

 บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)			ขั้นตอนการดำเนินงาน (Procedure)		
ข้อมูลเอกสารฉบับล่าสุด (Latest Revision Document Information)					
รหัสเอกสาร (Doc. Code)	P-พทด.-0501		หน่วยธุรกิจ (BU)	TSO	หน่วยงาน (Dep. / Div.) พทด.
ชื่อเอกสาร (Doc. Title)	การบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ				สถานะ (Status) ประกาศใช้
ประกาศใช้ครั้งที่ (Revision)	6	วันที่ประกาศใช้ (Declaration Date)	28/12/2566		จำนวนหน้า (Pages) 36
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	B.3.2.2	แนวทางการบำรุงรักษา (Maintenance Approach)
2	Related	B.3.2.4	การวางแผนและดำเนินการซ่อมบำรุง

ระบบ/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง (Related System/Standard)

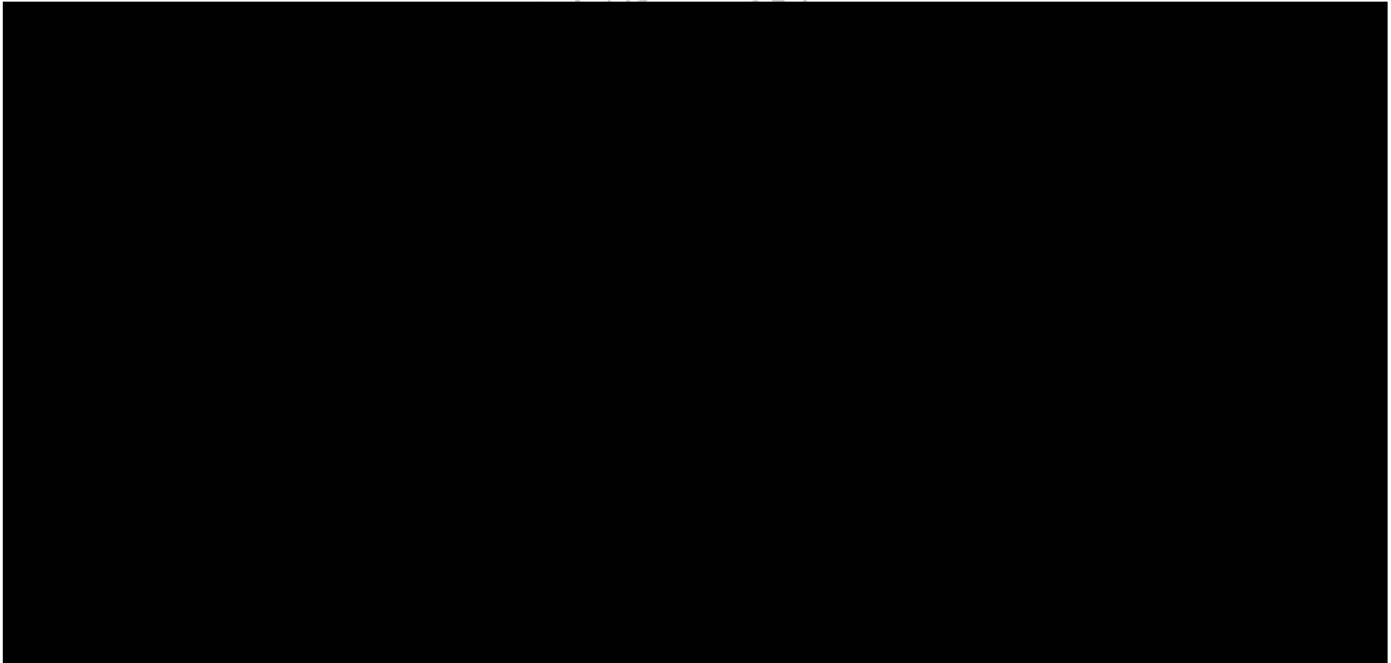
ลำดับ	ระบบ/มาตรฐาน (System/Standard)	ข้อกำหนด (Requirement)

ลำดับ	ระบบ/มาตรฐาน (System/Standard)	ข้อกำหนด (Requirement)
1	ISO 9001:2015	8.1 การวางแผนและการควบคุมการดำเนินงาน

เอกสารที่เกี่ยวข้อง

ลำดับ	ประเภทเอกสาร	รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
1	P-ขั้นตอนการดำเนินงาน	P-ผทต.-0503	การจัดการกับแผลที่เกิดขึ้นกับท่อส่งก๊าซ (Anomaly Management Procedure)
2	P-ขั้นตอนการดำเนินงาน	P-ผทต.-0504	การปฏิบัติงานตรวจสอบสภาพโครงสร้างแท่นในทะเล ส่วนเหนือผิวน้ำ

ส่วนที่ 1 ลำดับการดำเนินการเกี่ยวกับเอกสาร (Document Flow)



ส่วนที่ 2 บันทึกการเปลี่ยนแปลงแก้ไขเอกสาร (Document Edition Record)

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)
1		เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับปรุงให้เป็นปัจจุบัน
2		เหตุผลในการดำเนินการ : เพิ่มมาตรฐาน PIMS

P-ผทต.-0501 ประกาศใช้ครั้งที่ 6

เอกสารนี้เป็นเอกสาร

ลำดับ (No.)	หน้าที่ (Page)	รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ (Edition Detail)	แก้ไขโดย (Editor)
3		เหตุผลในการดำเนินการ : ขอแก้ไขเนื่องจากการปรับความถี่ในการสำรวจ Leakage Survey	
4		เหตุผลในการดำเนินการ : เพิ่มรายละเอียดการเริ่มต้นบำรุงรักษา ระบบท่อหลังจากการจ่ายก๊าซเข้าท่อ	
5		เหตุผลในการดำเนินการ : ขอเพิ่มรายละเอียดระบบท่อส่งก๊าซที่ยกเลิกการใช้งาน	
6		เหตุผลในการดำเนินการ : ทบทวนแผนดำเนินงาน Internal Cleaning PIG	

ส่วนที่ 3 หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (Related Division)

ลำดับ (No.)	หน่วยงาน (Division)	ชื่อย่อหน่วยงาน (Abbreviation)
1	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.1-1
2	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.3-1
3	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.10-1
4	แผนกบำรุงรักษาท่อ และอุปกรณ์ควบคุม สถานีชายฝั่ง	ผ.ปท.1
5	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.5-1
6	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.6-1
7	แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและควบคุม	ผ.ปท.7-1
8	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.8-1
9	หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ปท.2-1
10	แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและควบคุม	ผ.ปท.4-1
11	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.9-1
12	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.11-1
13	แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์	ผ.ปท.12-1
14	ส่วนบำรุงรักษาอุปกรณ์แท่นผลิตและระบบท่อในทะเล	ขผ.ปลด.
15	ส่วนบริหารการบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ	รท.วรรด.
16	ส่วนพัฒนาศักยภาพ	พศ.วรรด.

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการฝึกอบรม (Training Information)

[x]	ไม่ต้องฝึกอบรม	เหตุผล	
[]	ต้องฝึกอบรม หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (ใน ส่วนที่ 3)	หน่วยงาน	

ส่วนที่ 5 เนื้อหา (Detail)

5.1) วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้สามารถรับส่งก๊าซจากผู้ผลิต จนถึงลูกค้าเป็นไปอย่างต่อเนื่อง มีคุณภาพ ปลอดภัย และเป็นที่พึงพอใจแก่ลูกค้า รวมถึงเพื่อให้ Stakeholder มั่นใจใน

1. Public Safety (No incident / accident)
2. Law and regulatory compliance
3. Meet business requirement :
 - Pipeline Reliability (No gas interruption)
 - Maintain pipeline capacity - MAOP (เฉพาะผลกระทบจาก remaining strength)
 - สามารถใช้งานท่อได้ตามอายุที่ออกแบบไว้
 - Cost Optimization (ALARP : as low as reasonably practicable) : Maintenance efficiency, Flow efficiency

5.2) ขอบข่าย (Scope)

อุปกรณ์ที่อยู่ภายในการดำเนินงานนี้ ประกอบด้วยระบบท่อส่งก๊าซฯ, โครงสร้างแท่นในทะเล, อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปกป้องท่อส่งก๊าซฯ เช่น Test post, T/R เป็นต้น

Asset items	Asset location
1. Underground metallic pipeline 2. Underground plastic pipeline 3. Above ground piping, piping on platform 4. Pressure Vessel 5. Storage Tank 6. Offshore structure 7. CP system (TP, BB, TR, Anode, dc decouple, surge protection, IF/IJ, CP online) 8. Corrosion monitoring device 9. Warning sign	1. Onshore / Offshore underground pipeline 2. Platform structure 3. Above ground piping (in station) and platform piping 4. A/G & U/G piping of DPCU (GSP Rayong & Khanom)

5.3) เอกสารอ้างอิงที่อยู่ภายนอกระบบ เช่น กฎหมาย (Reference)

