตรวจสอบระบบป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซเพื่อเป็นไปตามมาตรฐาน NACE RP-0169

• Coupon inspection คือการติดตั้งชิ้นโลหะชนิดเดียวกันกับท่อไว้ภายในท่อส่งก๊าซเพื่อเป็นตัวแทนผนังท่อด้านใน ซึ่งจากการติดตั้งระยะเวลาหนึ่งจะมีการถอดออกมาเพื่อตรวจสอบสภาพผิว น้ำหนักที่หายไป เพื่อนำไปคำนวณหาอัตราการผุกร่อน

• Deposition inspection คือ การเก็บตัวอย่าง Mill scales จากการตรวจสอบด้วย cleaning PIG หรือจาก Filler ที่ติดตั้งตามสถานีก๊าซนำไปวิเคราะห์หาสารประกอบของเหล็ก เพื่อนำมาประเมินการผุกร่อนของท่อส่งก๊าซว่าเกิดจากสาเหตุอะไร ซึ่งจะนำไปสู่การแก้ปัญหาได้ถูกจุด

• Coating defect survey คือ การตรวจสอบการชำรุดของ Coating ท่อส่งก๊าซ

• Insulating joint/Flange inspection คือ การตรวจสอบสภาพของ Insulating joint/Flange ว่ามีการรั่วหรือลัดวงจรหรือไม่

• A/C Mitigation inspection คือ การตรวจสอบระบบการป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่าและไฟฟ้าแรงสูงต่อท่อส่งก๊าซ และพนักงานผู้ซึ่งทำงานในขณะนั้นๆ

• Pipeline settlement inspection คือการตรวจสอบการทรุดตัวของท่อส่งก๊าซจากแรงกระทำภายนอกท่อส่งก๊าซ

(3) **การบำรุงรักษา** ประกอบด้วยการดำเนินการดังนี้

• Rectifier inspection คือ การเฝ้าติดตามการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าเพื่อดูว่าระบบป้องกันการผุกร่อนยังคงทำงานอยู่ พร้อมทั้งบันทึกค่าต่างๆ ที่ Rectifier

• Inhibitor injection คือ การฉีดสารยับยั้งการผุกร่อนเข้าไปในท่อส่งก๊าซ (เฉพาะท่อในทะเลหรือท่อที่ส่งก๊าซที่มีสารกัดกร่อนปนอยู่) เพื่อทำหน้าที่รวมตัวกับน้ำที่อยู่ภายในท่อและเคลือบผิวด้านในท่อ ซึ่งอัตราการฉีดจะขึ้นอยู่กับส่วนผสมของ Inhibitor ที่ผู้ผลิตจะเป็นผู้แนะนำ

2.16 แผนระงับเหตุฉุกเฉิน

การทำแผนระงับเหตุฉุกเฉินมีวัตถุประสงค์ ดังนี้

(1) เพื่อใช้เป็นแนวทางปฏิบัติเพื่อให้เกิดความเสียหายต่อบุคคลน้อยที่สุด โดยจะทำให้เหตุการณ์ฉุกเฉินเข้าสู่ภาวะปกติเร็วที่สุด

(2) เพื่อใช้เป็นแนวทางในการฝึกอบรมและฝึกซ้อมให้เกิดความชำนาญตามหน้าที่รับผิดชอบของพนักงานที่เกี่ยวข้องและระบุไว้ในแผน

แผนปฏิบัติการระงับเหตุฉุกเฉินของบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ จะใช้แนวทางเดียวกับที่ ปตท. เคยใช้ในพื้นที่อื่นๆ มาพัฒนาปรับใช้ให้เหมาะสมกับพื้นที่ โดยโครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติแบ่งเหตุฉุกเฉินออกเป็น 2 ระดับ คือเหตุฉุกเฉินระดับ 1 และเหตุฉุกเฉินระดับ 2 และกำหนดหลักเกณฑ์ในการพิจารณากำหนดระดับเหตุฉุกเฉิน ดังนี้

เหตุฉุกเฉินระดับ 1 เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นต่อระบบท่อส่งก๊าซ ที่มีศักยภาพอันอาจจะทำให้เกิดผลกระทบอย่างรุนแรงต่อไป ได้แก่เหตุการณ์ต่อไปนี้

- เกิดอุบัติเหตุในพื้นที่ปฏิบัติงาน อาจหรือมีคนเจ็บ คนเสียชีวิต ส่งผลกระทบต่อระบบท่อส่งก๊าซ
- เกิดไฟไหม้ ระเบิดขนาดเล็ก
- มีการรั่วไหล หกล้นของสารไวไฟ สารเคมีอันตราย ปริมาณเล็กน้อย
- เกิดภัยธรรมชาติ ที่ไม่ทำให้เกิดความเสียหายระบบท่อส่งก๊าซมากนัก เช่น แผ่นดินไหวเล็กน้อย พายุฝน เป็นต้น