[1] กฎกระทรวง ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ

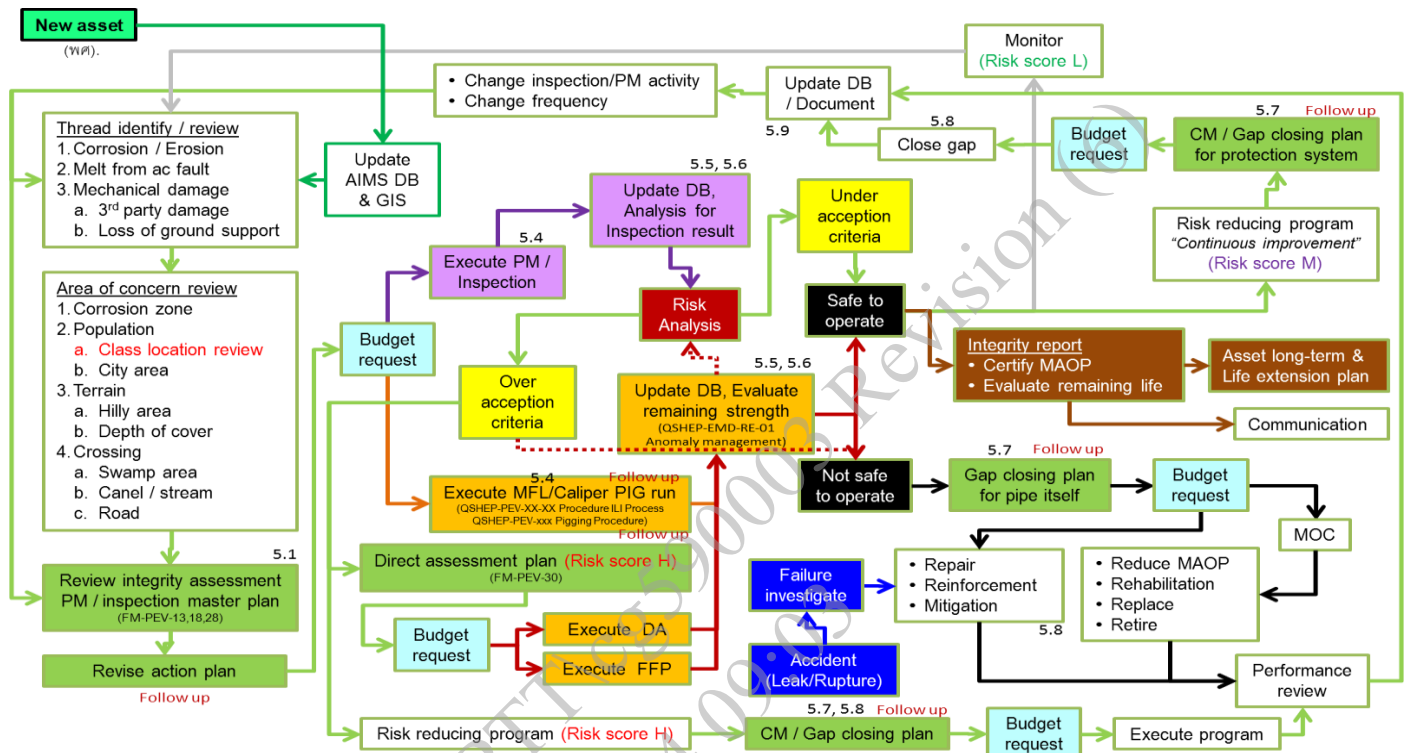
[2] ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
[3] ASME B31.8S	Managing System Integrity of Gas Pipelines
[4] CSA Z662	Oil and gas pipeline systems
[5] ISO 19345-1	Petroleum and natural gas industry — Pipeline transportation systems — Pipeline integrity management specification
[6] P-ผทต.0503	Anomalies management
[7] P-ผทต.-0504	การปฏิบัติงานตรวจสอบสภาพโครงสร้างแท่นในทะเล ส่วนเหนือผิวน้ำ
[8] P-ผทต.-0505	การปฏิบัติงานตรวจสอบสภาพท่อ และถังความดัน บนแท่นพักท่อส่งก๊าซในทะเล

5.4) คำจำกัดความ (Definition)

- 5.4.1 ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ หมายถึง ท่อส่งก๊าซทุกขนาด ซึ่งอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
- 5.4.2 เขตปฏิบัติการ หมายถึง ส่วนปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซเขต 1 ถึง เขต 12 และส่วนบำรุงรักษาอุปกรณ์แท่นผลิตและระบบท่อในทะเล (ยผ.) ส่วนปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีชายฝั่ง (ปฝ.)
- 5.4.3 ผู้จัดการส่วนปฏิบัติการฯ หมายถึง ผู้จัดการส่วนปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซฯ เขต 1 ถึง เขต 12 และส่วนบำรุงรักษาอุปกรณ์แท่นผลิตและระบบท่อในทะเล (ยผ.) ส่วนปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีชายฝั่ง (ปฝ.)
- 5.4.4 รท. หมายถึง ส่วนบริหารการบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ
- 5.4.5 ผจ.แผนก หมายถึง หัวหน้าหน่วย หรือ ผู้จัดการแผนก ในส่วนปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซเขต 1 ถึง เขต 12 และพนักงาน ยผ. ที่ได้รับมอบหมาย
- 5.4.6 พนักงาน หมายถึง วิศวกร, หัวหน้าช่าง, ช่างเทคนิค ผู้ช่วยช่าง พนักงานเทคนิค และพนักงานปฏิบัติการในส่วนปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซเขต 1 ถึง เขต 12 ยผ. และ ปฝ. ที่มีหน้าที่บำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

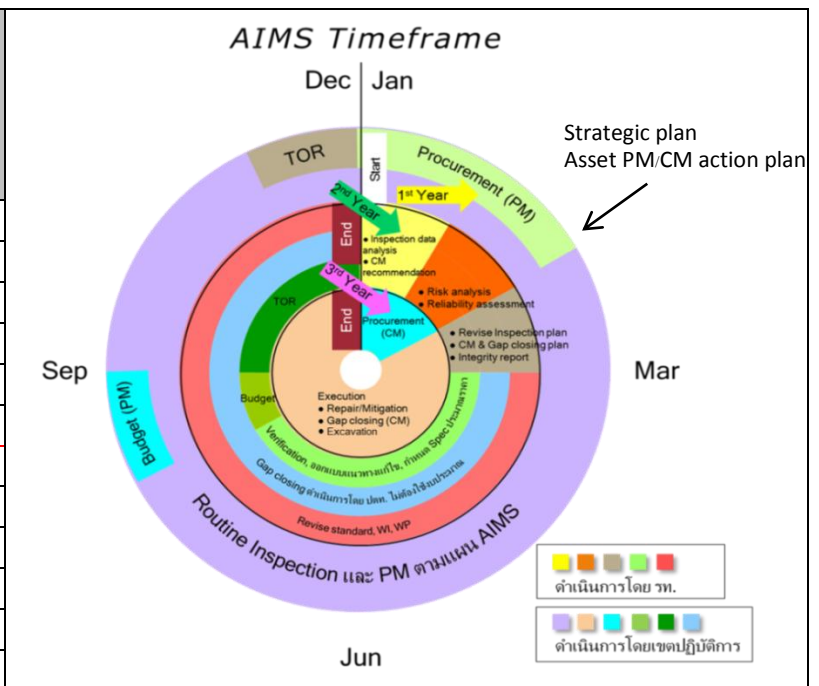
ส่วนที่ 6 กลยุทธ์ / ขั้นตอน / กระบวนการดำเนินงาน (Procedure / Workflow Process)

แผนภูมิแสดงกระบวนการของระบบดูแลบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซ



Flow & Timeline

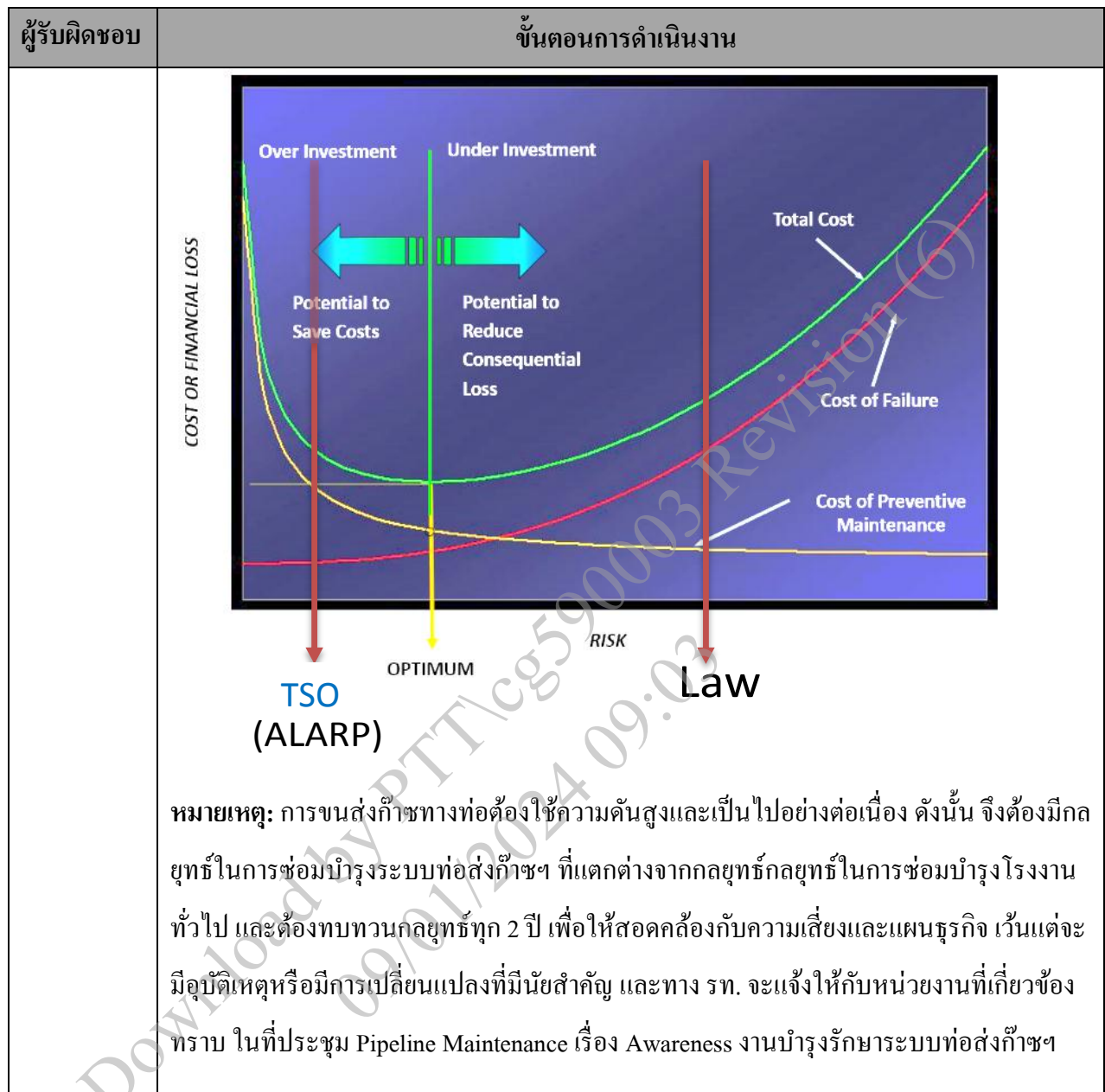
Month	กระบวนการ รท. Performance management	PL maintenance	COP meeting	TSOMC meeting	QSHMSC meeting	STS TSO meeting
Jan		X		Q	Q	
Feb	KPI deployment		X			
Mar	KPI รท. / Coach	X				1 st
Apr			X	Q	Q	
May		X				
Jun			X			2 nd
Jul		X		Q	Q	
Aug	STS / Action plan		X			Y
Sep	TSO risk / Budget	X				
Oct	Detail action plan		X	Q	Q	
Nov		Y				
Dec			X			