เหตุฉุกเฉินระดับ 2 เป็นเหตุการณ์ที่เมื่อเกิดขึ้นแล้วอาจจะมีผลกระทบอย่างรุนแรงต่อระบบท่อส่งก๊าซ เป็นอันตรายต่อคน ทรัพย์สิน หรือสิ่งแวดล้อมบริเวณพื้นที่เกิดเหตุอย่างทันทีทันใด ได้แก่เหตุการณ์ต่อไปนี้

- ไฟไหม้ การระเบิดขนาดใหญ่
- ก๊าซรั่ว ไฟลุกไหม้และเกิดการระเบิด
- ภัยธรรมชาติ ที่ทำให้เกิดความเสียหายกับระบบท่อส่งก๊าซ เช่น การเกิดแผ่นดินไหวอย่างรุนแรง
- การชุ่ก่อวินาศกรรม การชุ่วางระเบิด

2.16.1 การกำหนดหน้าที่ปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

เหตุฉุกเฉินระดับ 1

(ก) ที่เกิดเหตุ เมื่อผู้สั่งการที่เกิดเหตุมาถึง ให้ดำเนินการดังนี้

- อพยพผู้ไม่เกี่ยวข้องออกนอกพื้นที่เกิดเหตุฉุกเฉินทันที
- ปฐมพยาบาลผู้ที่ได้รับบาดเจ็บเบื้องต้น (ถ้ามี)
- ตัดแยกควบคุมพื้นที่ปิดกั้นบริเวณ ห้ามผู้ไม่เกี่ยวข้องเข้าไปในบริเวณที่เกิดเหตุ
- รายงานเหตุการณ์ถึงผู้สั่งการศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ หรือผู้สั่งการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
- ควบคุมสถานการณ์

(ข) ศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ ใช้สำนักงานเขต จัดตั้งเป็นศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ ตัวอย่างการปฏิบัติการของศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุมีดังนี้

- ผู้สั่งการศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ เปิดสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉิน
- รวมพลทีมฉุกเฉิน
- ให้การสนับสนุนผู้สั่งการที่เกิดเหตุ
- รายงานเหตุการณ์ให้ผู้สั่งการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินทราบเป็นระยะ ๆ
- แถลงข่าวต่อสื่อมวลชน

(ค) ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน เมื่อประกาศเหตุฉุกเฉิน ให้ดำเนินการดังนี้

- ผู้สั่งการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน และผู้รับผิดชอบในพื้นที่จัดตั้งศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
- รวมพลทีมฉุกเฉิน
- ให้การสนับสนุนผู้สั่งการศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ และสั่งการเพื่อควบคุมเหตุฉุกเฉิน
- แถลงข่าวต่อสื่อมวลชน

เหตุฉุกเฉินระดับ 2

(ก) ที่เกิดเหตุ

- ให้ผู้สั่งการศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุดำเนินการตามขั้นตอนและข้อกำหนดของเหตุฉุกเฉินระดับ 1 ให้แล้วเสร็จก่อน
- แจ้งศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงระดับเหตุฉุกเฉิน
- ประกาศการเปลี่ยนแปลงระดับเหตุฉุกเฉินเป็นระดับ 2 ทางวิทยุระบบ UHF/วิทยุติดตามตัว/ โทรศัพท์ให้ผู้ที่เกี่ยวข้องทราบ
- แจ้งศูนย์สื่อสาร

- ติดต่อหน่วยงานของรัฐบาล โรงงานข้างเคียง (ถ้ามี) ขอกำลังสนับสนุนตามความจำเป็น ได้แก่ รถดับเพลิง รถพยาบาล ตำรวจท้องที่ / ตำรวจทางหลวง
- ร่วมมือกับเจ้าหน้าที่ตำรวจท้องถิ่นที่/ตำรวจทางหลวงในการควบคุมพื้นที่ที่เกิดเหตุต่อไป
- อพยพชาวบ้านที่จะได้รับผลกระทบไปอยู่ในพื้นที่ที่ปลอดภัย

(ข) ศูนย์ควบคุมที่เกิดเหตุ

- แจ้งศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินให้ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงระดับเหตุฉุกเฉิน
- ติดต่อหน่วยงานของรัฐบาล โรงงานข้างเคียง (ถ้ามี) ขอกำลังสนับสนุนตามความจำเป็น ได้แก่ รถดับเพลิง ตำรวจท้องที่/ตำรวจทางหลวง โรงพยาบาล

(ค) ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน

- แถลงข่าวต่อสื่อมวลชน

2.16.2 ขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อประกาศสภาวะฉุกเฉิน

(1) ผู้ประสบเหตุ หรือ เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำสถานีควบคุมก๊าซ (Block valve) แจ้งเหตุไปยังศูนย์ควบคุมท่อส่งก๊าซที่โรงแยกก๊าซ (Central control room : CCR)

(2) หัวหน้ากะที่ห้อง CCR โรงแยกก๊าซ ตรวจสอบข้อมูลในระบบ SCADA[26]

(3) สั่งการทีมซ่อมบำรุงระบบท่อ เข้าตรวจสอบพื้นที่เกิดเหตุ

(4) หากข้อมูลจาก SCADA ประกอบกับการรายงานผู้ประสบเหตุพบว่ามีการรั่วของก๊าซตรงกัน หัวหน้ากะจะประกาศเหตุฉุกเฉินระดับ 1 หรือ ระดับ 2 ตามแต่เหตุการณ์

(5) ประกาศเหตุฉุกเฉิน ระดับ 1 หรือ 2 ผ่านวิทยุติดตามตัว และเครือข่ายระบบสื่อสารการควบคุมระบบท่อ

(6) แจ้งเจ้าหน้าที่บนแท่นผลิต JDA (CTOC) และ TTM มาเลเซีย ให้ทราบเหตุการณ์เตรียมลดกำลังผลิต

(7) แจ้งลูกค้าที่มีผลกระทบต่อการจ่ายก๊าซ

(8) ทีมงานตามแผนฉุกเฉินจะต้องเข้ารายงานตัว และปฏิบัติตามขั้นตอนการระงับเหตุฉุกเฉิน