6.1 กลยุทธ์การซ่อมบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซฯ (Maintenance Strategy)

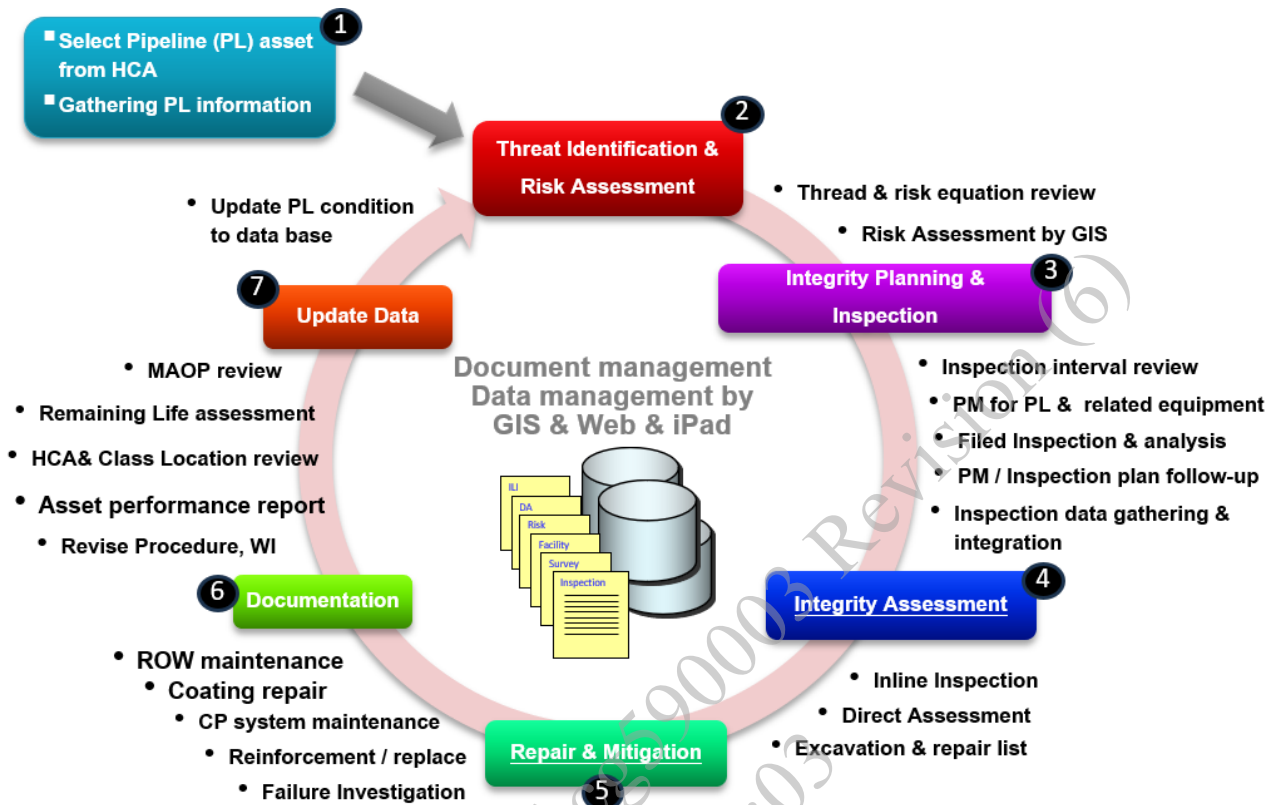
ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	เนื่องด้วยท่อส่งก๊าซฯ มีทั้งส่วนที่อยู่ในทะเลและบนบก ท่อบนบกมีทั้งส่วนที่อยู่เหนือดิน เช่นตามสถานีต่าง ๆ (ส่วนน้อย) และส่วนที่อยู่ใต้ดิน (ส่วนใหญ่) ซึ่งวางฝังไปในภูมิประเทศที่มีลักษณะแตกต่างกัน ไม่ว่าจะเป็นเขตทางหลวง, เขตคลองชลประทาน, ที่ดินเอกชน, ที่ดินกรมธนารักษ์ หน่วยราชการอื่น ๆ และที่ดินที่ ปตท.ซื้อเป็นกรรมสิทธิ์ บางแห่งผ่านย่านชุมชนหนาแน่น นิคมอุตสาหกรรม ทางหลวงสายหลัก สายรอง เทือกสวน ไร่นา ภูเขาสูงชัน ฯลฯ จึงมีปัจจัยต่าง ๆ ที่เป็นความเสี่ยงทำให้ท่อได้รับความเสียหาย ส่งผลให้เกิดอันตรายร้ายแรงต่อชีวิตและทรัพย์สินของประชาชน และธุรกิจหยุดชะงักได้ ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ดังนั้น กลยุทธ์จึงเน้นไปที่การบำรุงรักษาการบำรุงรักษาแบบ Risk-based Maintenance มีทั้งเชิงรุกและเชิงป้องกันที่เหมาะสมกับความเสี่ยงของท่อในแต่ละพื้นที่และสถานีฯ อ้างอิงตาม ASME B31.8S จะถูกพิจารณาทบทวนทุกปี รวมถึงภายหลังจากเหตุการณ์อุบัติเหตุร้ายแรงของท่อก๊าซฯ ทั้งภายในประเทศ และภายในประเทศ ความถี่ของกิจกรรมตรวจสอบบำรุงรักษาท่อ ซึ่งถูกกำหนดโดยมาตรฐาน หรือ Best Practice หรือ เอกสารทางวิชาการ โดยจะถูกทบทวนบนพื้นฐานของข้อมูลประวัติและประสบการณ์ของผู้เชี่ยวชาญให้เหมาะสมกับระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ และ มีค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยที่ยังคงรักษาความมั่นคงแข็งแรงปลอดภัยของระบบท่อฯ ในระยะยาวได้ (ALARP) แต่อย่างไรก็ตาม จะต้องไม่น้อยไปกว่าข้อกำหนดของกฎหมาย / Regulator (รพ., กกพ., EIA) ลักษณะการจำแนกประเภทของงานบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ คูเพิ่มเติมได้ในหัวข้อ 6.2.3.1 ท่อส่งก๊าซ ● Risk-based: ใช้กับงานวางแผน ILI PIG, Patrolling เป็นต้น ● Condition-based: ใช้กับงานวางแผน run cleaning PIG ● Time-based: ใช้กับงานวางแผน CP และ ใช้กับงานวางแผน run cleaning PIG เป็นต้น ● Inspection and test: ใช้กับงานชุดตรวจสอบสภาพท่อ ● Run-to-Failure: ไม่มี ● Replace and retire: ใช้กับงานวางแผน coating rehabilitation

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
	อุปกรณ์ประกอบท่อส่งก๊าซ ● Run-to-Failure: Coating, Insulating Flange, PCR เป็นต้น สำหรับท่อก๊าซฯเส้นใหม่ ที่เพิ่งก่อสร้างแล้วเสร็จ ก่อนที่จะเริ่มใช้งานนั้น ทาง รท. จะเข้าร่วมตรวจสอบความสมบูรณ์เรียบร้อย เพื่อประเมินความสมบูรณ์ของระบบท่อก๊าซฯเส้นใหม่ ร่วมกับหน่วยงานอื่น ๆ ก่อนที่จะรับมอบท่อก๊าซฯจากทีมงานก่อสร้างฯ ผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ต่าง ๆ จะถูกจัดเก็บไว้ในระบบที่เกี่ยวข้อง เช่น GIS, SAP และ web บำรุงรักษา เป็นต้น ทั้งนี้ข้อบกพร่องต่าง ๆ ที่ตรวจพบจากงานบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าสามารถนำไปเป็นข้อมูลสำหรับใช้ปรับปรุงขั้นตอนการออกแบบ / ก่อสร้าง เพื่อป้องกันการเกิดข้อบกพร่องนั้น ๆ ซ้ำ ทาง รท. จะแจ้งข้อมูลดังกล่าวให้ วท. เพื่อพิจารณาปรับปรุงข้อกำหนดใน DCM (Design Concept Manual) ต่อไป โดยที่กลยุทธ์การซ่อมบำรุงอาจจะมีการทบทวน และเปลี่ยนแปลงได้ตามอายุที่เพิ่มขึ้นของ Asset, การควบคุมจาก Regulator ที่เปลี่ยนไป, Technology, Operating condition ที่เปลี่ยนแปลง ทั้งนี้ต้องสอดคล้องกับกฎหมายและมาตรฐานสากล ทั้งด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ภายใต้ค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม



6.2 กระบวนการดำเนินงาน Pipeline Integrity Management System (PIMS)

จากกลยุทธ์สำหรับงานซ่อมบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซฯ ด้านบน นำมาสู่กลยุทธ์ในการปฏิบัติงานจริง (Maintenance approach) ซึ่ง คือกระบวนการดำเนินงาน PIMS ที่จะเป็กระบวนการตรวจสอบ / การบำรุงรักษาเชิงรุก (Proactive Maintenance) โดยกระบวนการดำเนินงาน PIMS จะประกอบด้วยขั้นตอนหลักทั้งหมด 7 ขั้นตอน ตามที่แสดงในรูป



6.2.1. การพิจารณาเลือกเส้นท่อก๊าซฯ (Select Pipeline Asset)