(9) ประกาศยกเลิกเหตุฉุกเฉินเมื่อควบคุมสถานการณ์ได้

(10) สรุปเหตุการณ์ และผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งหมด

---

[26] ดูคำอธิบายเกี่ยวกับ SCADA ในหัวข้อ 2.12.3 หน้า 2 - 89

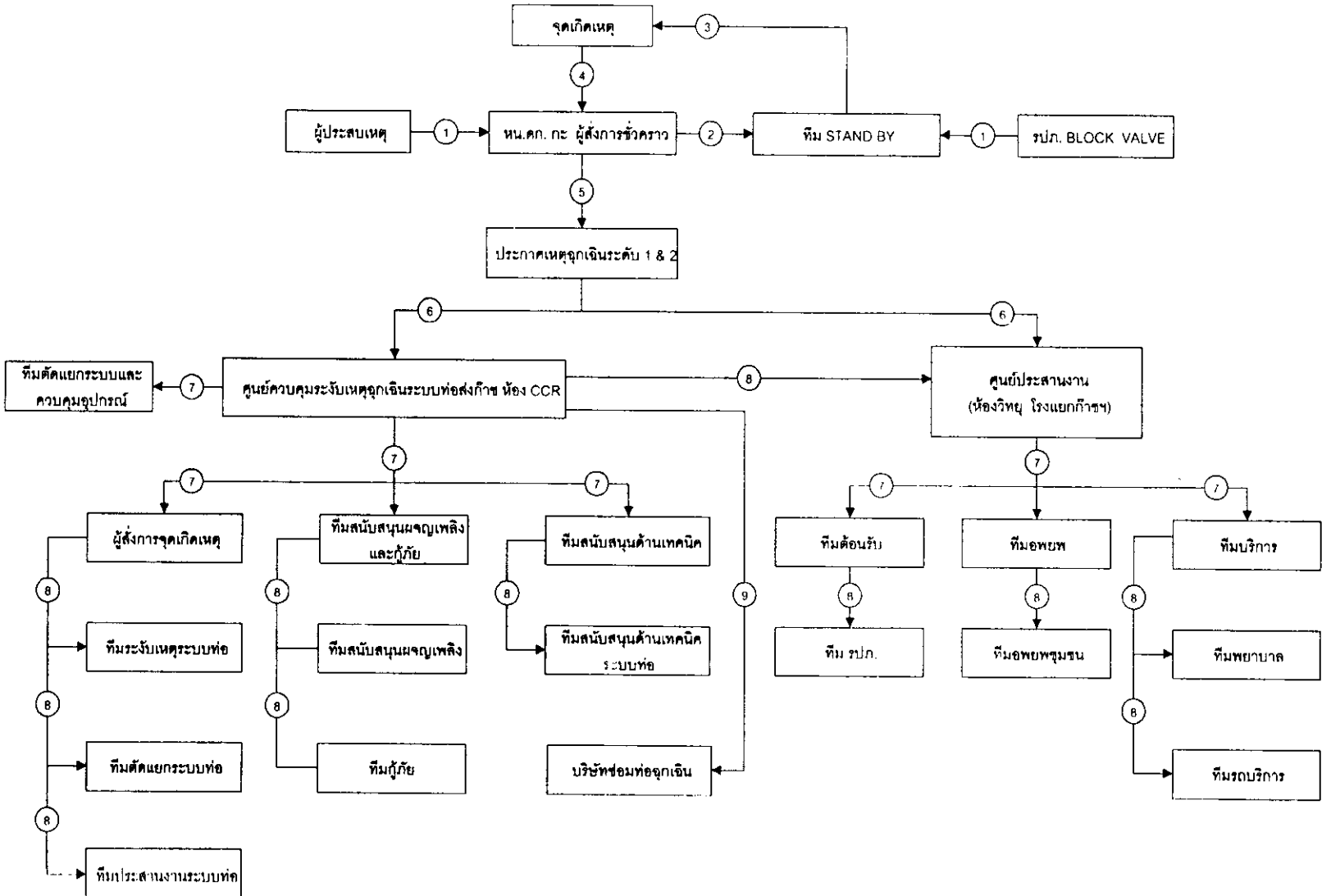
2.16.3 มาตรการเพื่อความปลอดภัย

ประกอบด้วย การดูแลรักษาอุปกรณ์ผจญเพลิง การจัดให้มีสนามฝึกซ้อมดับเพลิงเพื่อการฝึกดับเพลิงแบบต่างๆ การจัดแผนปฏิบัติการฉุกเฉิน ซึ่งครอบคลุมถึงรายละเอียดเกี่ยวกับหน้าที่และความรับผิดชอบ รวมทั้งวิธีการปฏิบัติในกรณีฉุกเฉินในรายละเอียดต่อไปเมื่อมีโครงสร้างและตัวบุคคลมารองรับที่ชัดเจน

อุปกรณ์ดับเพลิง ประกอบด้วยอุปกรณ์ดับเพลิงชนิดที่ติดตั้งประจำที่และแบบเคลื่อนย้ายได้ *อุปกรณ์ดับเพลิงชนิดติดตั้งประจำที่* ได้แก่ สัญญาณเตือนไฟไหม้ เครื่องตรวจจับก๊าซ เครื่องตรวจจับควัน ความร้อน เปลวไฟ เครื่องตรวจจับควันในระบบท่อ และ Manual Starting Box ระบบน้ำดับเพลิง ปั๊มน้ำและหัวจ่ายน้ำดับเพลิง ระบบฉีดพ่นฝอยแบบธรรมดาและแบบอัตโนมัติ เครื่องทำโฟมและระบบดับเพลิงโดยใช้โฟม และผงเคมีแห้งพร้อมกัน เป็นต้น สำหรับ*อุปกรณ์ดับเพลิงชนิดเคลื่อนย้ายได้*ประกอบด้วยรถดับเพลิง 3 คัน ดับเพลิงโดยใช้น้ำ 2 คัน ใช้โฟม 1 คัน ประจำอยู่ที่โรงแยกก๊าซ อำเภอจะนะ นอกจากนั้น ยังมีเครื่องดับเพลิงแบบเคลื่อนย้ายได้ โดยเป็นเครื่องดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง คาร์บอนไดออกไซด์ โฟม และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ

ตำแหน่งสถานีควบคุมก๊าซ ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย-มาเลเซีย มีสถานีควบคุมก๊าซ จำนวน 8 สถานี โดยมียามประจำสถานีอย่างน้อย 1 คน มีอุปกรณ์การสื่อสารพื้นฐาน UHF โทรศัพท์ และมีอุปกรณ์ดับเพลิงเบื้องต้นจำนวน 2 ถัง ชนิดผงเคมีแห้ง และ CO_2 ประจำตามสถานี

รูปที่ 2.27 แสดงโครงสร้างและแผนบังคับบัญชาศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย



รูปที่ 2.27 โครงสร้างและแผนบังคับบัญชาศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทย - มาเลเซีย

2.16.4 การอพยพ

(1) การอพยพออกจากที่เกิดเหตุ เป็นหน้าที่ของผู้ประสบเหตุที่จะต้องสั่งอพยพผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องออกนอกพื้นที่ตั้งแต่เหตุการณ์มีความรุนแรงระดับ 1 โดยให้อพยพไปที่จุดรวมพลหรือบริเวณพื้นที่ที่มีความปลอดภัยเพียงพอ