6.2.1.1 จัดลำดับความสำคัญ (Hierarchy) ของการวิเคราะห์ ประเมิน และวางแผนบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
พศ.วรด.	รับข้อมูลท่อก๊าซฯ จากกระบวนการ MOC เพื่อนำมาลงทะเบียนทรัพย์สินโดยครอบคลุมการจัดการและการปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบันเกี่ยวกับ Route Code ID สถานะทรัพย์สิน เลขที่ใบอนุญาต เจ้าของทรัพย์สิน สถานการณ์ปฏิบัติการ (Operation) ของท่อ และข้อมูลวิศวกรรมอื่น ๆ ที่มีความสำคัญต่อการวิเคราะห์ความแข็งแรงของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
รท.วรด.	1. จำแนกประเภทท่อก๊าซฯ โดยพิจารณาจากการ Operate ท่อ (เทียบค่า MAOP กับ SYMS) , ปริมาณการลำเลียงก๊าซฯ ของท่อก๊าซฯ นั้น, ความเป็นเจ้าของทรัพย์สินท่อก๊าซฯ และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง โดยสามารถจำแนกลำดับความสำคัญของท่อ ตาม Criteria ข้างต้น ได้ดังนี้ ○ ลำดับที่ 1: ท่อ Transmission (TSO) ประกอบด้วยท่อก๊าซฯ เส้นหลัก ซึ่งรับจากแหล่งผู้ผลิต หรือจากโรงแยกก๊าซฯ ซึ่งท่อก๊าซฯ เหล่านี้ จะมีปริมาณ Gas (Volume flow rate) และค่า Pressure ที่สูง ○ ลำดับที่ 2: ท่อ GSM ประกอบด้วยท่อก๊าซฯ ที่ไปยังโรงไฟฟ้า SPP, IPP ซึ่ง

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
	ท่อก๊าซฯ เหล่านี้ จะมี ปริมาณ Gas (Volume flow rate) และค่า Pressure ที่สูงกว่าท่อ NGR ○ ลำดับที่ 3: ท่อ NGR หมายถึงท่อก๊าซฯ ที่มีหน่วยงาน ผนท. เป็นเจ้าของ ซึ่งท่อก๊าซฯเหล่านี้ จะมีปริมาณ Gas (Volume flow rate) และค่า Pressure ที่รองลงมาจากท่อ TSO ○ ลำดับที่ 4: ท่อ NGV หมายถึงท่อก๊าซฯ ที่มีหน่วยงาน ท.ผกท. เป็นเจ้าของ ซึ่งท่อก๊าซฯเหล่านี้ จะมีปริมาณ Gas (Volume flow rate) และค่า Pressure ที่รองลงมาจากท่อ NGR 2. จำแนกตามระดับสัดส่วน ระหว่าง Failure pattern กับ Commercial consequence <u>หมายเหตุ:</u> การจัดลำดับความสำคัญฯ นี้ จะถูก Awareness ให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบ ในที่ประชุม Pipeline Maintenance (Awareness) เป็นประจำทุกปี 3. จำแนกตามประเภทการปฏิบัติการ (Operation) ของท่อส่งก๊าซฯ ให้จำแนกสถานะของท่อดังต่อไปนี้ ● In-Service หมายถึง ท่อส่งก๊าซฯธรรมชาติที่อาจมีการไหลหรือไม่ไหล ● Decommissioning หมายถึง ยกเลิกหรือตัดการใช้งานชั่วคราว ● Non PM Abandoned หมายถึง ยกเลิกการใช้งานแบบถาวรโดยปล่อยท่อเอาไว้ ไม่ต้องบำรุงรักษา ● Abandoned หมายถึง ยกเลิกการใช้งานแบบถาวรโดยปล่อยท่อเอาไว้

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
	ต้องดำเนินการบำรุงรักษา Removed หมายถึง ยกเลิกการใช้งานแบบถาวรโดยนำท่อออกจากที่

6.2.2. การวิเคราะห์ภัยคุกคาม และประเมินความเสี่ยง (Threat Identification and Risk Assessment)

ทบทวนภัยคุกคาม (Threat Identification) และดำเนินการประเมินความเสี่ยง อ้างอิงตาม ASME B31.8S และดำเนินการประเมินความเสี่ยงที่จะทำให้ท่อก๊าซฯเกิดความเสียหาย โดยพิจารณาจากผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯที่ผ่านมา (Proactive Maintenance)

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขตฯ	○ ส่งข้อมูลผลการตรวจสภาพ (Inspection) และผลบำรุงรักษาฯ ท่อก๊าซฯ ให้กับ รท.วรด.
รท.วรด.	○ พิจารณาผลตรวจสภาพ (Inspection) และทบทวนภัยคุกคาม (Threat reviewed) ที่เกิดขึ้นกับท่อก๊าซฯ เพื่อค้นหา และประเมินภัยคุกคามว่ามีประเภทของภัยคุกคามเพิ่มขึ้น / ลดลง หรือไม่ ?
พศ.วรด.	○ วิเคราะห์และประมวลผล เพื่อค้นหาความเสี่ยงและประเมินความแข็งแรง ตามมาตรฐาน ASME B31.8S
เขตฯ และ รท.วรด.	○ ส่งข้อมูลผลการสำรวจ วิเคราะห์ และประเมินการเปลี่ยนแปลง Location class ให้กับ รท.
รท.วรด.	○ พิจารณา และทบทวนตำแหน่งที่มีความเสี่ยงของท่อก๊าซฯ จากการประชุม Pipeline maintenance ระหว่าง รท.วรด และเขตปฏิบัติการต่างๆ
รท.วรด.	○ จัดทำ Report รายงานผลประเมินความเสี่ยงของท่อก๊าซฯ และรายงานวิเคราะห์ ประเมินผลการบำรุงรักษาประจำปีไตรมาส

6.2.3. การวางแผนบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ (Integrity Assessment Plan) และดำเนินงานบำรุงรักษาฯ

6.2.3.1 แผนการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Master Plan

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	1. การวางแผนบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ นั้น รท. จะนำข้อมูลการบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ที่ได้รับจากเขตปฏิบัติการฯ มาวิเคราะห์และประมวลผล และจัดทำแผนการบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ตามความเหมาะสม

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน					
	No	Activities	Risk-based	Condition-based	Time-based	Inspection & Test Replace / Retire
	1	Pipeline Patrolling Survey	X			
	2	Pipeline Leakage Survey			X	
	3	Vault Inspection			X	
	4	Remote Operating Vehicle Survey (ROV) เฉพาะท่อในทะเล			X	
	5	Pipeline Settlement Survey	X			
	6	Pipe-to-Soil (P/S Potential Survey)			X	
	7	Casing inspection			X	
	8	Bond box inspection			X	
	No	Activities	Risk-based	Condition-based	Time-based	Inspection & Test Replace / Retire
	9	Anodebed inspection by ROV			X	
	10	Rectifier Inspection			X	
	11	AC Mitigation Inspection			X	
	12	Close Interval P/S Survey			X	
	13	Coating Defect Survey (DCVG)			X	
	14	Insulation Joint / Flange Inspection			X	
	15	CP online calibration			X	
	16	Aboveground coating inspection			X	
	17	Splash zone and soil to air			X	

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน						
		inspection					
	18	Corrosion under pipe support inspection			X		
	19	Corrosion under insulation inspection			X		
	20	Aboveground pipe wall thickness inspection			X		
	21	Inhibitor Injection			X		
	22	In Line Inspection (Pigging)	X				
	23	Internal Cleaning (Pigging)		X	X		
	24	Corrosion Coupon Inspection			X		
	25	Location class survey			X		
	2. โครงสร้างแท่นพักท่อส่งก๊าซฯในทะเล รท.วรด. ใช้การดำเนินงาน SIM หรือ Structure Integrity Management System อ้างอิงตามมาตรฐานสากล API RP2SIM ซึ่งจะเป็นการวางแผนบำรุงรักษาจากผลการประเมินความเสี่ยง ที่จะเกิดขึ้นกับ โครงสร้างแท่นฯ สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม ดูได้จากเอกสาร P-ผทต.-0504						
	3. ท่อก๊าซ (Piping) บนแท่นฯ ให้ใช้การดำเนินงาน RBI หรือ Risk-Based Inspection สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม ดูได้จากเอกสาร P-ผทต.-0505						
	4. จัดทำแผนงานฉบับร่างภายในเดือนสิงหาคมของทุกปี และจัดทำแผนงานฉบับสมบูรณ์ พร้อมอนุมัติโดย ผจ.ส่วนให้แล้วเสร็จภายในเดือนธันวาคมของทุกปี ทั้งนี้แผนสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม โดยรายการการบำรุงรักษาตามภาคผนวกที่ 1, แบบฟอร์มแผนตามภาคผนวกที่ 4, เกณฑ์มาตรฐานที่ใช้ในการออกแผนบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ รายละเอียดตามภาคผนวกที่ 2 และขอบข่ายการใช้งานตามภาคผนวกที่ 3						

6.2.3.2 แผนการปฏิบัติงานบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซฯ ประจำปี Action Plan

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขตปฏิบัติการ	1. จาก Master plan รท.วรด. นั้น ทางเขตปฏิบัติการต้องนำไปจัดทำ Action Plan เพื่อดำเนินการ และติดตามงานภายในส่วน รวมถึงให้ดำเนินการอนุมัติใช้งานในหน่วยงาน โดย ผจ.ส่วน ให้แล้วเสร็จภายในเดือน มกราคมของทุกปี 2. สำหรับทรัพย์สินใหม่ที่เพิ่มขึ้นในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้เขตปฏิบัติการจัดทำ Action Plan เริ่มดำเนินการทันทีที่ได้รับอนุมัติ MOC 4 หรือ เมื่อมีการจ่ายก๊าซธรรมชาติเข้าทรัพย์สินนั้น หรือ เริ่มมีการใช้งานทรัพย์สินในทางธุรกิจ 3. หากกิจกรรมใดไม่ได้ปฏิบัติในปีนั้น ๆ ให้บันทึก Next Due ในช่องหมายเหตุของแผนงาน พร้อมใส่เหตุผลรองรับโดยไม่ให้เกินจาก Master Plan และให้ดำเนินการตามกระบวนการใน P-มทต.-0508 4. ดำเนินการออกแผนและ Work order ในระบบ SAP 5. งาน ILI PIG, Coupon, UAV นั้น เขตปฏิบัติการ ไม่ต้องทำ Action Plan เนื่องจากงานดังกล่าว ทางหน่วยงาน รท.วรด. จะเป็นผู้รับผิดชอบหลัก และเป็นผู้จัดทำ Action plan รวมถึงประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อดำเนินการให้ได้ตามแผนงานต่อไป หมายเหตุ: รายละเอียดความรับผิดชอบของแต่ละหน่วยงาน ในแต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซฯ นั้น อยู่ในภาคผนวกที่ 3

6.2.3.3 การปฏิบัติงานบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซฯ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขตปฏิบัติการ	1. พนักงานเขตปฏิบัติการ ดำเนินงานตามแผน โดยขั้นตอนการปฏิบัติงานต่างๆ แต่ละหน่วยงานสามารถเขียน WI ที่เหมาะสมกับหน้างานและอุปกรณ์ของตนเอง 2. จัดบันทึกผลบำรุงรักษา และจัดเก็บข้อมูลลงในแบบฟอร์ม หรือระบบ Web Application ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อส่งข้อมูลให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	3. รับข้อมูลผลบำรุงรักษาจากเขตปฏิบัติการ ภายในวันที่ 5 ของเดือนถัดไป เพื่อติดตามความครบถ้วน และความถูกต้อง ของงานบำรุงรักษาในแต่ละเดือน รวมถึงวิเคราะห์ผล หาจุดเสี่ยง หรือสิ่งที่ควรปรับปรุงแก้ไข โดยรายงานผลผ่านทาง PMV monthly report
	4. สรุปผลความครบถ้วน, ความเสี่ยงของท่อที่เพิ่มขึ้น / ลดลง ในแต่ละไตรมาส ให้ผู้บริหารพิจารณา

6.2.3.4 การวิเคราะห์ และแก้ไข้ปัญหา (Corrective Maintenance)

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	1. นำผลบำรุงรักษาและผลสิ่งผิดปกติที่ตรวจพบ มาวิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริง และจัดทำแนวทาง แก้ไข และติดตามการแก้ไข้ปัญหานั้นแล้วเสร็จ
เขตปฏิบัติการ	2. ดำเนินการแก้ไข้โดยประสานงานร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
	3. จัดทำรายงานผลการบำรุงรักษาตามแผนการปฏิบัติงาน
	4. แจ้งรายงานผลการบำรุงรักษาและสิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นไปยัง ผจ.ส่วนปฏิบัติการ ผจ.รท. และผู้เกี่ยวข้องอื่นตามแต่ตกลง ภายในวันที่ 5 ของเดือนถัดไป

6.2.4. การประเมินความมั่นคงแข็งแรงของท่อก๊าซฯ (Integrity Assessment)

6.2.4.1 การประเมินความมั่นคงแข็งแรงของท่อก๊าซฯ ที่สามารถตรวจสอบด้วย In-Line Instrument (ILI) PIG ได้

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	1. ระบุแผนดำเนินงาน ILI PIG และแจ้งให้เขตฯ ที่เกี่ยวข้องทราบ
เขตปฏิบัติฯ	2. ดำเนินงานเตรียมส่ง – ติดตาม – รับ PIG รวมถึงการกำจัด waste ต่อไป
รท.วรด.	3. ภายหลังจาก Run ILI PIG แล้วเสร็จ และได้รับ Final report จากผู้รับเหมาแล้ว รท.วรด. จะวิเคราะห์ และประเมินผล (FFS, Fitness For Service) ซึ่งถ้าผลที่ได้พบว่ามีท่อก๊าซฯมีความเสี่ยงที่จะเกิดความเสียหาย ความจำเป็นต้องขุดเปิดเพื่อซ่อมเสริมความแข็งแรงท่อ หรือ verify ผล ILI PIG นั้น ทาง รท.วรด. จะประสานงานกับเขตต่อไป

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
	4. ผลลัพธ์ที่ได้จากการประเมินผล ILI PIG ประกอบด้วย MAOP และอายุคงเหลือของท่อ (Remaining Life)

6.2.4.2 การประเมินความมั่นคงแข็งแรงของท่อก๊าซฯ ที่ไม่สามารถตรวจสอบด้วย ILI PIG ได้ ให้ดำเนินการประเมินตามวิธีการ Direct Assessment (DA)

อ้างอิงตามกระบวนการ DA ซึ่งจะประกอบด้วย 3 งานหลัก ประกอบด้วย ECDA, ICDA และ SCCDA

1) *ECDA (External Corrosion Direct Assessment)*

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	1. ระบุแผนงานขุดเปิด เพื่อตรวจสอบสภาพท่อก๊าซฯ โดยพิจารณาจากผล CIPS/DCVG (ECDA)
เขตปฏิบัติฯ	2. ดำเนินงานจัดจ้างผู้รับเหมาขุดเปิด, ควบคุมงานขุด และตรวจสอบสภาพท่อ
รท.วรด.	3. รท.วรด. จะวิเคราะห์ และประเมินผล เพื่อประเมิน MAOP ท่อ และอายุคงเหลือของท่อ (Remaining life)

2) *ICDA (Internal Corrosion Direct Assessment) และ SCCDA (Stress Corrosion Cracking Direct Assessment)*

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	○ ICDA (Internal Corrosion Direct Assessment): จากการพิจารณาผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ที่ผ่านมา พบว่ามีความเสี่ยง internal corrosion ต่ำ อย่างไรก็ตาม ถ้าหากพบว่าท่อก๊าซฯ เส้นใด มีค่า moisture content เกินตามสัญญา ให้ รท.วรด. วิเคราะห์ และประเมินในรายละเอียด อ้างอิงตาม NACE SP0206 ต่อไป ○ SCCDA (Stress Corrosion Cracking Direct Assessment): จากการพิจารณาผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ที่ผ่านมา พบความเสี่ยงท่อที่จะเกิด SCC ต่ำ อย่างไรก็ตาม หากอนาคตพบว่าท่อก๊าซฯ เกิดมี crack อันเนื่องจาก SCC ให้ รท.วรด. วิเคราะห์ และประเมินในรายละเอียด อ้างอิงตาม NACE SP0204 ต่อไป

6.2.5. การซ่อมเสริมความแข็งแรง / การแก้ไขข้อบกพร่อง / การบรรเทาความเสี่ยงของท่อก๊าซฯ

6.2.5.1 กระบวนการ Quality Assurance งานบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด. เขตปฏิบัติฯ	- กระบวนการ QA ประกอบด้วยงาน Internal Control, Check & Balance และ QA (Quality Assurance) โดยรายละเอียด work flow ดังได้ในภาคผนวกที่ 6 - Internal control จะเป็นการดำเนินงานภายใน รท. ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการตรวจสอบ / ทบทวน ความถูกต้อง, ความครบถ้วนสมบูรณ์ของข้อมูล / ผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ เช่น threat review, master plan revised เป็นต้น - Check & Balance จะเป็นการดำเนินงานระหว่าง รท. กับเขตปฏิบัติการฯ ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการตรวจสอบความถูกต้องในการปฏิบัติงานบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ของเขตปฏิบัติการฯ ทั้งงานภาคสนาม / การจัดทำรายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ - Quality Assurance จะเป็นการดำเนินงานภายใน รท. ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการรับรองค่า MAOP ของท่อก๊าซฯ และการประเมินอายุใช้งานคงเหลือของท่อก๊าซฯ

6.2.5.2 การซ่อมเสริมความแข็งแรงของท่อก๊าซ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด. เขตปฏิบัติฯ	- วิเคราะห์ผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ และประเมินความแข็งแรงของท่อก๊าซฯ ในกรณีที่ประเมินแล้วพบว่าท่อมี defect ที่มีความเสี่ยง หรือส่งผลกระทบต่อความสามารถในการรองรับ MAOP เดิมของท่อก๊าซฯ นั้น ให้ รท.วรด. สรุปผล แจ้งผู้บริหารระดับสูง และเขตปฏิบัติการที่เกี่ยวข้องทราบ เพื่อดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขต่อไป ทั้งนี้รายละเอียดในการประเมินฯ สามารถดูเพิ่มเติมได้ในเอกสาร P-ผทต.-0503 - ดำเนินการซ่อมแซมแก้ไข โดยระหว่างซ่อมให้แจ้ง บค. เพื่อทราบข้อจำกัดในการดำเนินงานหลังผ่านการประเมินวิธีการซ่อม และได้รับอนุมัติในระบบ MOC

6.2.5.3 การแก้ไขข้อบกพร่อง / มาตรการบรรเทาลดความเสี่ยง

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	วิเคราะห์ผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ และถ้าพบข้อบกพร่องที่จำเป็นต้องปรับปรุงแก้ไข เช่น CP under / CP Over criteria, บูดซ่อม coating จากผล DCVG เป็นต้น

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขตปฏิบัติฯ	รวมถึงกรณีพบว่าท่อก๊าซฯ มีความเสี่ยงที่จะเกิดความเสียหายสูง เช่น การทรุดตัว เป็นต้น ให้ รท.วรด. ระบุมาตรการบรรเทาความเสี่ยงต่าง ๆ ให้ดำเนินการ แจ้งเขตปฏิบัติการที่เกี่ยวข้อง 2. ดำเนินงานแก้ไข

6.2.6. การจัดทำรายงาน และจัดเก็บข้อมูล

6.2.6.1 การจัดทำรายงาน

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	○ จัดทำรายงานสรุปผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งภายในและภายนอก ปตท. ได้แก่ 1) รายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ในที่ประชุม TSOMC รายไตรมาส 2) รายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ GSM ให้กับสายงาน ตสท. รายไตรมาส 3) รายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ NGR ให้กับสายงาน ผนท. รายไตรมาส 4) รายงานผลประเมินความเสี่ยงท่อก๊าซฯ NGR ให้กับสายงาน ผนท. รายปี 5) รายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ NGV ให้กับสายงาน ผกท. รายไตรมาส 6) รายงานผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ให้กับ ชพ. (หน่วยงานราชการ) รายปี

6.2.6.2 การจัดเก็บข้อมูล

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
เขตปฏิบัติการ	○ จัดเก็บข้อมูลบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซฯ, จัดเก็บข้อมูลการปรับปรุงแก้ไข (ประวัติการบำรุงรักษาของท่อส่งก๊าซฯในความรับผิดชอบ) เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการวางแผนบำรุงรักษาร่วมกับ รท. รวมถึงส่งข้อมูลผลการดำเนินการไปยัง รท. เพื่อใช้ในการประเมินความมั่นคงแข็งแรงของท่อส่งก๊าซฯ (Pipeline Integrity) ต่อไป

6.2.7. การจัดการอุปกรณ์ที่ตกฐาน (Obsolete)

6.2.7.1 จัดทำรายการอุปกรณ์ควบคุมสำหรับบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	○ จัดทำรายการอุปกรณ์ควบคุมสำหรับบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ พร้อมข้อมูลที่ตกฐานและอุปกรณ์ทดแทน ใน F-รท.วรด.-0058 - Pipeline Maintenance Equipment Obsolete and Wear Out Information ให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งภายใน และภายนอก ปตท.