(2) การอพยพครอบครัวประชาชนที่อยู่ใกล้แนวท่อ จะดำเนินการเมื่อเหตุการณ์มีความรุนแรงระดับ 2 ซึ่งจะเป็นอันตรายต่อชีวิตทรัพย์สินทันทีทันใด เช่น ไฟไหม้ เกิดระเบิดในบริเวณแนวท่อส่งก๊าซ และแผ่ขยายวงกว้างออกไปเรื่อยๆ ทั้งนี้ การสั่งการอพยพให้เป็นหน้าที่ของผู้สั่งการที่เกิดเหตุ โดยประสานงานกับตำรวจท้องที่และเจ้าหน้าที่ อบต. ในพื้นที่นั้นๆ

จากข้อมูลการประเมินความเสี่ยงกรณีอุบัติเหตุระบบท่อก๊าซหุงต้มและก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม การรั่วไหลของก๊าซหุงต้มจะทำให้เกิดการฟุ้งกระจายและถ้าเกิดไฟลุกไหม้ทันทีทันใด (Flashfire) จะครอบคลุมพื้นที่ได้ในระยะทางประมาณ 47-758 เมตร ดังนั้นการอพยพควรอยู่ในทิศเหนือลมและห่างจากจุดเกิดเหตุไม่ต่ำกว่าระยะที่จะเกิดไฟลุกไหม้

การปฏิบัติเมื่อมีการบาดเจ็บและการเสียชีวิต

(1) โดยทั่วไปในเหตุการณ์ที่มีการบาดเจ็บ เสียชีวิต ให้ปฏิบัติดังนี้

- เคลื่อนย้ายคนเจ็บ ผู้เสียชีวิตออกนอกพื้นที่เกิดเหตุไม่ให้มีอันตรายเพิ่มขึ้นและปฐมพยาบาลคนเจ็บ
- แจ้งเหตุการณ์ให้ผู้สั่งการที่เกิดเหตุทราบทันที เพื่อติดต่อขอรถพยาบาลนำคนเจ็บส่งโรงพยาบาล

(2) การแจ้งข่าวคนเจ็บ เสียชีวิต การแจ้งข่าวผู้ได้รับบาดเจ็บ เสียชีวิตของพนักงาน คนงาน ให้ดำเนินการทันทีที่สามารถทำได้ดังนี้

- ถ้าคนเจ็บ ผู้เสียชีวิตเป็นพนักงาน บริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ ให้ฝ่ายทรัพยากรบุคคลเป็นผู้แจ้งข่าวให้ญาติทราบ
- ถ้าเป็นลูกจ้างหรือคนงานที่ บริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ หรือเจ้าของโครงการจ้างมาทำงานให้เจ้าหน้าที่ตำรวจเป็นผู้แจ้งข่าว

การเคลียร์/ประกาศให้กลับเข้าพื้นที่

หลังการควบคุมสถานการณ์ทั้งหมดได้ ให้ผู้สั่งการที่เกิดเหตุ ผู้สั่งการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน ปรึกษาหารือกันก่อนที่จะประกาศยกเลิกภาวะฉุกเฉิน ทั้งนี้ ทุกฝ่ายต้องมั่นใจว่าจะไม่เกิดอันตรายใดๆ ในพื้นที่เกิดเหตุหรือพื้นที่ข้างเคียงขึ้นอีก ถ้ายังเห็นพ้องกันว่าควรมีทีมฉุกเฉินบางทีมเตรียมพร้อมไว้ในที่เกิดเหตุก็ดำเนินการได้ และควรรีบดำเนินการในสิ่งต่อไปนี้

(1) แจ้งข่าวถึงผู้อพยพเรื่องการชดใช้ความเสียหายที่เกิดขึ้น

(2) สรุปเหตุการณ์ให้ผู้เกี่ยวข้องทราบข้อเท็จจริง

(3) ให้ความช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกแก่ผู้อพยพให้กลับเข้าที่ตั้งเดิม

กรณีการขู่วางระเบิด

อาจทำได้โดย ทางโทรศัพท์ หรือทางจดหมาย สำหรับการขู่วางระเบิดทางโทรศัพท์ ให้ผู้รับโทรศัพท์ปฏิบัติดังนี้

(1) บันทึก/เก็บข้อมูลเหล่านี้ให้มากที่สุด เช่น จุดที่ขู่ว่าจะมีการวางระเบิด ชนิดของระเบิด เวลาที่จะระเบิด องค์กรที่วางระเบิด (มีส่วนเกี่ยวข้องหรือมีการกล่าวอ้างถึง)