6.2.7.2 ทบทวนข้อมูลอายุและอุปกรณ์ทดแทน

ผู้รับผิดชอบ	ขั้นตอนการดำเนินงาน
รท.วรด.	○ ทบทวนข้อมูลอายุของอุปกรณ์แต่ละรุ่นและอุปกรณ์ทดแทน และแจ้งรายการเปลี่ยนแปลงให้ วท.วรด. ทราบ
วท.วรด.	○ วท.วรด. ปรับปรุง AEML โดยนำรายการที่ตกรุ่นออกและเพิ่มรายการที่ทดแทน
เขต	○ วางแผนการซ่อมและสำรองอุปกรณ์ที่ตกรุ่นให้เหมาะสมและทันสถานการณ์
ปฏิบัติการ	

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

ตัววัดความสำเร็จ (KPI)	ค่าเป้าหมาย (Target)
1. Reliability ของท่อก๊าซฯ TSO, GSM 2. Reliability ของท่อก๊าซฯ NGR 3. Reliability ของท่อก๊าซฯ NGV	ตาม KPI ของ ผทต. ในปีนั้น ๆ

ส่วนที่ 7 ตัววัดความสำเร็จ (Performance Indicator : PI)

ลำดับ	ตัววัดความสำเร็จ (PI)	สถานะ (Related)	ค่าเป้าหมาย (Target)
1	Pipeline Reliability	บังคับเกี่ยวข้อง	100%

ภาคผนวก 1

รายการตรวจสอบและบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

1. บทนำ

ท่อส่งก๊าซธรรมชาติโดยทั่วไปอยู่ใต้พื้นดินถูกออกแบบให้มีการป้องกันสมบูรณ์แบบอยู่ในตัวเองแล้ว และมีระบบป้องกันการผุกร่อนเสริมในกรณีที่ Coating มีการชำรุดเกิดขึ้น ดังนั้นการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จะกระทำได้ 2 ทาง คือโดยการตรวจวัดว่าระบบป้องกันท่อส่งก๊าซยังเป็นปกติอยู่หรือไม่ และโดยการเฝ้าระวังมิให้เกิดปัญหาจากปัจจัยภายนอกท่อ เช่น ดินทรุด น้ำไหลกัดเซาะ การบดอัดของรถยนต์ แผ่นดินไหว การขุดเจาะโดยบุคคลที่ 3 การก่อวินาศภัย สภาวะทางเคมีของสิ่งแวดล้อมรอบท่อ ฯลฯ และปัจจัยภายในท่อ ได้แก่ แรงดันก๊าซ อุณหภูมิ คุณภาพก๊าซ ความเร็วในการไหลของก๊าซ เป็นต้น

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น สายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติมีความจำเป็นต้องปฏิบัติตามมาตรฐานสากล ที่ทั่วโลกพึงปฏิบัติต่อการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซ เพื่อป้องกันอันตรายที่อาจเกิดจากท่อส่งก๊าซรั่วหรือแตกส่งผลกระทบต่อชีวิตทรัพย์สินและสิ่งแวดล้อม จึงต้องมีกิจกรรมในการบำรุงรักษา เพื่อสร้างความปลอดภัย มั่นคงต่อธุรกิจ และความมั่นใจต่อสาธารณชนโดยทั่วไป ซึ่งกิจกรรมที่จะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไปนี้เป็นเพียงข้อกำหนดขั้นต่ำในการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซเท่านั้น

2. ชนิดของการบำรุงรักษาแบ่งตามวิธีการทำงาน ดังนี้

- 2.1 Pipeline Patrolling Survey
- 2.2 Pipeline Leakage Survey
- 2.3 Vault Inspection
- 2.4 Pipeline Settlement and Soil Erosion Control
- 2.5 Pipe-to-Soil (P/S) Potential Survey
- 2.6 Pipe Thickness Inspection
- 2.7 Close Interval Potential Survey
- 2.8 Remote Operating Vehicle Survey (ROV) เฉพาะท่อในทะเล
- 2.9 Corrosion Coupon Inspection
- 2.10 Deposit / Liquid Inspection
- 2.11 Coating Defect Survey

- 2.12 Insulation Joint / Flange Inspection
- 2.13 AC Mitigation Inspection
- 2.14 Rectifier Inspection
- 2.15 Inhibitor Injection
- 2.16 In Line Inspection (Pigging)
- 2.17 Internal Cleaning (Pigging)
- 2.18 Electrical Interference

3. รายละเอียดของการดำเนินการในข้อ 2 ให้ปฏิบัติตามแผนงานหรือวิธีการปฏิบัติงาน (WI) ที่เขตปฏิบัติการกำหนดขึ้น

3.1 Pipeline Patrolling

คือ การออกสำรวจพื้นที่ที่วางท่อส่งก๊าซ โดยการสังเกตการเปลี่ยนแปลงสภาพพื้นที่วางท่อตลอดทั้ง ROW และพื้นที่ข้างเคียง ให้ทำการบ่งชี้การรั่ว กิจกรรมการก่อสร้าง ภัยธรรมชาติ (เช่น น้ำท่วม ทางน้ำเปลี่ยน การกัดเซาะ ดินถล่ม พื้นดินแยกหรือยุบ ฯลฯ) และปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลต่อความปลอดภัยและการดำเนินงานของท่อ เช่น การเปลี่ยนแปลงสภาพการใช้ประโยชน์พื้นที่ มีสิ่งก่อสร้างเพิ่ม การถูกล้ำ ROW เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B 31.8 หัวข้อ 851.2, 851.7 และ 852.1

3.2 Pipeline Leakage Survey

คือ การออกสำรวจการรั่วของท่อส่งก๊าซ โดยใช้เครื่องมือตรวจวัดก๊าซมีเทน หรือการสังเกตสภาพแวดล้อมบนแนววางท่อ เช่น ดันไม้เปลี่ยนสีเป็นหย่อมๆ แมลงหรือยุงบินเป็นกลุ่มๆ เกิดพรายฟองน้ำ พื้นดินเย็นเป็นน้ำแข็ง เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 851.3, 852.2 และ Appendix M

3.3 Vault Inspection

คือ การตรวจสอบสภาพพื้นที่บ่อวาล์ว ว่ามีสภาพเหมาะสมกับการใช้งาน ตรวจสอบก๊าซรั่ว สภาพ Coating ของวาล์ว และการทรุดตัว ASME B31.8 หัวข้อ 853.5

3.4 Pipeline Settlement Survey

คือ การสำรวจและสังเกตการณ์ทรุดของท่อส่งก๊าซ บริเวณพื้นที่ความเสี่ยงต่อดินทรุด ASME B31.8 หัวข้อ 841.1.10

3.5 Soil Erosion Control

คือ การสำรวจและสังเกตการณ์กัดเซาะของดินที่ปิดทับท่อส่งก๊าซ บริเวณพื้นที่ดินอ่อน, พื้นที่ทางน้ำไหล หรือพื้นที่ทางลาดชัน ASME B31.8 หัวข้อ 841.1.10, 841.1.11

3.6 Pipe-to-Soil (P/S) Potential Survey

คือ การตรวจสอบระดับการป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 862.1, Appendix K และ NACE SP-0169 และกรณีพบการผุกร่อนของท่อส่งก๊าซ ให้ดำเนินการตามมาตรฐาน ASME B31G และ ASME B31.8 หัวข้อ 863

3.7 Pipeline Thickness Measurement

คือ การตรวจสอบการสึกกร่อนของท่อส่งก๊าซ บริเวณที่มีความเสี่ยงสูง เช่น บริเวณข้อต่อ หรือบริเวณที่ก๊าซมีความเร็วสูง เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน API 570, API 574

3.8 Close Interval Potential Survey

คือ การตรวจสอบค่าระดับ การป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซทุกๆ 1 เมตร เพื่อตรวจสอบว่ามีท่อบริเวณใดมีค่าระดับต่ำกว่ามาตรฐาน NACE SP-0169

3.9 ROV Survey

คือ การตรวจสอบสภาพของท่อใต้ท้องทะเลว่ามีการปิดทับด้วยดินใต้ท้องทะเลอย่างเพียงพอต่อการป้องกันผลกระทบจากคลื่น และการประมง พร้อมทั้งตรวจสอบระบบป้องกันการผุกร่อนท่อส่งก๊าซ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ A851, A862

3.10 Coupon Inspection

คือ การติดตั้งชิ้นโลหะชนิดเดียวกันกับท่อไว้ในท่อส่งก๊าซ เพื่อเป็นตัวแทนผนังท่อด้านใน ซึ่งจากการติดตั้งระยะเวลานึงจะมีการถอดออกมาเพื่อตรวจสอบสภาพผิว น้ำหนักที่หายไป เพื่อนำไปคำนวณหาอัตราการผุกร่อน เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 864.1 (b) และ NACE SP0775

3.11 Deposit / Liquid Inspection

คือ การเก็บตัวอย่าง Mill Scales หรือ Liquid จากการ Run Cleaning Pig หรือจาก Filter ที่ติดตั้งตามสถานี ก๊าซนำไปวิเคราะห์หาสารประกอบของเหล็ก เพื่อนำมาประเมินการผุกร่อนของท่อส่งก๊าซ ว่าเกิดจากสาเหตุใด ซึ่งจะนำไปสู่การแก้ปัญหาได้ถูกจุด เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 860.2 (f)

3.12 Coating Defect Survey

คือ การตรวจสอบการชำรุดของ Coating ท่อส่งก๊าซ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 852.6.1

3.13 Insulating Join / Flange Inspection

คือ การตรวจสอบสภาพของ Insulating Joint / Flange ว่ามีการรั่ว หรือลัดวงจร หรือไม่ตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 861.1.3

3.14 AC Mitigation Inspection

คือ การตรวจสอบระบบการป้องกันอันตรายจากฟ้าผ่า และไฟฟ้าแรงสูงต่อท่อส่งก๊าซ และพนักงานผู้ซึ่งทำงานในขณะนั้น ๆ โดยปฏิบัติตาม ASME B31.8 หัวข้อ 861.1.7

3.15 Rectifier Inspection

คือ การเฝ้าติดตามการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เพื่อดูว่าระบบป้องกันการผุกร่อน ยังคงทำงานอยู่ พร้อมทั้งบันทึกค่าต่าง ๆ ที่ Rectifier เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 861.1.4

3.16 Inhibitor Injection

คือ การฉีดสารยับยั้งการผุกร่อนเข้าไปในท่อส่งก๊าซ (เฉพาะท่อในทะเล หรือท่อที่ส่งก๊าซที่มีสารกัดกร่อนปนอยู่) เพื่อทำหน้าที่รวมตัวกับน้ำที่อยู่ภายในท่อ และเคลือบผิวด้านในท่อ ซึ่งอัตราการฉีดจะขึ้นอยู่กับส่วนผสมของ Inhibitor ที่ผู้ผลิตจะเป็นผู้แนะนำ โดยปฏิบัติตาม ASME B31.8 หัวข้อ 864.1(a), 864.2.2

3.17 Inline Inspection

คือ การตรวจสอบการผุกร่อนทั้งภายในและภายนอกท่อ การเปลี่ยนแปลงรูปทรงของท่อ และการเบี่ยงเบนของแนวท่อส่งก๊าซ โดยการ Run Instrument Pig เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B 31. 8 หัวข้อ 860.2, 863.2

3.18 Internal Cleaning

คือ การ Run Pig เพื่อทำความสะอาดภายในท่อส่งก๊าซตาม ASME B31.8 ข้อ 860.2, 864.1

3.19 Electrical Interference

คือ การตรวจสอบการรบกวนระบบ CP. จากโครงสร้างอื่น ๆ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐาน ASME B31.8 หัวข้อ 861.1.5, 861.1.7

4. การวิเคราะห์แก้ไข้ปัญหา

เขตปฏิบัติการฯจะทำหน้าที่ตรวจสอบ วิเคราะห์ และแก้้ปัญหาเบื้องต้นที่เกิดขึ้นในสนาม โดยส่วน รท. จะทำหน้าที่วิเคราะห์ในรายละเอียด และหาแนวทางแก้ไข้ปัญหาที่ได้รับการร้องขอจากเขตปฏิบัติการ

5. การเก็บข้อมูล

ข้อมูลการบำรุงรักษาในข้อ 3 จะถูกรวบรวมเก็บไว้ภายในเขตปฏิบัติการโดยปฏิบัติตาม ASME B31.8 หัวข้อ 851.6, 852.6, 854.1, A847.5

Download by PTT\cg590003 Revision (6)
09/01/2024 09:03

ภาคผนวกที่ 2

เกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดในการทำงาน

1. บทนำ

เกณฑ์มาตรฐานคือเกณฑ์ที่สายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ นำมาใช้ในการอ้างอิง เพื่อการตัดสินใจในงานซ่อมบำรุง หรือใช้งานท่อส่งก๊าซอย่างปลอดภัย ซึ่งถือว่าเป็นเกณฑ์ขั้นต่ำที่ต้องปฏิบัติ

2. มาตรฐานที่นำมาใช้งาน

2.1 American Society of Mechanical Engineers (ASME B31.8)

2.2 มาตรฐานต่าง ๆ ที่กล่าวถึงใน ASME B31.8

3. หัวข้อของมาตรฐานที่เลือกใช้

3.1 ASME B31.8 Chapter IV – Design, Installation and Testing

3.2 ASME B31.8 Chapter V - Operating and Maintenance Procedures

3.3 ASME B31.8 Chapter VI - Corrosion Control

3.4 ASME B31.8 Chapter VIII - Offshore Gas Transmission

3.5 ASME B31.8 Chapter IX – Sour Gas Service

3.6 ASME B31.8 Appendix K - Criteria for Cathodic Protection

3.7 ASME B31.8 Appendix L - Determination of Remaining Strength of Corroded Pipe

3.8 ASME B31.8 Appendix M - Gas Leakage Control Criteria

4. เกณฑ์พิจารณาจัดลำดับความสำคัญวางแผนบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซฯ

ให้พิจารณาจากปัจจัยดังต่อไปนี้

4.1 ผลการประเมินความเสี่ยงของท่อก๊าซฯ ซึ่งประกอบด้วยการพิจารณา

4.1.1 โอกาสที่ท่อก๊าซฯจะเกิดความเสียหาย

4.1.1.1 รูปแบบความเสียหายที่จะเกิดขึ้น เช่น External corrosion, Internal corrosion เป็นต้น

4.1.1.2 พิจารณาผลบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ ตามแต่ละรูปแบบความเสียหาย

4.1.2 ผลกระทบที่จะเกิดขึ้น เมื่อท่อก๊าซฯเกิดความเสียหาย

4.1.2.1 ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับชีวิตของบุคคล

4.1.2.2 ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นในแง่ของ Economic

4.1.2.3 ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับสิ่งแวดล้อม

- 4.2 ค่าระดับ MAOP เทียบกับค่า SMYS เนื่องจากจะส่งผลต่อรูปแบบความเสียหาย / ระดับความรุนแรงในเบื้องต้นของท่อก๊าซฯ ระหว่าง Leakage (รั่วไหล) กับ Rupture (รอยแตกมีขนาดใหญ่ เทียบเท่า Pipeline Diameter)

5. ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในการวางแผนการทำงาน

- 5.1 Pipeline Patrolling หรือการลาดตระเวนตามแนวท่อก๊าซฯ: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

5.1.1 Transmission Pipeline

- Location Class 1, 2 อย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง
- Location Class 3 อย่างน้อย ปีละ 2 ครั้ง
- Location Class 4 อย่างน้อย ปีละ 4 ครั้ง

5.1.2 Distribution Pipeline

- อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

- 5.2 Pipeline Leakage Survey: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- อย่างน้อยปีละ 4 ครั้ง

- 5.3 Vault Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

- 5.4 Pipeline Settlement and Soil Erosion Control: พิจารณาวางแผนตามพื้นที่อ่อนนุ่ม และพิจารณาจากผลตรวจวัดการทรุดเป็นหลัก

- ให้ดำเนินการตรวจวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง และซ่อมตามที่ตรวจพบจากการทำ Pipeline Patrolling Survey

- 5.5 Pipe to Soil Potential Survey: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- อย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง โดยทุกจุดที่วัดต้องไม่น้อยกว่า -0.9 V (On) หรือ -0.85 V (Instance Off)

- 5.6 Pipeline Thickness Measurement:

- ความหนาลดลงจากความหนาเดิมมากกว่า 10% หรือมีแนวโน้มของความหนาลดลงจากการวัด 3 ครั้ง ต่อเนื่อง (แต่ละครั้งห่างกันไม่เกิน 3 ปี)

- 5.7 Close Interval P/S Survey: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- การตรวจวัด เหมือน ข้อ 4.4 แต่จะกระทำเฉพาะพื้นที่ที่มีนัยสำคัญ

5.8 ROV. Survey (เฉพาะท่อในทะเล): พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ดำเนินการทุกๆ 5 ปี

5.9 Corrosion Coupon Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ติดตั้ง และถอดทุก ๆ 3 ปี หรือพบว่าคุณภาพก๊าซมีนัยสำคัญ เช่น H_2O , CO_2 , H_2S เพิ่มขึ้น

5.10 Deposit / Liquid Inspection: พิจารณาวางแผนตามการ Run PIG

การเก็บตัวอย่างให้หลีกเลี่ยงตัวอย่างสัมผัสกับ O_2 ให้มากที่สุด โดยปกติให้เก็บพร้อมกับงาน Run Pig

5.11 Coating Defect Survey: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ให้ดำเนินการทุก ๆ 5 ปี และบริเวณดังกล่าวมีการเปลี่ยนแปลงของสิ่งแวดล้อม หรือ P/S ต่ำกว่าเกณฑ์ ให้ทำการตรวจสอบเป็นการเฉพาะ

5.12 Insulating Joint / Flange Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ให้ทำการตรวจวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง พร้อมกับ P/S Potential Survey

5.13 AC Mitigation Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ให้ดำเนินการไปพร้อมกับ P/S Potential Survey

5.14 Rectifier Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- ให้ดำเนินการตรวจสอบทุก ๆ 1 เดือน

5.15 Inhibitor Injection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

ให้ดำเนินการต่อเนื่องพร้อมทั้งเก็บตัวอย่างไปวิเคราะห์ทุก ๆ 3 - 6 เดือน ต่อครั้ง

5.16 Inline Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลาเป็นหลัก (Time-Based Approach)

- MFL Pig ให้ดำเนินการทุก ๆ 5 ปี สำหรับท่อบนบก และท่อในทะเล
- GEO Pig ให้ดำเนินการทุก ๆ 5 ปี โดยประเมินจากข้อมูลที่ได้จากการทำ Pipeline Patrolling

5.17 Internal Cleaning by PIG: พิจารณาวางแผนตามสภาพความสะอาดท่อ (Condition-Based Approach and Time-Based Approach)

กรณีที่ รท.วรด. ประเมินสภาพปริมาณสิ่งตกค้างภายในท่อ แล้วพบว่า

- 1) สิ่งตกค้างภายในท่อมีปริมาณน้อย: จะ run cleaning PIG ล้างหน้าก่อน run ILI PIG อย่างน้อย 1 ปี เช่น run cleaning PIG ในปี 4 และถัดไปปีที่ 5 จะ run ILI PIG
- 2) สิ่งตกค้างภายในท่อมีปริมาณมาก: จะวางแผนให้ run Cleaning PIG ทุกปี

5.18 Electrical Interference (Bond Box) Inspection: พิจารณาวางแผนตามระยะเวลา (Time-Based Approach)

- ให้ดำเนินการตรวจสอบทุก ๆ 1 เดือน โดยทำไปพร้อมกับการตรวจสอบ Rectifier

ภาคผนวก 3

ขอบข่ายการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซแต่ละเขตปฏิบัติการ

ลำดับ	รายการ	มผ.	เขต 1	เขต 2	เขต 3	เขต 4	เขต 5	เขต 6	เขต 7	เขต 8	เขต 9	เขต 10	เขต 11	เขต 12
1	Pipeline Patrolling Survey	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	Pipeline Leakage Survey	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	Vault Inspection	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	Pipeline Settlement and Soil Erosion Control	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	Pipe-to-Soil (P/S) Potential Survey	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	Pipe Thickness Inspection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	Close Interval P/S Survey	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	Remote Operating Vehicle Survey	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Corrosion Coupon Inspection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-
10	Deposit / Liquid Inspection	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	Coating Defect Survey	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	Insulation Joint / Flange Inspection Insp.	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	AC Mitigation Inspection	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
14	Rectifier Inspection	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15	Inhibitor Injection	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	In Line Inspection (Pigging)	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
17	Internal Cleaning (Pigging)	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
18	Electrical Interference (Bond Box)	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