(2) พยายามถ่วงเวลาพูดให้นานที่สุด เพื่อบันทึกเทปการสนทนาและใช้เครื่องดักฟัง

(3) รายงานให้หัวหน้ากะ ผู้จัดระบบท่อ และโรงแยกก๊าซ ทราบ

(4) ปฏิบัติการตามแผนระงับเหตุฉุกเฉิน และอพยพคนออกนอกพื้นที่ที่ได้รับแจ้งว่าจะมีการลอบวางระเบิด

สำหรับการขู่วางระเบิดด้วยจดหมาย ให้ปฏิบัติตามข้อ (3) และ ข้อ (4) ข้างต้น

ไฟไหม้หรือระเบิด

เมื่อมีเหตุการณ์ไฟไหม้หรือระเบิดในระบบท่อส่งก๊าซ พนักงานห้องควบคุมการจัดส่งก๊าซจะทราบเหตุการณ์ได้ทันทีจากสัญญาณเตือนไฟ ร่วมกับการได้รับแจ้งจากพนักงานที่ประสบเหตุในพื้นที่ ถ้าเกิดไฟไหม้ในอาคาร พนักงานผู้ประสบเหตุจะต้องเข้าระงับเหตุไฟไหม้เบื้องต้นด้วยเครื่องดับเพลิงชนิดมือถือที่ติดตั้งประจำอาคารต่างๆ ก่อน พร้อมทั้งรายงานถึงผู้บังคับบัญชาตามสายงานให้ทราบเหตุการณ์ต่อไป

2.16.5 แผนพื้นฟู

(1) กรณีใช้สารเคมีควบคุมสถานการณ์และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมบริเวณที่เกิดเหตุฉุกเฉินระบบท่อส่งก๊าซ โดยมีผู้รับผิดชอบคือ ผู้สั่งการที่เกิดเหตุ โดยมีขั้นตอนการดำเนินงานดังนี้

- ควบคุมการไหลของสารเคมีต่างๆ ไม่ให้แพร่กระจายไปยังแหล่งน้ำ พื้นดิน ชุมชน
- เมื่อควบคุมสถานการณ์ได้แล้ว ต้องแยกสิ่งของที่เสียหายและดำเนินการกำจัดต่อไป

(2) กรณีความเสียหายเกิดแก่ระบบท่อส่งก๊าซให้แจ้งบริษัทคู่สัญญาซ่อมท่อฉุกเฉิน (Emergency contractor) เข้าดำเนินการซ่อมแซมส่วนที่ได้รับความเสียหายให้กลับเข้าสู่ภาวะปกติโดยเร็ว

หน่วยงานราชการในพื้นที่ ซึ่งต้องประสานงานขอความช่วยเหลือในจังหวัดสงขลา

สถานพยาบาล

- โรงพยาบาลจะนะ (074) 379222
- โรงพยาบาลนาหม่อม (074) 382677
- โรงพยาบาลสงขลานครินทร์ (074) 429900
- โรงพยาบาลหาดใหญ่ (074) 230800-3
- โรงพยาบาลราษฎร์ยินดี (074) 221040
- โรงพยาบาลกรุงเทพหาดใหญ่ (074) 365780-9
- โรงพยาบาลศิครินทร์ (074) 366966
- โรงพยาบาลสะเดา (074) 411299

สถานีตำรวจภูธรท้องที่

- สภอ.จะนะ (074) 379111
- สภอ.นาหม่อม (074) 381111
- สภอ.หาดใหญ่ (074) 236631
- สภอ.สะเดา (074) 411027

สถานีดับเพลิง

- ดับเพลิงจะนะ (074) 379123
- ดับเพลิงนาหม่อม -
- ดับเพลิงหาดใหญ่ (074) 243111 หรือ 199
- ดับเพลิงบ้านพรุ (074) 210065 หรือ 199
- ดับเพลิงพะตง (074) 291999
- ดับเพลิงพังลา (074) 541543
- ดับเพลิงปริก (074) 298015
- ดับเพลิงสะเดา (074) 411015

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- การไฟฟ้าภูมิภาคจะนะ (074) 379199
- การไฟฟ้าภูมิภาคนาหม่อม (074) 433612
- การไฟฟ้าภูมิภาคหาดใหญ่ (074) 232669
- การไฟฟ้าภูมิภาคสะเดา (074) 411057