ภาคผนวก 4

หน้าที่ความรับผิดชอบของแต่ละหน่วยงาน ในแต่ละกิจกรรมบำรุงรักษาท่อก๊าซฯ

		Responsibility					
Item	Maintenance Activities	Plan Action	Prepare TOR	Procure	Execute & Submit	Analyze & Report	Keep Record
Mechanical damage control : Patrolling							
1	Patrolling (Vehicle)	R	-	-	R	R	R/E
2	Ground/Crossing Patrolling and Leakage Survey	R	-	-	R	R	R/E
3	Vault Maintenance	R	-	-	R	R	R/E
4	Aerial Patrolling	E	E	E	R/E	R/E	R/E
5	Soil Erosion Survey	R	R	R	R	R/E	R/E
6	Pipeline Settlement Survey	R		-	R	PE/E	R/E
7	ROV Survey (Visual inspection, Free span)	OF	OF	OF	OF	OF/E	OF/E
8	ROV Survey (Visual inspection, FMD)	OF	OF	OF	OF	OF/E	OF/E
External corrosion control : Cathodic Protection System, Protective Coating system							
1	P/S Potential Survey (on-off) @ Test Post	R	-	-	R	E	R/E
2	Casing Inspection	R	-	-	R	E	R/E
3	Bond Box Inspection	R	-	-	R	E	R/E
4	Anodebed Inspection (ICCP) ROV (Anode/Electrolyte Potential Survey)	R	-	-	R	E	R/E
5	Rectifier Inspection	R	-	-	R	E	R/E
6	AC Mitigation Inspection (dc decoupler, Surge protecting device, Zn ground wire/mat)	R	-	-	R	E	R/E
7	Close Interval P/S Potential Survey (CIPs) ROV (Pipe/Electrolyte Potential Survey)	R	R	R	R	E	R/E
8	Coating Defect Survey (DCVG), PCM ROV (Voltage Gradient Survey)	R	R	R	R	E	R/E
9	Insulating Joint or Flange Inspection	R	-	-	R	E	R/E
10	CP Online Calibration (P/S, TR-V,TR-C)	R	-	-	R	E	R/E
External Inspection / Direct Examination							
1	General surface / coating condition inspection	R/OF	-	-	R/OF	E	R/OF/E
2	Splash zone / soil to air piping inspection	R/OF	-	-	R/OF	E	R/OF/E
3	Corrosion under pipe support Inspection	R/OF	-	-	R/OF	E	R/OF/E
4	Corrosion under insulation (CUI) Inspection	R/OF	R/OF	R/OF	R/OF	E	R/OF/E
5	Wall Thickness Inspection @ critical location	R/OF	-	-	R/OF	E	R/OF/E

Item	Maintenance Activities	Responsibility					
		Plan Action	Prepare TOR	Procure	Execute & Submit	Analyze & Report	Keep Record
6	Hot tapped Coupon Measurement	-	E	E	R	E	R/E
7	Excavation & Direct Examination	E	R	R	R/E	E	R/E
Internal corrosion control : Chemical Treatments , Moisture dew point control							
1	Moisture control	OF	OF	OF	OF	OF	OF
2	Inhibitor Injection	OF	OF	OF	OF	OF	OF
Internal Inspection : Cleaning, Inline & Sample Inspection							
1	Cleaning Pig	E/R/OF	R/OF	R/OF	R/OF	E	R/E/OF
2	Corrosion (MFL) Pig	E/R/OF	E	E	R/E/OF	E	R/E/OF
3	Geometry (Caliper, Gauge, 3D) Pig	E/R/OF	E	E	R/E/OF	E	R/E/OF
4	Chemical analysis (Deposit, Liquid)	E	Q	Q	R/E/OF	Q	E
5	Corrosion Probe / Coupon Measurement	E	E	E	R/E/OF	R/E/OF	R/E/OF
Other							
1	Location Class Survey	A	A	A	A	A/E	A/E

หมายเหตุ:

- R = Regional Operation หรือ เขตปฏิบัติการ
- PE = Pipeline Engineering Division หรือ วท.วรรต.
- E = Pipeline Maintenance Management Division หรือ รท.วรรต.
- A = Academy Division หรือ พศ.วรรต.
- OF = Offshore Operation หรือ ยผ.ปลต.
- Q = PTT Lab หรือ ศูนย์วิจัย วังน้อยฯ

ภาคผนวก 5

การวางแผนบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โดยแบ่งตามแบบฟอร์มการบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซประเภทต่างๆ

ลำดับ	ชื่อแบบฟอร์ม	ชื่อเรื่อง	จุดประสงค์ของแผนงาน	ผู้จัดทำแผน
1	F-รท.วรด.-0012	Natural Gas Pipeline Maintenance Program	สำหรับใช้ระบุมาตรฐานของคาบเวลาต่าง ๆ ของกิจกรรมบำรุงรักษาในแต่ละรายการ เพื่อใช้อ้างอิงในการจัดทำแผนปฏิบัติงานรายปี และแผนปฏิบัติงานที่มีคาบเวลามากกว่า 1 ปี (Master Plan)	รท.
2	F-รท.วรด.-0013	Pipeline Integrity Plan	สำหรับใช้วางแผนบำรุงรักษาท่อ ที่มีคาบเวลามากกว่า 1 ปี เพื่อใช้อ้างอิงในการจัดทำแผนปฏิบัติงานประจำปี (Master Plan)	รท.
3	F-รท.วรด.-0014	Cleaning Pig & Instrument Pig Schedule	สำหรับใช้วางแผนงานกำหนดวันและเดือนที่เหมาะสมกับการ Run Pig ประจำปีของทุกเส้นท่อ และเพื่อที่เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิงหรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	รท.
4	F-รท.วรด.-0015	Aerial Leakage Survey & Patrolling Schedule	สำหรับใช้วางแผนงาน Aerial Leakage Survey และ Aerial Patrolling ประจำปี ของทุกเส้นท่อ และเพื่อที่เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิง	รท.

ลำดับ	ชื่อแบบฟอร์ม	ชื่อเรื่อง	จุดประสงค์ของแผนงาน	ผู้จัดทำแผน
			หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	
5	F-รท.วรด.-0016	Corrosion Coupon Inspection Schedule	สำหรับใช้วางแผนงานถอดและประกอบ Corrosion Coupon ประจำปี ที่ติดตั้งในเส้นท่อ และเพื่อที่เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิง หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	รท.
6	F-รท.วรด.-0040	Tool & Equipment Calibration Plan	สำหรับใช้วางแผนส่งเครื่องมือที่อยู่ในความรับผิดชอบ รทไปสอบ . เทียบ ประจำปี	รท.
7	F-รท.วรด.-0018	Pipeline Indirect Inspection and Integrity Assessment Plan	สำหรับใช้วางแผนงาน CIPS และ DCVG ท่อประธานประจำปี เพื่อให้เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิง หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	รท.
8	F-รท.วรด.-0019	ICCP Anode Groundbed Replacement Plan	สำหรับใช้วางแผนเปลี่ยน Anode groundbed ของระบบ Impress Current Cathodic Protection ที่ติดตั้งในเส้นท่อ และเพื่อที่เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิง หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	รท.
9	F-รท.วรด.-0028	Distribution Pipeline Indirect Inspection and	สำหรับใช้วางแผนงาน CIPS และ DCVG ท่อย่อยประจำปี เพื่อให้เขต	รท.

ลำดับ	ชื่อแบบฟอร์ม	ชื่อเรื่อง	จุดประสงค์ของแผนงาน	ผู้จัดทำแผน
		Integrity Assessment Plan	ปฏิบัติการนำไปอ้างอิง หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	
10	F-รท.วรต.-0029	Direct Assessment	สำหรับเขตปฏิบัติการใช้วางแผนงานชุดตรวจสอบท่อส่งก๊าซประจำปี	รท.
11	F-รท.วรต.-0030	Soil Settlement Inspection Plan	สำหรับใช้วางแผนงานตรวจสอบการทรุดตัวของสถานีท่อส่งก๊าซของเขตปฏิบัติการ	รท.
12	F-รท.วรต.-0032	Soil Erosion	สำหรับเขตปฏิบัติการใช้วางแผนงานแก้ไขจุดกัดเซาะของท่อส่งก๊าซ	รท.
13	F-รท.วรต.-0052	NGV Pipeline Indirect Inspection and Integrity Assessment Plan	สำหรับใช้วางแผนงาน CIPS และ DCVG ท่อ NGV ประจำปี เพื่อให้เขตปฏิบัติการนำไปอ้างอิง หรือปรับวางแผนปฏิบัติประจำปีของแต่ละเขต	รท.
14	F-รท.วรต.-0058	Pipeline Maintenance Equipment Obsolete and Wear Out Information	สำหรับเขตปฏิบัติการใช้วางแผนซ่อมและสำรองอุปกรณ์ที่อาจ Obsolete ในอนาคต	รท.

หมายเหตุ

- ในการวางแผนปฏิบัติงานประจำปีของแต่ละหน่วยงาน หากพบว่ามีรายการกิจกรรมบำรุงรักษาหัวข้อใดๆ ยังไม่ถึงกำหนดหรือไม่ถึงรอบการบำรุงรักษาในปีนั้น ๆ ให้ผู้รับผิดชอบการวางแผนระบุ Next Due Year ไว้ในช่องหมายเหตุ หรือช่อง Remark ตามแบบฟอร์มวางแผนปฏิบัติงานประจำปี
- แผนงานประจำปี หมายถึง แบบฟอร์มการวางแผนประจำปี (Action Plan) ที่แต่ละหน่วยงานกำหนดขึ้น หรือแผนงาน KPI ประจำปี ของหน่วยงานนั้น ๆ

ภาคผนวก 6

กระบวนการ Quality Assurance (QA) งานบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซ

Asset Integrity Management System (QA)

(Comply with ASME B31.8S)