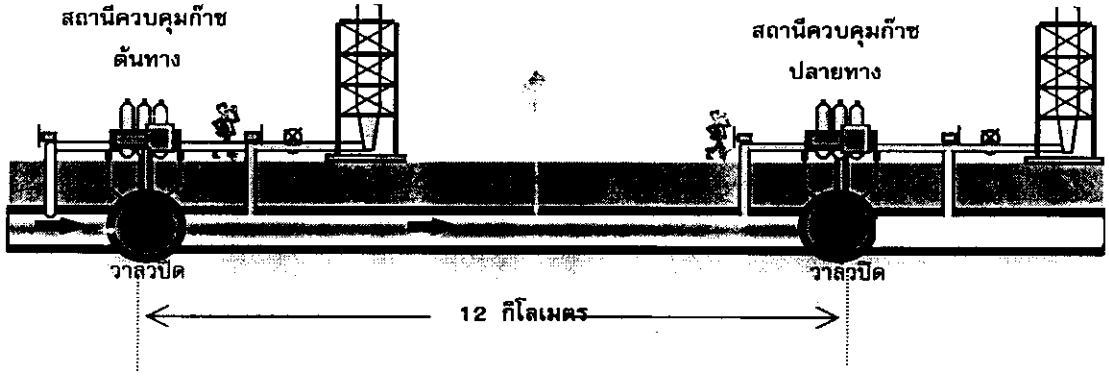
สำนักงานอำเภอ และสำนักงานเทศบาล

- สนง. อำเภอจะนะ (074) 379123
- สนง. อำเภอนาหม่อม (074) 381123
- สนง. อำเภอหาดใหญ่ (074) 252008
- สนง. อำเภอสะเดา (074) 411014, 411026
- สนง. เทศบาลตำบลจะนะ (074) 379100
- สนง. เทศบาลนครหาดใหญ่ (074) 244777, 252008-9
- สนง.เทศบาลตำบลบ้านพรุ (074) 210535
- สนง. เทศบาลตำบลพะตง (074) 291338
- สนง. เทศบาลตำบลพังลา (074) 541907
- สนง. เทศบาลตำบลปริก (074) 298015
- สนง. เทศบาลตำบลสะเดา (074) 411211

2.16.6 การจัดการควบคุมก๊าซเมื่อเกิดอุบัติเหตุ

- **การจัดการปริมาณก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม กรณีเกิดอุบัติเหตุ**

ในกรณีเกิดอุบัติเหตุกับท่อส่งก๊าซบนบก และมีการรั่วไหลของก๊าซออกจากระบบท่อ เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานในห้องควบคุมที่โรงแยกก๊าซ อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา จะสามารถทราบได้ว่ามีการรั่ว เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราการไหล ความดัน จากจอคอมพิวเตอร์ของระบบ SCADA และจะมีการตรวจสอบกับเจ้าหน้าที่ประจำสถานีควบคุมก๊าซแล้วว่ามีการรั่วไหลจริง พนักงานหัวหน้ากะจะส่งสัญญาณผ่านระบบใยแก้วนำแสง (Fibre optic) เพื่อปิดวาล์วที่สถานีควบคุมก๊าซทั้ง 2 ด้าน เพื่อตัดระบบท่อส่งก๊าซในช่วงที่เกิดอุบัติเหตุไม่ให้มีก๊าซจากแหล่งผลิตไหลเข้ามาเพิ่มเติมอีก หลังจากนั้นจึงจะระบายก๊าซที่ค้างอยู่ในช่วงท่อ 12 กิโลเมตรออก โดยให้ยามซึ่งประจำอยู่ที่สถานีควบคุมก๊าซเปิดวาล์วปล่องระบายก๊าซทิ้ง (Vent stack) การออกแบบปล่องระบายก๊าซทิ้งจะต้องเป็นไปตามมาตรฐานสากล ซึ่งสามารถปล่อยก๊าซทิ้งหมดภายใน 1 ชั่วโมง แสดงดังรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 การปล่อยก๊าซทิ้งกรณีเกิดอุบัติเหตุท่อรั่ว

- **การจัดการปริมาณก๊าซหุงต้ม กรณีเกิดอุบัติเหตุ**

การจัดการก๊าซหุงต้ม จะมีความยุ่งยากกว่าก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรมเพราะไม่สามารถระบายก๊าซหุงต้มทิ้งในบรรยากาศได้โดยตรง การดำเนินงานเพื่อกำจัดก๊าซหุงต้มที่ค้างในท่อ จึงต้องอาศัยอุปกรณ์เฉพาะ คือ ปล่องเผาก๊าซเคลื่อนที่และปั๊มเคลื่อนที่ เพื่อเผาก๊าซหุงต้มและย้ายก๊าซหุงต้มในส่วนที่เป็นของเหลวออกจากช่วงท่อที่เกิดอุบัติเหตุ

เมื่อระบบ SCADA ตัดแยกระบบท่อบริเวณเกิดอุบัติเหตุแล้ว เครื่องเผาก๊าซเคลื่อนที่ซึ่งติดตั้งอยู่บนรถบรรทุกขนาดเล็กชับเคลื่อน 4 ล้อ จะถูกนำมาติดตั้งที่สถานีควบคุมก๊าซต้นทาง เพื่อเผาก๊าซหุงต้มที่ค้างอยู่ในช่วง 12 กิโลเมตรทิ้ง ในขณะเดียวกัน ปั๊มเคลื่อนที่และเครื่องเผาก๊าซเคลื่อนที่อีกตัวจะถูกนำไปยังสถานีควบคุมก๊าซปลายทาง เพื่อปั๊มก๊าซหุงต้มที่อยู่ในสถานะของเหลวใส่ท่อ Bypass ย้ายก๊าซหุงต้มในช่วงท่อที่เกิดอุบัติเหตุไปยังช่วงท่อถัดไป โดยจะปั๊มจนกระทั่งก๊าซหุงต้มในสถานะของเหลวหมด ก็จะนำเครื่องเผาก๊าซเข้ามาติดตั้งเพื่อเผาก๊าซหุงต้มที่ยังเหลืออยู่ จนกระทั่งความดันลดและไม่สามารถเผาก๊าซได้

ประมาณการปริมาณก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรมและก๊าซหุงต้ม ในท่อแต่ละช่วงของสถานีควบคุมก๊าซ (Block valve) ภายใต้สภาวะการดำเนินงานปกติ (Normal operating pressure) และที่เหลือค้างท่อหลังจากเกิดการรั่วไหล แสดงไว้ในตารางที่ 2.35 และ 2.36 ตามลำดับ

ตารางที่ 2.35 ประมาณการปริมาณผลิตภัณฑ์ในแต่ละสถานีควบคุมก๊าซภายใต้สภาวะปกติ

ช่วงสถานีควบคุมก๊าซ (BV #n – BV #n+1)	ระยะห่าง (กม.)	ก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (ตัน)	ก๊าซหุงต้ม (ตัน)
GSP to T0.5	7.5	-	123
T0.5 to T1	3.8	-	62
GSP to T1	11.3	463	-
T1 to T2	10.5	430	172
T2 to T3	11.0	451	180
T3 to T4	11.0	451	180
T4 to T5	11.6	476	190
T5 to T6	10.0	410	164
T6 to T7	11.9	488	195
T7 to T8	9.5	389	155
T8 to M1	11.0	451	180

ตารางที่ 2.36 ประมาณการปริมาณผลิตภัณฑ์ที่คงค้างอยู่ในท่อภายหลังจากมีการรั่วเกิดขึ้น

ช่วงสถานีควบคุมก๊าซ (BV #n – BV #n+1)	ระยะห่าง (กม.)	ก๊าซเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (ตัน)	ก๊าซหุงต้ม (ตัน)
GSP to T0.5	7.5	-	0.547
T0.5 to T1	3.8	-	0.277
GSP to T1	11.3	5.4	-
T1 to T2	10.5	5.0	0.766
T2 to T3	11.0	5.2	0.802
T3 to T4	11.0	5.2	0.802
T4 to T5	11.6	5.5	0.846
T5 to T6	10.0	4.7	0.729
T6 to T7	11.9	5.6	0.868
T7 to T8	9.5	4.5	0.693
T8 to M1	11.0	5.2	0.802

- **การซ่อมท่อฉุกเฉิน**

เมื่อก๊าซถูกปล่อยออกจากช่วงท่อที่เกิดอุบัติเหตุหมดแล้ว บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉินจะเข้ามาปฏิบัติงานต่อ ในขั้นต้นของงานซ่อมท่อ บริษัทจะต้องไล่ก๊าซที่ค้างอยู่ในท่อ (ปริมาณตามตารางที่ 2.36) ออกให้หมดก่อน โดยใช้ก๊าซไนโตรเจน (N_2) อัดเข้าไปในท่อโดยใช้ข้อต่อ Quick connection ที่วาล์วต้นทางของช่วงท่อที่เกิดรอยรั่ว หากพบว่ารอยรั่วมีขนาดใหญ่ก็ต้องตัดท่อเก่าทิ้ง และนำท่อใหม่เข้ามาเชื่อมแทน ซึ่งโดยปกติบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ จะมีท่อสำรองอยู่แล้วประมาณ 0.5-1% ของความยาวท่อทั้งโครงการ ในการปฏิบัติงานเมื่อเกิดเหตุท่อรั่ว จะอยู่ภายใต้แผนฉุกเฉินของบริษัท ทรานส์ ไทย - มาเลเซียฯ ซึ่งจะมีการซ้อมแผนฉุกเฉินเป็นประจำทุกปี